Akademie für Umwelt und Energie
Laxenburg

Federal Environmental Agency
Austria

# Entwicklung und fortschrittlicher Stand der Technik zur Emissionsminderung von Stickoxiden und Schwefeloxiden aus Feuerungsanlagen im Leistungsbereich von 3 bis 50 MW

## Expertenhearing Laxenburg
## 18./19. November 1992

TAGUNGSBERICHTE / CONFERENCE PAPERS
BD. 8 / VOL. 8

Wien / Vienna 1993

Bundesministerium für Umwelt,
Jugend und Familie

Federal Ministry for Environment,
Youth and Family

**Impressum:**

Medieninhaber und Herausgeber: Umweltbundesamt (Federal Environmental Agency)
Spittelauer Lände 5, A–1090 Wien (Vienna), Austria
Die abgedruckten Einzelreferate geben die Fachmeinung ihrer Autoren wieder.

Wissenschaftliche Beratung: Univ.–Prof. Dr. Albert E. Hackl

Redaktion: Barbara Striedinger

Editorische Betreuung: Johannes Mayer

© Umweltbundesamt, Wien, 1993.
Alle Rechte vorbehalten (all rights reserved)
ISBN 3–85457–104–6

## *Vorwort*



*Maria Rauch–Kallat*

*Bundesministerin für Umwelt, Jugend und Familie*

Umweltschutz beginnt im eigenen Haushalt und endet dort, wo man nicht imstande ist, globale Umweltgefahren wirksam zu bekämpfen. Das bloße Bekenntnis zum Umweltschutz genügt nicht. Jeder trägt in seinem Wirkungs– und Einflußbereich Verantwortung für die gesamte Umwelt, nicht nur für die Umwelt im lokalen und regionalen Bereich. Immer mehr setzt sich die Erkenntnis durch, daß vorsorgende Umweltpolitik grenzüberschreitend sein muß, um auch für die lokalen und regionalen Schutzinteressen wirksam zu sein.

Mit dem Abkommen über den Europäischen Wirtschaftsraum hat Österreich (gemäß Art. 73) neuerlich ein verpflichtendes Bekenntnis zu dem Grundsatz abgelegt, "Umweltbeeinträchtigungen vorzubeugen und sie nach Möglichkeit an ihrem Ursprung zu bekämpfen." Die Europäischen Gemeinschaften hatten schon vorher in mehreren Aktionsprogrammen und insbesondere auch anläßlich der Erlassung der Richtlinie über die Umweltverträglichkeitsprüfung immer wieder betont, daß die beste Umweltpolitik darin besteht, Umweltbelastungen von vornherein zu vermeiden, statt sie erst nachträglich in ihren Auswirkungen zu bekämpfen.

In der österreichischen Rechtsordnung wurde dieses Vorsorgeprinzip erstmals mit dem Dampfkessel–Emissionsgesetz, dem Vorläufer des Luftreinhaltegesetzes für Kesselanlagen, verwirklicht. Eine am Stand der Technik und an den Schutzbedürfnissen orientierte Emissionsbegrenzung ist neben der Umweltverträglichkeitsprüfung das wichtigste Rechtsinstrument zur Umsetzung einer vorbeugenden Umweltpolitik.

Vorbeugende Umweltpolitik ist nicht nur sichergestellt, wenn es gelingt, in Ballungs– und Belastungsgebieten die Emissionen von Großemittenten zu reduzieren. Im Sinne der mit dem EWR–Abkommen übernommenen Verpflichtung wird es vielmehr notwendig sein, möglichst viele Anlagen schrittweise

an die beste verfügbare Technologie anzupassen. Nur so kann erreicht werden, daß der Fortschritt der Technik nicht bloß für den Wirtschaftserfolg sondern auch für die Bedürfnisse des Umweltschutzes genützt wird.

Vor allem ist aber auch zu bedenken, daß die Emissionen der Vielzahl mittlerer und kleiner Anlagen beträchtlich sind und zusammen mit dem Kraftfahrzeugverkehr oft sogar überwiegend zu einer belastenden Immissionssituation beitragen. Die Emissionsminderung von mittleren und kleinen Anlagen, deren Standorte oft außerhalb von Industriezonen und Ballungsgebieten, manchmal auch in Fremdenverkehrs–, Kur– und Erholungsgebieten liegen, ist nicht nur für das lokale Schutzinteresse von großer Bedeutung.

Nach der Industrieanlagen–Richtlinie der EG sind die Vertragsstaaten u. a. verpflichtet, die Entwicklung der besten verfügbaren Technologie und der Umweltverhältnisse zu beobachten. Unter der Voraussetzung, daß dies für die betreffenden Anlagen, insbesondere unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Lage der Unternehmen, nicht mit unvertretbar hohen Kosten verbunden ist, werden anhand einer solchen Prüfung Änderungen und Ergänzungen des österreichischen Betriebsanlagenrechtes sowohl im Luftreinhalterecht für Kesselanlagen als auch aufgrund der Gewerbeordnung zu erwägen sein. Für die im Anhang I der Industrieanlagen–Richtlinie angeführten Kategorien von Anlagen besteht zu einer solchen Überprüfung eine grundsätzliche Verpflichtung. Aber auch Anlagen, die nicht zu diesen Kategorien gehören, werden im Sinne des verbindlichen Vorsorgeprinzipes in diese Erwägungen einzubeziehen sein. Die vorliegende Veröffentlichung des Umweltbundesamtes ist ein Schritt in diese Richtung.

Maria Rauch-Kallat

# *Expertenhearing zur Emissionsminderung von Stickoxiden und Schwefeloxiden bei Feuerungsanlagen im Leistungsbereich von 3 bis 50 MW – Kurzzusammenfassung*

In einer Entschließung des Nationalrates zum Ozongesetz vom 2. April 1992 (BGBl. 210/1992) wird u.a. die Neu–Festlegung von Emissionsgrenzwerten für Stickoxide bei Feuerungsanlagen entsprechend dem heutigen Stand der Technik gefordert. Ebenso wäre nach Ansicht des Umweltbundesamtes bei den derzeit in Österreich geltenden Emissionsgrenzwerten für Schwefeloxide bei Feuerungsanlagen eine Anpassung an den Stand der Technik erforderlich.

Zur Dokumentation und Klärung der aktuellen Fachdiskussion auf nationaler und internationaler Ebene veranstaltete das Umweltbundesamt am 18./19. November 1992 in Laxenburg ein Expertenhearing, dessen Referate und Diskussionen im vorliegenden Band der Reihe "Tagungsberichte" veröffentlicht werden.

Das Expertenhearing hat bestätigt, daß bei Alt– und Neuanlagen im diskutierten Leistungsbereich durch die konsequente Anwendung des Standes der Technik eine deutliche Absenkung der Stickoxid– und Schwefeloxidemissionen erzielbar ist.

Als Schlußfolgerungen aus dem Hearing hat das Umweltbundesamt Empfehlungen für die Neufestsetzung von Grenzwerten für Feuerungsanlagen erstellt, die am Ende des Tagungsbandes abgedruckt sind (S. 359–367)..

## Expert Hearing on Emission Reduction of Nitrogen Oxides and Sulphur Oxides from Firing Installations within a Power Range from 3 – 50 MW – Abstract

In a resolution to the Ozone Law, which entered into force 2 April 1992, the Austrian Parliament demanded a re–definition of emission standards for nitrogen oxides from firing installations according to the state of technology.

The Austrian Federal Environmental Agency furthermore suggests to adapt current emission standards for sulphur oxides to the state of technology as well.

In order to document the discussion and recent national and international developments, the Federal Environmental Agency organized an expert meeting, which took place in Laxenburg, Austria, 18–19 November 1992. The papers and minutes of discussions are published in this volume of the series "Conference Papers".

The expert hearing confirmed that at new and existing installations within the above mentioned power range a significant reduction of nitrogen oxide and sulphur oxide emissions can be achieved by a strict and consistent application of primary and secondary measures according to the state of technology.

Based on the discussions of the meeting, recommendations by the Federal Environmental Agency concerning the definition of emission standards according to the state of technology are given (see pp. 359–367).

# *Fachtagung Emissionsminderung $NO_x/SO_2$ – Inhaltsverzeichnis*

**Eröffnung** ..... i
*Bundesministerin Dkfm. Ruth Feldgrill–Zankel*

**$SO_2$– und $NO_x$–Emissionsbegrenzung bei mittelgroßen Feuerungsanlagen in der Bundesrepublik Deutschland** ..... 1
*Dipl.–Ing. Rolf Beckers, Umweltbundesamt Berlin, D*

**Diskussion (Beckers)** ..... 11

**Gesetzliche Emissionsbegrenzungen für Feuerungsanlagen in der Schweiz** ..... 15
*Dipl.–Chem. Ulrich Jansen, Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, Bern, CH*

**Diskussion (Jansen)** ..... 23

**Umrüstung eines Fernheizkraftwerkes als Beitrag zur Emissionsminderung** ..... 25
*Dipl.–Ing.Dr.mont. Franz Kemetner, Prokurist, EVN Energie–Versorgung Niederösterreich AG, Maria Enzersdorf, A*

**Diskussion (Kemetner)** ..... 39

**Standpunkt der österreichischen Braunkohleindustrie** ..... 41
*Dipl.–Ing. Klaus Pibernig, Oskar E. Schimek, Fachverband der Bergwerke und Eisen erzeugenden Industrie, Wien, A*

**Diskussion (Pibernig/Schimek)** ..... 43

**Entwicklung und Stand der Brennstofftechnologie** ..... 45
*Dir. Dr. Walter Tauscher, ÖMV AG, Wien, A*

**Diskussion (Tauscher)** ..... 56

**Standpunkt der österreichischen Brenner–Lieferanten** ..... 57
*Ing. Peter Gabriel, Verband der Österreichischen Brenner–Lieferanten, Wien, A*

**Diskussion (Gabriel)** ..... 61

**$NO_x$–Emissionen von Biomassefeuerungen** ..... 67
*Dipl.–Ing. Manfred Wörgetter, Bundesanstalt für Landtechnik, Wieselburg, A*

**Diskussion (Wörgetter)** ..... 76

**Das SAACKE TEMINOX–System** ..... 79
*Dr.–Ing. Norbert Schopf, SAACKE GmbH & Co. KG, Bremen, D*

**Chemische Verfahrenshilfsstoffe zur Einhaltung von Emissionsgrenzwerten** ..... 86
*Dr.–Ing. Thomas Reynolds, SAT CHEMIE GMBH, Norderstedt, D*

**Diskussion (Schopf/Reynolds)** ..... 98

**Betrachtungen für die Festlegung von Emissionsgrenzwerten – Brennerleistungen > 1 MW** ..... 101
*Dipl.–Ing. Ewald Marx, ELCO–Klöckner, Hechingen–Stetten, D*

**Diskussion (Marx)** ..... 110

**$NO_x$–arme Feuerungssysteme für Kesselanlagen mittlerer Leistungen** .... 111
*Dr.–Ing. Uwe Wiedmann, Körting Hannover AG, Hannover, D*

**Diskussion (Wiedmann)** ..... 118

**$NO_x$–Emissionen der Gas– und Ölfeuerungen mit einer Leistung größer 3 MW** ..... 121
*Dr. Behrouz Ahmadi, Max Weishaupt GmbH, Schwendi, D*

**Diskussion (Ahmadi)** ..... 127

**Möglichkeit der Emissionsminderung an BERTSCH–Industriedampferzeugern** ..... 129
*Dipl.–Ing. Arno Kolbitsch, Josef Bertsch GesmbH, Bludenz, A*

**Diskussion (Kolbitsch)** ..... 136

**Primärmaßnahmen zur Verminderung der $NO_x$–Emission bei gasförmigen und flüssigen Brennstoffen** ..... 139
*Prok. Werner Vale, Austrian Energy & Environment, Graz, A*

**$NO_x$– und $SO_2$–Minderung bei Feuerungsanlagen (3 – 50 MW)** ..... 148
*Ing. Richard Budin, Austrian Energy & Environment, Wien, A*

**Diskussion (Budin/Vale)** ..... 154

**SCR–De$NO_x$–Katalysatoren für Kleinfeuerungen** ..... 157
*Dr. Irene Binder–Begsteiger, FRAUENTHAL KERAMIK AG, Frauenthal, A*

**Diskussion (Binder–Begsteiger)** ..... 164

**Betriebserfahrungen mit dem SNCR–Verfahren zur Stickoxidreduktion an verschiedenen Feuerungssystemen** ..... 167
*Dr. Karl Heinz Gruber, DRAUCONSULTING–GesmbH, Klagenfurt, A*

**Betriebserfahrungen mit dem Calcium–Trockenadditiv–Verfahren (CTAV) zur Entschwefelung** ..... 190
*Dr. Karl Heinz Gruber, DRAUCONSULTING–GesmbH, Klagenfurt, A*

**Diskussion (Gruber)** ..... 204

**LOW–$NO_x$–Feuerungssysteme – Stand der Technik in der Schweiz** ..... 205
*Dir. Max Hauswirth, OERTLI Wärmetechnik AG, Dübendorf, CH*

**Diskussion (Hauswirth)** ..... 230

**Verfahren der Fa. GEA** ..... 235
*Dr. Yaqub H. Chughtai, GEA Wärme und Umwelttechnik, Bochum, D*

**Diskussion (Chughtai)** ..... 256

**Rauchgasentschwefelungstechnik bei ML am Beispiel der REA Feldmühle** ..... 259
*Dipl.–Ing. Helmut Braß, ML Entsorgungs– und Energieanlagen GmbH, Ratingen, D*

**Diskussion (Braß)** ..... 275

**Verfahren der Fa. FHW** ..... 277
*Dipl.–Ing. Emil Andorfer, FHW–Brenntechnik GmbH, Neumarkt–St. Veit, D*

**Diskussion (Andorfer)** ..... 292

**Halbtrockene, hocheffiziente Abgasentschwefelung in der rückströmenden, zirkulierenden Wirbelschicht** ..... 295
*Dr.–Ing. Rolf Graf, Wulff GmbH, Friedrichsdorf, D*

**Diskussion (Huckriede)** ..... 310

**Reinigung von Rauchgas – Kombinierte Entschwefelung und Entstickung in der expandierten zirkulierenden Wirbelschicht** ..... 313
*Dr.–Ing. Harald Sauer, Lurgi Energie und Umwelttechnik GmbH, Frankfurt, D*

**Diskussion (Sauer)** ..... 317

**Rauchgasentschwefelung nach schweröl beheizten Dampfkesseln im Bereich 3 – 50 MW mittels Naßverfahren** ..... 321
*Conrad Bader, SULZER Chemtech, Winterthur, CH*

**Diskussion (Bader)** ..... 332

**Emissionsminderung von Schwefeloxiden aus Feuerungsanlagen im Leistungsbereich von 3 – 50 MW** ..... 333
*Dipl.–Ing. Manfred Weitzer, Austrian Energy & Environment, Graz, A*

**Diskussion (Bobik)** ..... 336

**Stand der Entwicklung und Technik der $NO_x$– und $SO_2$–Minderung bei Feuerungsanlagen** ..... 337
*Dipl.–Ing. R. Maierhofer, Integral Engineering, Industrie–bedarf – GesmbH, Achau, A*

**Diskussion (Maierhofer)** ..... **342**

**Verfahren der Fa. DUMAG** ..... **345**
*Ing. Landauf, DUMAG GesmbH, Wien, A*

**Diskussion (Landauf)** ..... **353**

**Schlußwort Univ.–Prof. Dr. Albert Hackl** ..... **355**

**Schlußfolgerungen des Umweltbundesamtes und Ableitung von Empfehlungen im Hinblick auf die geplante Novellierung der Luftreinhalteverordnung für Kesselanlagen** ..... **359**

## *Eröffnung*

*Dkfm. Ruth Feldgrill–Zankel, Bundesministerin für Umwelt, Jugend und Familie*

Meine sehr geehrten Damen und Herren!

Es war mir wirklich ein Bedürfnis, auch als ich noch nicht wußte, was mir bevorstehen würde (die Rückkehr nach Graz), diese Veranstaltung heute eröffnen zu können. Sie wissen, es war mir immer ein besonderes Anliegen, diese Form der Zusammenarbeit und diese Form einer sachlichen Diskussion in außerordentlich schwierigen Themen voranzutreiben.

Ich freue mich, daß es möglich ist, und ich wünsche Ihnen allen, daß Sie gute Ergebnisse erzielen werden, die sehr rasch ihren praktischen Beitrag zur Lösung jener Probleme beitragen können, die in ihrer ganzen Dimension und Größenordnung, wie sie vor uns stehen, wie von Herr Prof. Hackl gerade geschildert worden sind. Ich freue mich, das auch gemeinsam mit Herrn Dir. Struwe, wenn ich ihn da stellvertretend für sein, unser ganzes Umweltbundesamt, nennen darf, tun zu können.

Um ein paar Dinge vorweg sagen zu können: Ich weiß, Sie sind alle Praktiker, Unternehmer, Experten der verschiedensten Ebenen, trotzdem bitte ich vom unmittelbaren, sehr klar abgegrenzten Thema, dieses ein bißchen in den größeren Zusammenhang einbetten zu können. Meine Damen und Herren, wir haben 1992, das zweifellos in die Umweltgeschichte eingehen wird, als das Jahr von Rio. In dem es darum gegangen ist, wesentliche Prinzipien, und das ist gelungen, auf dieser Konferenz festzuschreiben für die Zukunft, wie sie vor uns liegt, auch in ihrem unmittelbaren Zusammenhang zwischen Umwelt und Entwicklung, wie sich es auf der internationalen, globalen Ebene und auch in jener Aufgabe darstellt, die wir im eigenen Land wahrzunehmen haben. Für mich war eigentlich die UNCED–Konferenz in Rio immer ein riesiger Arbeitsauftrag, der sich an die ganze Welt gerichtet hat, wenn wir eine Nachhaltigkeit, ein **sustainable developement** und, ich wage es zu sagen, jene **ökosoziale Marktwirtschaft** in die Praxis umsetzen wollen, die eigentlich auch in Rio gemeint war, und damit weltweit gilt. Vielleicht werden wir damit auch beitragen, daß sich die ökosoziale Marktwirtschaft in Österreich durchsetzt, dann müßten wir uns auch in allen Einzelmaßnahmen daran halten. Wenn wir nicht zu Lasten unserer nachfolgenden Generationen leben wollen und trotzdem eine gute, eine vernünftige Entwicklung haben wollen, dann hat das unmittelbar Auswirkungen auf Ihre Tätigkeitsbereiche, d.h. Schließung von Stoffkreisläufen, d.h. höchste Energieeffizienz, d.h. auch die größtmögliche Reduzierung von Abfällen, von Ausscheidungen der Gesamtwirtschaft, ob feste oder gasförmige. Und das geht nur mit einem grundlegenden Umbau, sowohl unserer Produktionsstrukturen als auch unserer Konsumgewohnheiten, und das hat sich im Einzelfall zu bewähren, und hat umgesetzt zu werden.

Meine Damen und Herren, deshalb war es mir immer so wichtig, gerade solche Veranstaltungen auch zu haben. Es ist machbar! Man soll nicht mit der Einstellung hineingehen, so riesige Probleme, es ist richtig, sie sind groß, sie sind umfassend, aber wir können mit ganz gezielten Schritten diese Probleme sehr wohl lösen, wir haben es bewiesen, wir haben es wissenschaftlich untermauert. Der Beitrag der Praxis ist ein ganz wesentlicher dabei, wir haben es gesehen in

verschiedenen Bereichen, wo wir in Österreich zumindest eine Trendwende erreicht haben, auch wenn wir lange noch nicht dort sind, wo wir hin wollen. Aber eine Trendwende zu schaffen, ist als erster Schritt fast das schwierigste, als dann die einzelnen meßbaren Fortschritte im weiteren. Wir haben sie erreicht bei der Gewässerreinhaltung, im Abfall, wo wir ganz entscheidende Weichenstellungen geschafft haben, und wir haben die Trendwende natürlich ganz entscheidend im einzelnen Bereich auch in der Luftreinhaltung erreicht – und ich brauche Ihnen nicht zu sagen, was uns bei Schwefeldioxid geglückt ist. Auch bei den Stickstoffoxiden haben wir zumindest die Trendwende geschafft, auch wenn wir noch nicht dort sind, wo wir hin wollen.

Es sind aber neue Aufgaben dazugekommen, wenn ich nur die $CO_2$–, die Klima–Problematik anspreche, wo ich Ihnen Herr Prof. Hackl, nachdem wir beide so darum gekämpft haben, aus den heutigen Zeitungsmeldungen sagen darf: Alle Parteien sind sich mit einer Ökologisierung des Steuersystems einig. Bisher waren wir ja diejenigen, die dafür die Prügel eingesteckt haben, mittlerweile ist es zumindest in den verbalen Erklärungen offensichtlich Allgemeingut geworden, um da entsprechend lenken zu können.

In der Frage des Ozons, wo ich mich wirklich freue, daß es uns da gelungen ist, eine ehrgeizige, aber eine gute Lösung zusammenzubringen, auch mit Hilfe jener Experten, die das Problem einmal quantifiziert und damit lösbar gemacht haben. Dieses Gesetz hat uns, Herr Prof. Hackl hat es schon gesagt, eine gewaltige Aufgabe gestellt. Wenn man weiß, was es heißt, minus 1 % oder minus 4 % oder minus 7 % zu erreichen, und daß das schon ein Erfolg ist, dann weiß man auch, was wir uns mit dieser etappenweisen Reduzierung der Vorläufersubstanzen des Ozons um bis zu 70 % bis zum Jahre 2006 vorgenommen haben. Es ist uns allen klar, daß wir bei allen Verursachergruppen ansetzen müssen, daß wir alles ausreizen müssen, was in diesem Bereich drinnen ist, um dieses Ziel wirklich zu erreichen. Und ich bin überzeugt, wir werden es auch erreichen, nicht nur, weil wir uns verpflichtet haben, alle 2 bis 3 Jahre auch zu berichten, wie sehr die Maßnahmen gegriffen haben, die wir ja zu einem guten Teil bereits zu setzen begonnen haben.

Es muß uns auch klar sein, es wird nicht genügen, bei den emissionsbezogenen Maßnahmen allein es zu belassen, sondern es werden einige Umstellungen auch noch dazu kommen müssen. Ziel dieses Hearings ist die Darstellung, die Beleuchtung des fortschrittlichen Standes der Technik zur Verminderung der Stickstoffoxide insbesondere für die Festlegung von $NO_x$–Emissionsgrenzwerten für Kesselanlagen und für sonstige Feuerungsanlagen, die der Gewerbeordnung unterliegen.

Das sind 2 Punkte aus jenem Maßnahmenpaket, die das Parlament den Ministern der Regierung und nicht nur dieser Bundesebene als Auftrag mitgegeben hat, umzusetzen. In dem Fall richtet es sich an den Wirtschaftsminister, und ich hoffe, daß dieses heutige Seminar ein wesentlicher Beitrag dazu sein wird, diese Vorgaben in diesem Bereich auch zu erfüllen. Die Teilnehmer–Zusammensetzung ist für mich eine außerordentlich geglückte Voraussetzung dafür, wirklich zu substantiellen Ergebnissen zu kommen, und die darf ich Ihnen und uns gemeinsam wünschen, denn ich hoffe, daß dieses Jahr 1992, und damit schließt sich der Bogen, nicht nur aus globaler Sicht ein wichtiges für den Umweltschutz sein und bleiben wird, sondern daß wir auch in unserer nationalen, in unserer österreichischen Umweltpolitik einige Schritte

gesetzt haben, die Besserungen mit sich bringen.

Ich glaube, es ist uns gelungen, daß in der Abfallpolitik heuer die entscheidenden Weichen gestellt wurden, in Richtung Aufbau einer Reduktionswirtschaft. Mir ist noch kein plastischeres Wort eingefallen, um darzustellen, was es heißt, spiegelbildlich zu alldem was wir mit ungeheuer viel Innovationsgabe und sehr diversifiziert von der Entwicklung, Produktion über die Verteilung auf der Produktions– und Verbraucherseite geschafft haben, das jetzt spiegelbildlich auch für den Abbau jener Produkte zu schaffen, die wir in Hülle und Fülle in die Welt setzen.

Das Zweite war zweifellos die Luftreinhaltepolitik, wo ich noch einmal das Ozongesetz mit seinen ganz klaren, unmißverständlichen und gesetzlich fixierten Vorgaben für die weitere Entwicklung, die wir zu machen haben, herausgreifen möchte.

Ich glaube, daß damit Schienen gelegt sind, daß wir einige Gleisbauabschnitte damit fertiggestellt haben. Ich glaube auch, daß wir sagen können, die Zielbahnhöfe sind bekannt und politisch ausgemacht. Ich freue mich auch sagen zu können, daß gewisse Partituren sich abzurunden beginnen, und die Orchesterproben recht ermutigend klingen, wenn wir uns die Umsetzung in die Praxis anschauen.

Meine sehr geehrten Damen und Herren, und lieber Herr Prof. Hackl und Herr Dir. Struwe, bei diesem Stand darf ich mich als Umweltministerin verabschieden, von Ihnen, von allen, die Sie vertreten.

Ich freue mich persönlich, daß es gelungen ist, in einer eigentlich sehr kurzen Zeit etwas bewegt zu haben. Das ist bei all der Schwierigkeit, die gerade dieses Amt mit sich bringt, eine ungeheure Befriedigung, denn welcher Politiker kann heute schon sagen, daß er in seinem Bereich etwas bewegen konnte. Ich bedanke mich sehr, sehr herzlich für die Mitwirkung, die ich in diesem Zusammenhang bekommen habe, denn ich glaube, wir haben einiges irreversibel festschreiben können, und das ist sicher entscheidend für die weitere Entwicklung. Ich darf Ihnen und uns allen wünschen, daß es uns gelingt, nicht nur als Kulturland mit Lipizzanern und Mozart in aller Welt einen durchaus emotionalen Stellenwert zu haben, ich hoffe, daß uns das auch mit einer Umweltkultur gelingen wird, die wir alle miteinander in der Hand haben – viel Erfolg für Ihr heutiges Seminar.

Danke vielmals!

# *$SO_2$– und $NO_x$–Emissionsbegrenzung bei mittelgroßen Feuerungsanlagen in der Bundesrepublik Deutschland*

*Dipl.–Ing. Rolf Beckers, Umweltbundesamt Berlin*

Anforderungen zur Begrenzung der Emissionen von Schwefeldioxid ($SO_2$) und von Stickstoffoxiden ($NO_x$) aus Feuerungsanlagen zwischen ca. 1 und 50 Megawatt Feuerungswärmeleistung (FWL) sind in Deutschland in der Ersten Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zum Bundes–Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft) enthalten. Tab. 1 zeigt die Geltungsbereiche der verschiedenen Vorschriften des Bundes–Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) in Abhängigkeit von der Feuerungswärmeleistung.

## Anforderungen der TA Luft

Die TA Luft richtet sich als Verwaltungsvorschrift an die zuständigen Behörden zur Prüfung und Festlegung immissionsschutzrechtlicher Anforderungen an Anlagen, die nach der Vierten Verordnung zur Durchführung des Bundes–Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen – 4. BImSchV) genehmigungsbedürftig sind. Die TA Luft vom 27.2.1986 umfaßt Regelungen für Neu– und Altanlagen. Letztere müssen bis spätestens 1.3.1994 nachgerüstet sein, in den neuen Bundesländern bis zum 1.7.1999. Das Emissionsniveau der Altanlagen wird dann weitgehend dem der Neuanlagen entsprechen.

Die TA Luft unterscheidet zwischen allgemeinen Emissionswerten (in den Teilen 2.3 und 3.1) und spezifischen anlagenbezogenen Emissionswerten (im Teil 3.3) für einzelne Luftverunreinigungen. Unter Wirkungsgesichtspunkten wurde eine Klasseneinteilung von Luftverunreinigungen festgelegt.

Die Emissionswerte geben den Stand der Technik der Emissionsminderung wieder, wobei die Emissionswerte im Teil 3.3 anlagenspezifische Besonderheiten berücksichtigen. Sofern für eine Anlagenart ein spezieller Emissionswert in Teil 3.3 genannt ist, so gilt dieser und nicht der allgemeine Emissionswert in Teil 3.1 der TA Luft.

Die Emissionswerte der TA Luft sind Vorsorgewerte und grundsätzlich abschließend festgelegt (Ausnahme: Minimierungsgebote in Teil 2.3, Begrenzung von krebserzeugenden Stoffen, sowie in Teil 3.1.7, Absatz 7, Begrenzung von Stoffen mit besonders schädlicher Wirkung auf Mensch und Umwelt, wie zum Beispiel Dioxine und Furane). Ausgenommen sind insbesondere die Fälle, in denen bei einzelnen Anlagenarten für bestimmte Luftschadstoffe sogenannte **Dynamisierungsklauseln** aufgenommen wurden. Der Anlaß hierzu lag vor, wenn die technische Entwicklung von emissionsmindernden Maßnahmen zum Zeitpunkt des Erlasses stark im Fluß und die Festlegung eines abschließenden Emissionswertes daher nicht sinnvoll war. Tab. 2 zeigt tabellarisch die Anforderungen der TA Luft an Feuerungsanlagen. Die Fußnoten weisen zum Teil auf Dynamisierungsklauseln hin (Stand: 27.2.1986). Wesentliche Merkmale der in der TA Luft enthaltenen Dynamisierungsklauseln sind:

– die Nennung eines **Emissionshöchstwertes**, der in keinem Fall überschritten werden darf;

- die Anforderung, die **Möglichkeiten zur weitergehenden Emissionsminderung auszuschöpfen.**

Darüber hinaus enthalten die Klauseln zusätzliche konkrete Hinweise:

- Angaben zur **Art der auszuschöpfenden Maßnahmen** (z.B. brennstoff–, feuerungs– oder abgasseitig);
- zum Teil Angaben zur **anzustrebenden zusätzlichen Emissionsminderung.**

Eine weitere **Konkretisierung der Dynamisierungsklauseln** zur Erreichung eines möglichst bundeseinheitlichen Vollzugs erfolgte im Mai 1991 durch den Länder–Ausschuß für Immissionsschutz (LAI). Der LAI–Beschluß ist eine Empfehlung an die obersten Immissionsschutzbehörden der Länder, ihre nachgeordneten Behörden z.B. in einem zu veröffentlichenden Erlaß anzuweisen, die konkretisierten Anforderungen zur Emissionsbegrenzung im Vollzug anzuwenden. Der LAI–Beschluß nennt für nahezu alle von Dynamisierungsklauseln betroffenen Anlagenarten konkrete Emissionswerte (oder auch Zielwerte, die in Verbindung mit einer Einzelfallprüfung anzustreben sind). Weiterhin sind die zur Einhaltung der konkretisierten Emissionswerte möglichen Maßnahmen genannt.

### $NO_x$–Emissionswerte für Feuerungsanlagen

Ausgangspunkt der Überlegungen zur Festlegung von $NO_x$–Emissionswerten bei Feuerungsanlagen war, die Anforderungen möglichst ausschließlich mit feuerungstechnischen Maßnahmen erfüllen zu können.

Tab. 3 stellt die $NO_x$–Emissionsbegrenzung einschließlich der konkretisierten Emissionswerte in den Fällen dar, in denen die TA Luft Dynamisierungsklauseln enthält. Dies trifft zum Teil auf Festbrennstoffanlagen sowie auf Schweröfeuerungen zu. Zum Vergleich ist der allgemeine $NO_x$–Emissionswert in der ersten Zeile aufgeführt.

Tab. 4 bis 6 geben technische Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionswerte wieder. Bei Festbrennstoffeuerungen reichen feuerungstechnische Maßnahmen aus. Die Emissionswerte für Schweröl können zusätzliche abgasseitige Maßnahmen erforderlich machen. Dies gilt insbesondere für den Zielwert von 300 mg $NO_x/m^3$ für Neuanlagen. Sofern eine abgasseitige Reduktion der $NO_x$–Emissionen von weniger als 50 % zur Einhaltung der Anforderungen ausreichend ist, können vorrangig Verfahren der selektiven nichtkatalytischen Reduktion (SNCR) angewendet werden; anderenfalls ist das Verfahren der selektiven katalytischen Reduktion (SCR) vorzuziehen.

Abgasseitige Maßnahmen sind vor allem dann wirksam, wenn Heizöl Schwer mit hohen Anteilen an organisch gebundenem Brennstoff–Stickstoff eingesetzt wird, dessen chemische Umwandlung in Stickstoffoxid durch feuerungstechnische Maßnahmen nicht beeinflußt werden kann.

Der $NO_x$–Emissionswert für Heizöl Extra Leicht in Höhe von 250 mg/$m^3$ kann demgegenüber ausschließlich durch feuerungstechnische Maßnahmen eingehalten werden. Der im Vergleich zu Heizöl Schwer wesentlich geringere Brennstoff–Stickstoff–Gehalt würde erst bei einem deutlich strengeren Emissionswert einen maßgeblichen Emissionsanteil haben.

Der $NO_x$–Emissionswert für Gasfeuerungsanlagen – hier enthält die TA Luft ebenso wie bei Anlagen für den Einsatz von Heizöl Extra Leicht keine Dynamisierungsklausel – wird ausschließlich durch feuerungstechnische Maßnahmen eingehalten. Die tatsächlich auftretenden $NO_x$–Emissionen von Neuanlagen liegen häufig deutlich unter dem Emissionswert von 200 mg/m$^3$.

Tab. 7 umfaßt der Vollständigkeit halber Anforderungen zur $NO_x$–Emissionsbegrenzung bei Verbrennungsmotor– und Gasturbinenanlagen. Diese Werte sind auch für Abhitzekesselanlagen ohne Zusatzfeuerung gültig, sofern sie durch Abgase aus Stationärmotoren oder Gasturbinen betrieben werden.

### $SO_2$–Emissionsbegrenzung bei Feuerungsanlagen

Ausgangspunkt der Überlegungen zur Festlegung von $SO_2$–Emissionswerten bei Feuerungsanlagen war, die Anforderungen möglichst weitgehend mit brennstoffseitigen Maßnahmen erfüllen zu können. Ist dies nicht ausreichend, soll der Einsatz schwefelarmer Brennstoffe mit einem verhältnismäßigen Aufwand für Abgasreinigungseinrichtungen verbunden werden.

Tab. 8 stellt die $SO_2$–Emissionswerte einschließlich der konkretisierten Emissionswerte in den Fällen dar, in denen die TA Luft Dynamisierungsklauseln enthält. Dies trifft zum Teil auf Festbrennstoffanlagen sowie auf Schweröfeuerungen zu. Zum Vergleich ist der allgemeine $SO_2$–Emissionswert in der ersten Zeile mit aufgeführt.

Für Festbrennstoffeuerungen – ausgenommen Wirbelschicht– und Braunkohlefeuerungen – und für Schweröfeuerungen existiert eine analoge Anforderungsstruktur: Anlagen unter 10 Megawatt FWL können die $SO_2$–Emissionswerte ausschließlich durch Einsatz schwefelarmer Brennstoffe erfüllen. Hierbei handelt es sich um Steinkohle und schweres Heizöl mit einem Massengehalt an Schwefel von jeweils 1 % oder weniger. Anlagen mit 10 Megawatt FWL oder mehr müssen durch zusätzliche Maßnahmen eine weitere Reduzierung der $SO_2$–Emissionen um bis zu 50 % erzielen. Altanlagen sind von dieser Regelung nur betroffen, wenn sie Einzelfeuerungen von 10 Megawatt FWL oder mehr aufweisen. So kann eine Altanlage mit 16 Megawatt FWL, bestehend aus 2 Einzelfeuerungen, die $SO_2$–Anforderungen ausschließlich durch Einsatz von o.g. schwefelarmen Brennstoffen erfüllen.

Technische Maßnahmen zur $SO_2$–Emissionsbegrenzung enthalten Tab. 9 und 10.

Trocken–Additiv–Verfahren sowie die Direktentschwefelung im Feuerraum sind häufig mit dem Anfall von nicht oder nur schwer verwertbaren Reststoffen verbunden. Ihr Einsatz sollte daher auf die Fälle beschränkt bleiben, in denen eine Minderung der $SO_2$–Emissionen von höchstens 50 % erforderlich ist. In anderen Fällen sind Maßnahmen zur Abgasreinigung vorzuziehen. Allein in den alten Bundesländern werden abgasseitige Entschwefelungsmaßnahmen an ca. 40 Kohlefeuerungen sowie bei einer geringeren Anzahl von Schweröfeuerungen vorgenommen. Zum Teil wird die Altanlagen–Nachrüstung von Kohle– und Schweröfeuerungen durch Brennstoffumstellung auf Heizöl Extra Leicht und auf Erdgas ersetzt.

Heizöl EL darf nach DIN 51603, Teil 1, gegenwärtig maximal 0,2 Gew.% Brennstoff–Schwefel enthalten, entsprechend einer $SO_2$–Emission von ca. 340 mg/m$^3$ bei 3 Vol.%

Sauerstoff im Abgas. Der tatsächliche Schwefelgehalt liegt bei durchschnittlich 0,16 Gew.%. Infolge dieses niedrigen Schwefelgehaltes wurde auf eine besondere Grenzwertfestsetzung in der TA Luft verzichtet. Dieser Sachverhalt trifft ebenfalls auf Erdgas zu. Die $SO_2$–Emissionen aus Heizöl–EL–gefeuerten Anlagen werden nochmals erheblich reduziert, wenn der maximal zulässige Schwefelgehalt im Brennstoff – wie vorgesehen – auf 0,05 Gew.% reduziert wird.

**Schlußbemerkungen**

Die Einstufung der dargestellten zulässigen Emissionswerte von $SO_2$ und $NO_x$ aus Feuerungsanlagen als dem Stand der Technik entsprechend muß auf der Grundlage des skizzierten Konzeptes der TA Luft bewertet werden. Regelungen zur Begrenzung der Emissionen können auf der Grundlage einer anderen Konzeption und unter anderen Randbedingungen zu abweichenden Ergebnissen führen.

Tab. 1: **Geltungsbereiche von 1. BImSchV, TA Luft und 13. BImSchV (Feuerungswärmeleistung in Megawatt)**

| Feuerungsanlagen | Geltungsbereich | | |
|---|---|---|---|
| für den Einsatz von: | nicht genehmigungsbedürftige Anlagen | genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV): vereinfachtes Verfahren | Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung |
| | 1. BImSchV | TA Luft | 13. BImSchV |
| herkömmlichen festen Brennstoffen | < 1 | 1 bis < 50 | ≥ 50 |
| Heizöl EL | < 5 | 5 bis < 50 | ≥ 50 |
| sonstigen Heizölen | *) | 1 bis < 50 | ≥ 50 |
| gasförmigen Brennstoffen | < 10 | 10 bis < 100**) | ≥ 100 |
| festen oder flüssigen brennbaren Stoffen | < 0,1***) | 0,1 bis < 50 | ≥ 50 |

*) Einsatz nicht zulässig
**) Anlagen > 50 Megawatt: Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung
***) nur Einsatz von Stroh oder ähnlichen pflanzlichen Stoffen zulässig

**Tab. 2: Emissionsgrenzwerte der TA Luft 86 für Feuerungsanlagen (in mg/m³)**

| | Feuerungsanlagen für den Einsatz von | | |
|---|---|---|---|
| | herkömmlichen[A] festen Brennstoffen | Heizölen | gasförmigen Brennstoffen |
| $O_2$–Bezugswert | Kohle: 7 %<br>Sonstige: 11 % | 3 % | 3 % |
| Staub | ≥ 5 MW: 50<br>< 5 MW: 150 | 80[D] (50)<br>Heizöl EL:<br>Rußzahl 1 | Industriegas: 50<br>Gichtgas: 10<br>Sonstige: 5 |
| Staubinhaltsstoffe nach 3.1.4 | 3.1.4 gilt nicht | 3.1.4 gilt außer für aschearme Öle | 3.1.4 gilt |
| Krebserzeugende Stoffe nach 2.3 | 2.3 gilt, ev. PAH relevant | 2.3 gilt, N: relevant | |
| CO | 250<br>bei Einzelfeuerungen < 2,5 MW nur bei Nennlast | 170 | 100 |
| Organische Stoffe nach 3.1.7 | 3.1.7 gilt, außer bei Torf, Holz und Holzverarbeitungsresten | 3.1.7 gilt | 3.1.7 gilt |
| Gesamtkohlenstoff | bei Torf, Holz und Holzverarbeitungsresten: 50 | | |
| $NO_x$ ($NO_2$) | 500[B]<br>300 Wirbelschicht[F] | Heizöl EL: 250<br>Sonstige: 450[B] | 200 |
| $SO_2$ | 2.000[C]<br>Wirbelschichtfeuerungen:<br>400 oder<br>S-Emissionsgrad max. 25 % | 1.700[E]<br>≤ 5 MW:<br>0,3 % S | Verbundgase: 200–800<br>Kokereigas: 100<br>Flüssiggas: 5<br>Erdölgas: 1700[G]<br>Sonstige: 35 |
| $Cl^-$ | 3.1.6 gilt nicht | 3.1.6 gilt | 3.1.6 gilt |
| $F^-$ | 3.1.6 gilt nicht | 3.1.6 gilt | 3.1.6 gilt |

A) Kohle, Koks, Kohlebriketts, Torf, Holz, Sperrholz, Spanplatten, Faserplatten oder sonst verleimtes Holz sowie daraus anfallenden Resten, soweit keine Holzschutzmittel aufgetragen oder enthalten sind und Beschichtungen nicht aus halogenorganischen Verbindungen bestehen.

B) Feuerungstechnische Minderungsmaßnahmen sind auszuschöpfen.

C) Weitergehende Minderungsmaßnahmen sind auszuschöpfen, z.B. Zugabe basischer Sorbentien in die Feuerung.

D) Bei Heizöl mit max. 1 % S

E) Weitergehende Minderungsmaßnahmen sind auszuschöpfen, z.B. durch den Einsatz schwefelarmer Öle.

F) Bei zirkulierender Wirbelschicht sowie stationärer Wirbelschicht > 20 Megawatt.

G) Nur bei Tertiärmaßnahmen zur Erdölförderung.

Tab. 3: **$NO_x$–Emissionsbegrenzung der TA Luft für Feuerungsanlagen**

| Nr. TA Luft | Brennstoff / Anlage | $NO_x$–Emissionswert (als $NO_2$) g/Nm³ | Bezugs–$O_2$–Gehalt Vol.% |
|---|---|---|---|
| 3.1.6 | Übergreifende Regelung für alle Anlagenarten (soweit keine Einzelregelung zu 3.3) | 0,50 | – |
| 3.3.1.2.1/ 3.3.1.3.1 | Feste Brennstoffe/ feste brennbare Stoffe | | 7 (11 bei Einsatz von Holz, Holzresten und Torf) |
| | a) Rostfeuerungen | | |
| | + Neuanlagen ausgenommen: | 0,40 | |
| | – Einzelfeuerungen bis 10 MW bei Einsatz von Steinkohle | 0,50 | |
| | – Feuerungsanlagen für den Einsatz bestimmter Hölzer und Holzwerkstoffresten | 0,50 | |
| | + Altanlagen | 0,50 | |
| | b) Staubfeuerungen | | |
| | + Neuanlagen ausgenommen: | 0,40 | |
| | – Einzelfeuerungen bis 20 MW | 0,50 | |
| | – Feuerungsanlagen für den Einsatz bestimmter Hölzer und Holzwerkstoffresten | 0,50 | |
| | + Altanlagen | 0,50 | |
| | c) Stationäre Wirbelschichtfeuerungen bis 20 MW | | |
| | + Neuanlagen | 0,40 | |
| | + Altanlagen | 0,50 | |
| | d) Stationäre Wirbelschichtfeuerungen > 20 MW | 0,30 | |
| | e) Zirkulierende Wirbelschichtfeuerungen | 0,30 | |
| 3.3.1.2.2 | Flüssige Brennstoffe (außer Heizöl EL) flüssige brennbare Stoffe | | 3 |
| | + Neuanlagen: Einzelfallprüfung; Zielwert: | 0,30 | |
| | + Altanlagen | 0,45 | |
| | Feuerungsanlagen für Heizöl EL | 0,25 | |
| 3.3.1.2.3 | Feuerungsanlagen für gasförmige Brennstoffe (außer Prozeßgase) | 0,20 | 3 |

| Tab. 4: **Feuerungstechnische Maßnahmen zur $NO_x$–Minderung bei Kohlefeuerungen** | |
|---|---|
| – $NO_x$–arme Brenner | – Abgasrückführung |
| – Gestufte Verbrennung | – Feuerraumkonstruktion |

| Tab. 5: **Maßnahmen zur $NO_x$–Minderung bei Heizöl–S– und bei Heizöl–EL–Feuerungen** | |
|---|---|
| Feuerungsseitige Maßnahmen: | – $NO_x$–arme Brenner<br>– gestufte Verbrennung<br>– Abgasrückführung<br>– Feuerraumkonstruktion<br>– $O_2$–Regelung |
| Abgasseitige Maßnahmen: | – SCR<br>– SNCR |

| Tab. 6: **Feuerungstechnische Maßnahmen zur $NO_x$–Minderung bei Gasfeuerungen** | |
|---|---|
| – $NO_x$–arme Brenner | – Abgasrückführung |
| – Luftstufung | – Brennstoffstufung |
| – $O_2$–Regelung | |

Tab. 7: **$NO_x$–Emissionsbegrenzung der TA Luft für Gasturbinen– und Verbrennungsmotoranlagen**

| Nr. TA Luft | Brennstoff / Anlage | $NO_x$–Emissionswert (als $NO_2$) g/Nm³ | Bezugs–$O_2$–Gehalt Vol.% |
|---|---|---|---|
| 3.1.6 | Übergreifende Regelung für alle Anlagenarten (soweit keine Einzelregelung zu 3.3) | 0,50 | – |
| 3.3.1.4.1 | Verbrennungsmotoranlagen | | 5 |
| | – Viertaktottomotoren | 0,50 | |
| | – Zweitaktottomotoren | 0,80 | |
| | – gasbetriebene Zündstrahlmotoren | 0,50 | |
| | – sonstige Selbstzündungsmotoren Einzelfallprüfung; Zielwert: | 1,00 | |
| 3.3.1.5.1 | Gasturbinenanlagen*) | | 15 |
| | + Neuanlagen: | | |
| | – Einzelaggregate ab 100 MW bei Betrieb mit: | | |
| | – Erdgas oder Kohlegas | 0,10 | |
| | – Heizöl EL oder sonstigen Gasen | 0,15 | |
| | – Einzelaggregate unter 100 MW Einzelfallprüfung: Zielwert bei Betrieb mit | | |
| | – Erdgas oder Kohlegas | 0,15 | |
| | – Heizöl EL oder sonstigen Gasen | 0,20 | |
| | + Altanlagen | | |
| | – ab 100 MW bei Betrieb mit | | |
| | – Erdgas oder Kohlegas | 0,10 | |
| | – Heizöl EL oder sonstigen Gasen | 0,15 | |
| | – unter 100 MW für Einzelaggregate | | |
| | – ab 60.000 m³ Abgas/h | 0,30 | |
| | – unter 60.000 m³ Abgas/h | 0,35 | |

*) Wirkungsgradbonus für alle Gasturbinen mit Wirkungsgrad > 30%

**Tab. 8: $SO_x$–Emissionsbegrenzung der TA Luft für Feuerungsanlagen**

| Nr. TA Luft | Brennstoff / Anlage | $NO_x$–Emissionswert (als $NO_2$) g/Nm³ | Bezugs–$O_2$–Gehalt Vol.% |
|---|---|---|---|
| 3.1.6 | Übergreifende Regelung für alle Anlagenarten (soweit keine Einzelregelung zu 3.3) | 0,50 | – |
| 3.3.1.2.1/ 3.3.1.3.1 | Feste Brennstoffe/ feste brennbare Stoffe | | 7 (11 bei Einsatz von Holz, Holzresten und Torf) |
| | a) Wirbelschichtfeuerungen | 0,40 (oder Schwefelemissionswert max. 25 %) | |
| | b) sonstige Feuerungsanlagen für feste Brennstoffe außer Braunkohle | | |
| | – Neuanlagen | | |
| | – unter 10 MW | 2,0 | |
| | – ab 10 MW | 1,0 | |
| | – Altanlagen | | |
| | – Einzelfeuerungen unter 10 MW | 2,0 | |
| | – Einzelfeuerungen ab 10 MW | 1,0 | |
| | c) sonstige Feuerungsanlagen für Braunkohle | | |
| | – Neu– und Altanlagen | 1,0 | |
| 3.3.1.2.2/ 3.3.1.3.2 | Flüssige Brennstoffe (außer Heizöl EL)/ flüssige brennbare Stoffe | | 3 |
| | a) Neu– und Altanlagen unter 5 MW: Anlagen nur zulässig, wenn durch Entschwefelungseinrichtungen die $SO_2$–Emissionen nicht höher sind als bei Einsatz von Heizöl EL nach DIN 51603 Teil 1 | | |
| | b) sonstige Feuerungsanlagen für flüssige Brennstoffe außer Heizöl EL: | | |
| | – Neuanlagen | | |
| | – unter 10 MW | 1,7 | |
| | – ab 10 MW | 0,85 | |
| | – Altanlagen | | |
| | – unter 10 MW | 1,7 | |
| | – Einzelfeuerungen ab 10 MW | 0,85 | |
| 3.3.1.2.2/ 3.3.1.3.2 | Feuerungsanlagen für Heizöl EL: maximaler Schwefelgehalt nach DIN 51603, Teil 1, z.Zt. 0,2 Gew.–% (entspricht etwa 340 mg $SO_2$ /Nm³ im Abgas) | | |

**Tab. 8: $SO_x$–Emissionsbegrenzung der TA Luft für Feuerungsanlagen (Fortsetzung)**

| Nr. TA Luft | Brennstoff / Anlage | $NO_x$–Emissionswert (als $NO_2$) g/Nm³ | Bezugs–$O_2$–Gehalt Vol.% |
|---|---|---|---|
| 3.3.1.2.3/ | Feuerungsanlagen für den Einsatz von gasförmigen Brennstoffen. Bei Einsatz von: | | 3 |
| | – Kokereigas oder Raffineriegas | 0,10 | |
| | – Flüssiggas | 5 mg/m³ | |
| | – Brenngas aus Verbund Eisenhüttenwerk und Kokerei je nach Zusammensetzung | 0,20 – 0,80 | |
| | – Erdölgas als Brennstoff bei Tertiär–maßnahmen zur Erdölförderung | 1,7 | |
| | – sonstigen Gasen | 35 mg/m³ | |

**Tab. 9: Maßnahmen zur $SO_2$–Emissionsminderung bei Kohlefeuerungen (1 bis 50 MW)**

1. Brennstoffseitige Maßnahmen:
   - Einsatz schwefelarmer Kohle (S–arme Braunkohle, S–arme Importsteinkohle)
   - Einsatz von kalkhaltigen Briketts
   - Einsatz von Kohle–Kalkstein–Mischungen (Trocken–Additiv–Verfahren bei Braunkohle–Staubfeuerungen; Zugabe von Kalkstein bei Wirbelschichtfeuerungen)

2. Feuerungsseitige Maßnahmen:
   - Eindüsung von basischen Sorbentien mit der Sekundärluft bei Steinkohle–Staubfeuerungen und Rostfeuerungen (Direktentschwefelungsverfahren)

3. Abgasseitige Maßnahmen:
   - Kalk/Kalkstein–Waschverfahren
     - mit Gips als Endprodukt
     - mit deponiefähigem Endprodukt
   - trockene und quasitrockene Sorptionsverfahren
   - Oxidationsverfahren
   - Regenerativverfahren

| Tab. 10: **Maßnahmen zur $SO_2$–Emissionsminderung bei Heizöl–S– und Heizöl–EL–Feuerungen** |
|---|
| 1. Brennstoffseitige Maßnahmen:<br>Schwefelarmes Heizöl<br>– Heizöl–S: 1,0 % S / 0,5 % S<br>– Heizöl–EL: 0,2 % S (0,05 % angestrebt) |
| 2. Feuerungsseitige Maßnahmen (nur bei Heizöl–S) :<br>– Direktentschwefelungsverfahren |
| 3. Abgasseitige Maßnahmen (nur bei Heizöl–S):<br>– Abgasentschwefelung<br>– Kalk–/Kalksteinwaschverfahren<br>– trockene/quasitrockene Sorptionsverfahren<br>– Oxidationsverfahren |

## *Diskussion – Dipl.–Ing. Rolf Beckers (UBA Berlin)*

**Dr. Ahmadi** (Fa. Weishaupt): Habe ich aus Ihren Ausführungen richtig verstanden, daß für Heizöl Extra Leicht und Gasfeuerung im Rahmen der TA Luft keine Dynamisierung von $NO_x$–Werten vorgesehen ist?

**Dipl.–Ing. Beckers**: Ja, das trifft zu. Die TA Luft 86 enthält für Heizöl Extra Leicht und für Erdgasfeuerungen keine Dynamisierungsklauseln. Das gilt nicht nur für $NO_x$ sondern auch für $SO_2$. Eine Konkretisierung von Anforderungen durch den LAI stand hier folglich nicht zur Diskussion. Die $SO_2$–Emissionen bei Einsatz von leichtem Heizöl werden begrenzt, indem ausschließlich Heizöl Extra Leicht DIN 51603, Teil 1 verwendet werden darf. Diese Norm schreibt einen maximal zulässigen Schwefelgehalt im Brennstoff vor. Eine Herabsetzung dieses Wertes in der Norm würde zwangsläufig eine $SO_2$–Emissionsminderung aus Heizöl Extra Leicht gefeuerten Anlagen nach sich ziehen.

**Dipl.–Ing. Löffler** (Magistratsabteilung 22, Wien): Sie haben gesagt, daß in einigen Fällen, zum Beispiel bei den Kohlefeuerungen, keine Entschwefelung notwendig ist. Für mich ist es unklar, warum dann, wenn eine Entschwefelung notwendig ist, nicht der Stand der Technik anzuwenden ist. Auf 1000 mg/m$^3$ zu reduzieren, ist meiner Meinung nach, wenn ich schon eine Entschwefelung durchführe, nicht Stand der Technik.

**Dipl.–Ing. Beckers**: Maßnahmen zur Entschwefelung sind nicht notwendig, sofern Anlagen unter 10 MW Feuerungswärmeleistung (bei Altanlagen bezogen auf die Einzelfeuerung) mit schwefelarmen Brennstoffen – bis zu 1 Gew.% Schwefel im Brennstoff – betrieben werden. In größeren Anlagen sollen ebenfalls schwefelarme Brennstoffe einge-

setzt werden, verbunden jedoch mit zusätzlichen Maßnahmen, die die $SO_2$–Emission um bis zu 50 % senken sollen. Dieses zusätzliche Erfordernis berücksichtigt

- die mit steigender Anlagenleistung zunehmende Bedeutung der $SO_2$–Emission;
- den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit, eine Minderung um bis zu 50 % läßt den Einsatz einfacher Verfahren zu. Beispiel: Direktentschwefelung durch Zugabe von Sorbentien in den Feuerraum. Kostenintensive Maßnahmen wie zum Beispiel die Kalksteinwaschverfahren, mit denen Entschwefelungsgrade von über 90 % erzielt werden können, können sich so erübrigen; deren Einsatzbereich soll sich überwiegend auf Großfeuerungsanlagen erstrecken;
- den Anfall von schwer verwertbaren Reststoffen beim Einsatz verschiedener einfacher Entschwefelungsmaßnahmen, indem die zusätzliche $SO_2$–Emissionsminderung höchstens 50 % betragen soll, obwohl die Verfahren höhere Minderungsgrade erlauben.

**Prof. Hackl**: Sie hatten bei den sekundären Maßnahmen auch das Trockenadditivverfahren und auch die Sprühabsorption und ähnliches angeführt, das heißt, daß in einem Genehmigungsverfahren solche abfallstoffproduzierende Verfahren genehmigt werden würden. Kommen Sie da nicht mit anderen Regularien in der BRD in Schwierigkeiten?

**Dipl.–Ing. Beckers**: Die Begrenzung der zusätzlich erforderlichen Entschwefelung auf höchstens 50 % soll, wie gesagt, den Anfall von Reststoffen begrenzen. In der Vergangenheit wurden mehrere Vorhaben zur Vermeidung und Verwertung der anfallenden Reststoffe durchgeführt. Sie bestätigen die vermuteten Verwertungsschwierigkeiten. Verwertungsmöglichkeiten müssen jeweils einzelfallorientiert geprüft werden. Im vorliegenden Spannungsfeld zwischen den Zielen der $SO_2$–Immissionsentlastung und der Vermeidung und Verwertung von Reststoffen sowie dem Gebot der Verhältnismäßigkeit erscheint mir die getroffene und dargestellte Regelung weitgehend ausgeglichen.

**Prof. Hackl**: Das ist schon richtig mit der Verhältnismäßigkeit. Man hat jedoch gerade auch auf bundesdeutscher Seite seinerzeit, als 1985 bei uns die großen Anlagen mit Sprühsorptionsverfahren zum Einsatz gekommen sind, uns mehr oder minder den Vorwurf gemacht, daß hiermit Reststoffe produziert werden. Das wäre eine prinzipielle Frage. Ich verstehe das nun so, daß sich die Situation in der BRD so weit entwickelt hat, daß man jetzt dem Prinzip solcher Verfahren zustimmt, wenn das mengenmäßige Ausmaß ein bestimmtes zumutbares Maß nicht überschreitet. Aber das Verfahrensprinzip als solches ist zugelassen.

**Dipl.–Ing. Beckers**: Das ist zutreffend. Die Aspekte der Reststoffvermeidung und –verwertung werden in Zukunft jedoch an Bedeutung gewinnen.

**Prof. Hackl**: Die Bemühungen sind ein Jahrzehnt schon alt. Wir sind leider noch nicht so weit oder so schnell zu einer Lösung des Problems gekommen, als wir uns das wünschen.

**Fa. Hoval**: Sie haben bei diesen $NO_x$–Emissionen aus Gasfeuerungen Emissionsgrenzwerte mit 200 mg angegeben. Gibt es hier technische oder wirtschaftliche Grenzen, die Sie dazu veranlassen, die nicht zu dynamisieren? Nur im Vergleich, es gibt einen Entwurf für das vorhin schon angesprochene Luftreinhaltegesetz, bzw. für die Verordnung, die 100 mg vorsieht.

**Dipl.–Ing. Beckers**: Ich habe in meinem Vortrag darauf hingewiesen, daß die $NO_x$–Emissionsbegrenzung bei Einsatz gasförmiger Brennstoffe bereits weit vorgeschritten ist. Werte unter 200 mg/m$^3$ können in vielen Fällen deutlich unterschritten werden. Es ist sicher davon auszugehen, daß dieser Wert bei einer künftigen Novellierung der TA Luft zur Disposition stehen wird. Zur Zeit wird jedoch nicht an eine Novellierung der TA Luft gedacht. Andererseits ist zu beachten, daß die TA Luft eine Verwaltungsvorschrift darstellt und sich an die Vollzugsbehörden wendet. Diese können im Einzelfall von den Emissionswerten nach TA Luft abweichen. Sie können schärfere emissionsbegrenzende Anforderungen in den Genehmigungsbescheid hineinschreiben, wenn sie nachweisen können, daß diese schärferen Emissionswerte verhältnismäßig sind und eingehalten werden können unter normalen betrieblichen Bedingungen.

**Dipl.–Ing. Kolbitsch** (Fa. Bertsch): Sie haben die möglichen Entschwefelungen angesprochen. Nun haben viele Entschwefelungsanlagen den Nebeneffekt der Rauchgasabkühlung zum Teil bis zur Sättigung in dem Fall von Waschanlagen. Damit verbunden haben Sie tiefe Kamintemperaturen, falls auf Wiederaufheizung oder ähnliches verzichtet wird. Gibt es in Deutschland Vorschreibungen über gewisse Grenzwerte oder Bandbreiten, die gefahren werden müssen, hinsichtlich der Temperatur und Feuchte am Ende der Anlage?

**Dipl.–Ing. Beckers**: Nein, die TA Luft enthält hierzu keine Angaben. Die Abgastemperatur, der Abgasvolumenstrom und weitere Faktoren gehen aber in die Berechnung der notwendigen Schornsteinhöhe ein, die nach TA Luft vorzunehmen ist. Ein ungestörter Abtransport der Abgase mit der freien Luftströmung muß gewährleistet sein.

**Dr. Chughtai** (Fa. GEA): Es ist doch vorgegeben, daß die entschwefelten Rauchgase wieder auf 72 Grad aufgeheizt werden müssen.

**Dipl.–Ing. Beckers**: Eine Regelung analog § 29 der 13. BImSchV – diese sieht für Großfeuerungsanlagen eine Mindesttemperatur der Abgase an der Schornsteinmündung von 72 °C vor – existiert in der TA Luft nicht.

**Prof. Hackl**: Vielleicht einer der Faktoren, der bei dem Einfluß auf Formulierungen eine Rolle spielt, ist wohl der Zeitpunkt der Formulierung. Wir haben in den vergangenen 10 Jahren, das ist allen hier bewußt, im mitteleuropäischen Raum etwa so wie in einer Schulklasse bei Schularbeiten doch immer wieder zum Nachbarn hinüber geschielt und gesagt, was hat denn der geschrieben. Wir haben in diesen vergangenen Jahren, meine Damen und Herrn, von Regularien der BRD abgeschrieben, im Abfallbereich haben die Niederländer in neuester Zeit von uns und dann die Bundesrepublik wieder von Österreich und den Niederlanden abgeschrieben. Das heißt also, es ist der Zeitpunkt, wann gesetzliche oder verordnungsmäßige Texte formuliert werden, doch ein sehr wesentlicher, weil eben auf diesem Gebiet der Stand der Technik im Grunde gar kein "Stand der Technik" ist, sonderen ein "Lauf der Technik". Daher gibt es sehr schnelle Entwicklungen. Das findet, so glaube ich, auch einen Niederschlag in diesen Texten, umso mehr, wenn man dann auch, was im Prinzip der Sache aber auch der Industrie hilfreich ist, mittelfristig vernünftige Zielvorgaben gibt, nicht nur den momentanen Stand der Technik festschreibt, sondern die derzeit laufende Entwicklung auch schon in solchen Texten berücksichtig und sagt, ab diesem und jenem Zeitpunkt sollen diese und jene Regularien greifen.

# *Gesetzliche Emissionsbegrenzungen für Feuerungsanlagen in der Schweiz*

*Dipl.–Chem. Ulrich Jansen, Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, Bern CH*

## 1 Einleitung

Die Schweiz besitzt seit Mitte der 80iger–Jahre ein zeitgemäßes Umweltschutzgesetz, eine fortschrittliche Luftreinhalte–Verordnung sowie strenge Abgasvorschriften für Motorfahrzeuge.

Trotzdem hat die Luftverschmutzung in der Schweiz heute vielerorts ein Ausmaß erreicht, welches für die Gesundheit des Menschen und seiner Umwelt nicht mehr unbedenklich ist.

Die schweizerische Regierung mußte in den vergangenen Jahren wiederholt ergänzende Maßnahmen zur Verbesserung der Luftqualität treffen. Sie tat dies im Rahmen eines umfassenden nationalen "Luftreinhalte–Konzeptes".

Ende 1991 wurde in diesem Zusammenhang eine Novellierung der Luftreinhalte–Verordnung (LRV) vorgenommen. Wesentliches Ziel dieser Novellierung war u.a. die Anpassung der Emissionsgrenzwerte für Feuerungsanlagen an den neuesten Stand der Technik. Die nachfolgenden Ausführungen befassen sich mit diesem Teilbereich der Novellierung zur LRV.

## 2 Vorbemerkungen zur Luftreinhalte–Verordnung

Die schweizerische Luftreinhalte–Verordnung (LRV) vom 16. Dezember 1985 steht seit dem 1. März 1986 in Kraft. Sie ist als lufthygienische Ausführungs–Verordnung zum schweizerischen Umweltschutzgesetz zu verstehen.

Ihrem sachlichen Geltungsbereich entsprechend entfaltet die LRV ihre Wirkungen vor allem gegenüber den Inhabern von gewerblichen und industriellen Produktionsstätten, von Feuerungsanlagen usw. Für Neuanlagen ist sie unmittelbar, d.h. ohne behördliche Verfügung, anwendbar. Am 20. November 1991 hat die schweizerische Regierung im Rahmen einer Verordnungs–Novellierung die LRV in verschiedenen Bereichen verschärft. Diese Verschärfungen wurden auf den 1. Feber 1992 in Kraft gesetzt, weshalb in der Umgangssprache häufig von der LRV 92 gesprochen wird.

## 3 Grenzwert–Anforderungen für Feuerungen für Heizöl EL und Gas

Die Grenzwertanforderungen für Feuerungsanlagen sind in Anhang 3 der LRV geregelt. In den verschiedenen Kapiteln wird zwischen Feuerungen für Heizöl Extra Leicht, Heizöl Mittel und Schwer, Kohle– und Holzfeuerungen sowie für Gasfeuerungen unterschieden.

Die novellierte LRV enthält gegenüber der 1986 in Kraft gesetzten Verordnungs–Version in erster Linie strengere Stickoxid–Grenzwerte für Heizöl Extra Leicht und Gas.

Zudem wurden für diese Anlagen strengere energetischere Anforderungen formuliert. Nachfolgend seien die Grenzwert–Anforderungen für Feuerungen für Heizöl Extra Leicht und Gas etwas ausführlicher dargestellt.

Das Grenzwertkonzept für die Stickoxide basiert auf den beiden Basis–Grenzwerten für Ölfeuerungen von 120 mg/m$^3$ und für Gas von 80 mg/m$^3$. Die Grenzwerte entsprechen im wesentlichen den erstmals in der Stadt Zürich vorgeschlagenen Grenzwert–Verschärfungen von 1989, weshalb in diesem Zusammenhang oft von den sog. Zürcher–Grenzwerten gesprochen wird.

Beim Stickoxid–Grenzwert für Heizöl Extra Leicht handelt es sich genau genommen um eine Art "gleitenden" Grenzwert. Der 120 mg/m$^3$–Grenzwert gilt namentlich nur bei einem Gehalt an organisch gebundenem Stickstoff im Heizöl von genau 140 mg/kg. Bei höheren bzw. tieferen Stickstoffgehalten im Heizöl gilt ein höherer bzw. tieferer Emissionsgrenzwert (pro 1 mg mehr oder weniger Stickstoff im Brennstoff bewegt sich der Grenzwert um 0,2 mg/m$^3$ nach oben bzw. nach unten).

In Tab. 1–3 sind die wichtigsten Grenzwerte für Feuerungsanlagen für Heizöl Extra Leicht und Gas zusammengefaßt. Aus diesen Tabellen ist ersichtlich, daß die Stickoxid–Grenzwerte leistungsunabhängig für sämtliche Anlagegrößen gültig sind (d.h. von der Kleinfeuerung bis zum Kraftwerk).

## 4 Grenzwertanforderungen für Schweröl– und Kohlefeuerungen

Bei der Novellierung der LRV wurden die Emissionsgrenzwerte für Schweröl– und Kohlefeuerungen – im Gegensatz zu den Feuerungen für Heizöl Extra Leicht und Gas – weitgehend unverändert aus der 1986 in Kraft getretenen Verordnung übernommen. Lediglich im Bereich über 100 Megawatt wurden Verschärfungen vorgenommen. Die Grenzwerte dieser Anlagekategorien entsprechen im großen und ganzen denjenigen der deutschen TA Luft 86 bzw. der deutschen Verordnung über Großfeuerungsanlagen.

Eine Verschärfung dieser Grenzwerte stand kaum zur Diskussion. Dies ist einerseits darauf zurückzuführen, daß der Stickoxid–Grenzwert für Schwerölfeuerungen von 450 mg/m$^3$ (5 – 50 Megawatt) nach wie vor als sehr streng bewertet wird. Andererseits hat in der Schweiz die Kohle und das Schweröl aus markt– und umweltpolitischen Gründen stark an Bedeutung verloren.

Die derzeit gültigen Emissionsgrenzwerte sind in Tab. 4 und 5 dargestellt.

## 5 Sanierungspflicht für Altanlagen

Die schweizerische Luftreinhalte–Verordnung kennt eine generelle Sanierungspflicht für Altanlagen. Das Sanierungskonzept richtet sich in erster Linie nach dem Ausmaß der Grenzwert–Überschreitung. Bei mehr als dreifacher Grenzwert–Überschreitung müssen Anlagen kurzfristig (30 Tage – 5 Jahre) und bei weniger als anderthalbfacher Überschreitung langfristig (5 – 10 Jahre) saniert werden.

Lediglich im Bereich unter 1 Megawatt Feuerungswärmeleistung wurde die Sanierungspflicht im Hinblick auf die neuen Stickoxid–Grenzwerte der LRV 92 teilweise aufgehoben.

## 6 Konzept der Typenprüfung von Kleinfeuerungen

Besonders erwähnen möchte ich noch das Konzept der schweizerischen Typenprüfung für kleinere Öl– und Gasfeuerungen.

In der Schweiz dürfen Brenner und Heizkessel für Heizöl Extra Leicht und Gas mit einer Feuerungswärmeleistung bis 350 kW nach dem 31. Dezember 1992 nur in Verkehr gebracht werden, wenn sie eine Typenprüfung bestanden haben.

Die Typenprüfung soll sicherstellen, daß auch bei Kleinfeuerungen die strengen Grenzwert–Anforderungen der Luftreinhalte–Verordnung (besonders die Stickoxid–Grenzwerte) eingehalten werden.

Meßmethode und Ablauf der Typenprüfung entsprechen weitestgehend den Normen der Europäischen Normenvereinigung CEN (Comité Européen de Normalisation). Lediglich die Grenzwert–Anforderungen (für die Stickoxide, das Kohlenmonoxid und den feuerungstechnischen Wirkungsgrad) sind von diesen Normen verschieden.

Die Prüfung kann von anerkannten Prüfinstituten sowohl im Inland wie auch im Ausland durchgeführt werden. Die Anerkennung ausländischer Prüfinstitute wird von Fall zu Fall geregelt.

Tab. 1: **Schweizerische Emissionsgrenzwerte für Heizkessel mit Gebläsebrennern für Heizöl "Extra Leicht"**

| Feuerungswärmeleistung: | bis 350 kW | 350 kW – 1 MW | über 1 MW |
|---|---|---|---|
| – Bezugsgröße Sauerstoff (%vol) | 3 | 3 | 3 |
| – Rußzahl | 1 | 1 | 1 |
| – Kohlenmonoxid–Gehalt ($mg/m^3$) | 80 | 80 | 80 |
| – Stickoxidgehalt als $NO_2$ ($mg/m^3$) | | | |
| – **neue Anlagen** | | | |
| Kesselwassertemperatur: | | | |
| bis 110 °C | 120 | 120 | 120 |
| 110–150 °C | – | 150 | 150 |
| über 150 °C | – | 150*) | 150*) |
| – **bestehende Anlagen** | | | |
| Kesselwassertemperatur: | | | |
| bis 110 °C | – | – | 120 |
| 110–150 °C | – | – | 150 |
| über 150 °C | – | – | 150*) |

*) Die Behörde kann im Einzelfall mildere Grenzwerte festlegen, wenn der Stickoxid–Grenzwert von 150 $mg/m^3$ technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist.

Die konkrete Durchführung der Typenprüfung ist in den Empfehlungen des Bundesamtes für Umwelt, Wald und Landschaft "über die technische Durchführung der Typenprüfung von Feuerungsanlagen", Stand: September 1992, geregelt und kann bei diesem Bundesamt bezogen werden.

Die Emissionsgrenzwerte für die Stickoxide beziehen sich auf einen Gehalt an organisch gebundenem Stickstoff im Brennstoff von 140 mg/kg. Bei höherem Stickstoffgehalt dürfen die Emissionen an Stickoxiden, angegeben als Stickstoffdioxid, pro 1 mg Stickstoff im Brennstoff um 0,2 mg/m³ höher sein; bei niedrigerem Stickstoffgehalt müssen die Emissionen an Stickoxiden, angegeben als Stickstoffdioxid, pro 1 mg Stickstoff im Brennstoff um 0,2 mg/m³ niedriger sein.

Tab. 2: **Schweizerische Emissionsgrenzwerte für Heizkessel mit Gebläsebrennern und atmosphärischen Brennern für Gasbrennstoffe**

| Feuerungswärmeleistung: | bis 350 kW | 350 kW – 1 MW | über 1 MW |
|---|---|---|---|
| – Bezugsgröße Sauerstoff (%vol) | 3 | 3 | 3 |
| – Kohlenmonoxid–Gehalt (mg/m³) | 100 | 100 | 100 |
| – Stickoxidgehalt als $NO_2$ (mg/m³) | | | |
| – **neue Anlagen** | | | |
| Kesselwassertemperatur: | | | |
| bis 110 °C | 80*) | 80 | 80 |
| 110–150 °C | – | 110 | 110 |
| über 150 °C | – | 110**) | 110**) |
| – **bestehende Anlagen** | | | |
| Kesselwassertemperatur: | | | |
| bis 110 °C | – | – | 80 |
| 110–150 °C | – | – | 110 |
| über 150 °C | – | – | 110**) |

*) Für Anlagen mit atmosphärischen Brenner bis 12 kW: 120 mg/m³.

**) Die Behörde kann im Einzelfall mildere Grenzwerte festlegen, wenn der Stickoxid–Grenzwert von 150 mg/m³ technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist.

Tab. 3: **Energetische Anforderungen für Heizkessel mit Gebläsebrennern für Heizöl "Extra Leicht" oder Gas**

| Feuerungswärmeleistung: | bis 70 kW | über 70 kW |
|---|---|---|
| – **neue Anlagen** | | |
| – bei einstufigem Brennerbetrieb | 7 % | 7 % |
| – bei zweistufigem Brennerbetrieb | | |
| erste Brennerstufe | 6 % | 6 % |
| zweite Brennerstufe | 8 % | 8 % |
| – **bestehende Anlagen** | 10 % | 9 % |

Bei Heizkesseln mit einer Absicherungstemperatur wärmeträgerseitig von über 110 °C, bei denen die Anforderungen nach Tab. 3 technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar sind, kann die Behörde mildere Grenzwerte festlegen.

Tab. 4: **Schweizerische Emissionsgrenzwerte für Feuerungen für Heizöl "Mittel" und "Schwer"**

| Feuerungswärmeleistung: | | über 5 MW bis 50 MW | über 50 MW bis 100 MW | über 100 MW |
|---|---|---|---|---|
| – Bezugsgröße: Die Grenzwerte beziehen sich auf einen Sauerstoffgehalt im Abgas von | %vol | 3 | 3 | 3 |
| – Feststoffe insgesamt: | | | | |
| Heizöle Qualität A | $mg/m^3$ | 80 | 50 | 50 |
| Heizöle Qualität B | $mg/m^3$ | 50 | 50 | 50 |
| – Kohlenmonoxid (CO) | $mg/m^3$ | 170 | 170 | 170 |
| – Schwefeloxide ($SO_x$), angegeben als Schwefeldioxid ($SO_2$) | $mg/m^3$ | 1700 | 1700 | 400 |
| – Stickoxide ($NO_x$), angegeben als Stickstoffdioxid ($NO_2$) | $mg/m^3$ | 450 | 300 | 150 |
| – Ammoniak und Ammonium-verbindungen, angegeben als Ammoniak*) | $mg/m^3$ | 30 | 30 | 30 |

*) Hinweis: Diese Emissionsbegrenzung ist nur für Feuerungsanlagen mit Entstickungs-Einrichtung von Bedeutung.

Der Emissionsgrenzwert für Schwefeloxide von 1700 $mg/m^3$ gilt als eingehalten, wenn Heizöl verwendet wird, dessen Schwefelgehalt 1 Prozent (% Masse) nicht überschreitet.

## Verwendung von Heizöl "Mittel" und "Schwer"

Heizöl "Mittel" und Heizöl "Schwer" dürfen nicht in Anlagen oder betrieblichen Einheiten verwendet werden, die für diese Brennstoffe eine Feuerungswärmeleistung von weniger als 5 Megawatt haben.

Tab. 5: **Schweizerische Emissionsgrenzwerte für Feuerungen für Gasbrennstoffe über 350 kW**

| Heizmedium – Temperatur | < 110 °C | 110–150 °C | >150 °C |
|---|---|---|---|
| Sauerstoffbezug | 3 | 3 | 3 %vol |
| Kohlenmonoxid | 100 | 100 | 100 $mg/m^3$ |
| Stickoxide ($NO_2$) | 80 | 110 | 110*)$mg/m^3$ |

*) Wenn technisch begründbar: Erleichterungen bis 200 $mg/m^3$ möglich

Tab. 6: **Schweizerische Emissionsgrenzwerte für Feuerungen für Heizöl Extra Leicht über 350 kW**

| Heizmedium – Temperatur | < 110 °C | 110–150 °C | >150 °C |
|---|---|---|---|
| Sauerstoffbezug | 3 | 3 | 3 %vol |
| Rußzahl | 1 | 1 | 1 |
| Kohlenmonoxid | 80 | 80 | 80 $mg/m^3$ |
| Stickoxide ($NO_2$)**) | 120 | 150 | 150*)$mg/m^3$ |

*) Wenn technisch begründbar: Erleichterungen bis 250 $mg/m^3$ möglich

**) Bezogen auf einen Stickstoffgehalt im Heizöl von 140 mg/kg

Tab. 7: **Schweizerische Emissionsgrenzwerte für Kohlefeuerungen (Kohle, Kohlebriketts, Koks)**

| Feuerungswärmeleistung: | über 20 kW bis 70 kW | über 70 kW bis 1 MW | über 1 MW bis 5 MW | über 5 MW bis 50 MW | über 50 MW bis 100 MW | über 100 MW |
|---|---|---|---|---|---|---|
| – Bezugsgröße: Die Grenzwerte beziehen sich auf einen Sauerstoff–gehalt im Abgas von (%vol) | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 |
| – Feststoffe insgesamt ($mg/m^3$) | – | 150 | 150 | 50 | 50 | 50 |
| – Kohlenmonoxid (CO) ($mg/m^3$) | 4000 | 1000 | 250*) | 250 | 250 | 250 |
| – Schwefeloxide ($SO_x$), angegeben als Schwefeldioxid ($SO_2$) ($mg/m^3$) | – | – | 2000 | 2000 | 2000 | 400 |
| – Schwefelemissionsgrad Rost–/Staubfeuerungen (%) | – | – | – | – | – | 15 |
| Wirbelschichtfeuerungen (%) | – | – | 25 | 25 | 25 | 15 |
| – Stickoxide ($NO_x$), angegeben als Stickstoffdioxid ($NO_2$) ($mg/m^3$) | – | – | 500 | 500 | 400 | 200 |
| – Ammoniak und Ammonium–verbindungen, angegeben als Ammoniak**) ($mg/m^3$) | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 |

Hinweise:

- Die Angabe eines Striches in der Tabelle bedeutet, daß weder nach Anhang 3 noch nach Anhang 1 eine Begrenzung vorgeschrieben ist.
- Anlagen, für die eine Begrenzung der Schwefelemissionsgrade vorgeschrieben ist, müssen sowohl den Emissionsgrenzwert für Schwefeloxide als auch die Begrenzung des Schwefelemissionsgrades einhalten.

*) Für Anlagen bis 2,5 MW gilt dieser Wert nur für den Betrieb mit Vollast

**) Diese Emissionsbegrenzung ist nur für Feuerungsanlagen mit Entstickungseinrichtung von Bedeutung.

Tab. 8: **Schweizerische Emissionsgrenzwerte für Holzfeuerungen bis 500 kW**

| Feuerungswärmeleistung: | 20–70 kW | 70–200 kW | 200–500 kW |
|---|---|---|---|
| Sauerstoffbezug | 13 | 13 | 13 %vol |
| Feststoffe | – | 150 | 150 mg/m³ |
| Kohlenmonoxid | | | |
| – Naturbelassenes Holz | 4000 | 2000 | 1000 mg/m³ |
| – Restholz | 1000 | 1000 | 800 mg/m³ |
| Stickoxide ($NO_2$) | – | – | – *) |

*) bei einem Massenstrom >2,5 kg $NO_2$/h 250 mg/m³

Tab. 9: **Schweizerische Emissionsgrenzwerte für Holzfeuerungen über 500 kW**

| Feuerungswärmeleistung: | 0,5–1 | 1–5 | > 5 MW |
|---|---|---|---|
| Sauerstoffbezug | 13 | 11 | 11 %vol |
| Feststoffe | 150 | 150 | 50 mg/m³ |
| Kohlenmonoxid | 500 | 250 | 250 mg/m³ |
| Stickoxide ($NO_2$) | *) | *) | *) |
| Gesamtkohlenstoff (C) | – | 50 | 50 mg/m³ |

*) bei einem Massenstrom >2,5 kg $NO_2$/h 250 mg/m³

**Typenprüfung:**

Prüfpflichtig sind Feuerungsanlagen bis 350 kW:
- Gebläsebrenner Öl/Gas
- Heizkessel für Gebläsebrenner
- Heizkessel mit atm. Gasbrennern
- Heizkessel mit atm. Ölbrennern
- direkt befeuerte Gas–Speicherwasser–Erwärmer über 30 Liter
- direkt befeuerte Gas–Durchfluß–Erwärmer über 35 kW

**Konzept der Typenprüfung:**

- Prüfung auf dem Prüfstand: nach CEN
- Prüfanforderungen: nach CEN

jedoch

- strengere Grenzwerte für $NO_2$
- strengere energetische Anforderungen

## *Diskussion – Dipl.–Chem. Ulrich Jansen (BUWAL Bern)*

**Dr. Tauscher** (Fa. ÖMV): Frage 1: Wieviele Kernkraftwerke sind in der Schweiz in Betrieb? Frage 2: Wie hoch ist der Heizöl Schwer Bedarf in der Schweiz?

**Dipl.–Chem. Jansen**: Wie haben fünf Kernkraftwerke. Der Heizöl Schwer Bedarf beträgt einen Bruchteil des Bedarfes für Heizöl Extra Leicht und er nimmt ständig weiter ab.

**Dipl.–Ing. Kolbitsch** (Fa. Bertsch): Sie haben ein schönes Gesamtbild für die Schweiz dargestellt. Zum Stichwort Zürich: Dürfen die Zürcher immer noch die Grenzwerte der Luftreinhalte–Verordnung halbieren?

**Dipl.–Chem. Jansen**: Die Kantone dürfen nur dann die Grenzwerte verschärfen, wenn die Luftverschmutzung übermäßig ist, d.h. wenn die Immissionsgrenzwerte überschritten werden. Bei den Feuerungen wird der 120 mg–Grenzwert allerdings als Stand der Technik betrachtet, welcher zur Zeit nicht weitergehend verschärft werden sollte. Die Grenzwertverschärfungen im Kanton Zürich zum Beispiel bestehen in einer Ausdehnung der Sanierungspflicht auf Anlagen unter 1 Megawatt. Nach der Luftreinhalte–Verordnung müssen nur bestehende Anlagen über 1 Megawatt an die Vorschriften für Neuanlagen angepaßt werden.

**Dipl.–Ing. Göller** (Wirtschaftsministerium): Ich würde gerne wissen, ob die Stickoxid–Grenzwerte für atmosphärische Kleinfeuerungen unter 10 kW ebenfalls gelten?

**Dipl.–Chem. Jansen**: Die Stickoxid–Grenzwerte gelten auch für die ganz kleinen Gasfeuerungen. Für Anlagen unter 12 kW gilt allerdings ein Grenzwert von 120 mg/m$^3$. Erst für Anlagen über 12 kW ist der Grenzwert von 80 mg/m$^3$ gültig.

**Dipl.–Ing. Löffler** (Magistratsabteilung 22, Wien): Sie haben erwähnt, daß bei den Ölfeuerungen und ganz speziell bei den Gasfeuerungen heftige Diskussionen über die Grenzwerte für die Abgasverluste stattfanden. Ich habe Ihre Grenzwerte von 7, 9 und 10 % im Kopf und frage mich, ob diese Anforderungen nicht sehr streng sind. Beim Gas könnte ich mir vorstellen, daß durch eine Halbierung dieser Werte die Brennwerttechnik bei kleinen Kesseln forciert würde. War das bei Ihnen kein Thema?

**Dipl.–Chem. Jansen**: Auf dieses Thema bin ich in meinem Referat nicht näher eingegangen. Die Luftreinhalte–Verordnung sieht für atmosphärische Gaskessel eine kombinierte Grenzwertanforderung vor. Die energetischen Verluste werden durch einen Grenzwert "g" begrenzt, welcher die Abgasverluste und Bereitschaftsverluste miteinander mathematisch verknüpft. Sind die Abgasverluste eines Gaskessels sehr niedrig, so dürfen die Bereitschaftsverluste entsprechend größer sein und umgekehrt.

**Ing. Thurmaier** (Fa. Hoval): Sie haben ganz kurz die Emissionswerte für Erdgasfeuerungen von 20 – 25 mg/m$^3$ angesprochen. Für welche Anlagegrößen trifft dies zu und sind diese Werte bereits mit Primärmaßnahmen erreichbar?

**Dipl.–Chem. Jansen**: Die beschriebenen Werte werden von Kleinanlagen mit sogenannten Flächenbrennern erreicht. Meines Wissens werden Anlagen bis 30 – 40 kW angeboten. Die Stickoxid–Reduktion erfolgt also ausschließlich durch Primärmaßnahmen. Man muß sich in diesem Zusammenhang vergegenwärtigen, daß in den vergangenen Jahren die industrielle Entwicklung von Gasheizgeräten vor allem produktionsseitig vorangetrieben wurde. Die lufthygienischen Aspekte der Gasverbrennung wurden im

Zuge der Grenzwertdiskussion über die Stickoxide von Bedeutung. Allerdings konnte in der Folge in diesem Zusammenhang ein regelrechter Technologiesprung erzielt werden.

**Fa. Loos:** Welcher Sanierungszeitraum wurde für die Luftreinhalte–Verordnung gegeben?

**Dipl.–Chem. Jansen:** Wie ich bereits erwähnt habe, müssen im Hinblick auf die Stickoxid–Grenzwerte nur Anlagen über 1 Megawatt saniert werden. Anlagen, welche die Grenzwerte der "alten" Luftreinhalte–Verordnung von 1985 bereits erfüllen, müssen innerhalb von 5 bis 10 Jahren saniert werden. Die gleiche Sanierungsfrist gilt für Anlagen, welche den Emissionsgrenzwert höchstens um das 1,5–fache überschreiten. Werden die Grenzwerte um mehr als das 3–fache überschritten, so beträgt die Sanierungsfrist 30 Tage bis 5 Jahre. Die Frist von 30 Tagen dürfte bei Kleinanlagen und diejenige von höchstens 5 Jahren bei thermischen Kraftwerken zum Zuge kommen.

**Prof. Hackl:** Und die Entscheidung über diese Frist ist kantonal, regional oder lokal?

**Dipl.–Chem. Jansen:** Grundsätzlich handelt es sich immer um eine Entscheidung der Vollzugsbehörde im Einzelfall. Bei größeren Anlagen wie zum Beispiel bei Dampfkesselanlagen muß die Behörde vorerst einen Sanierungsvorschlag beim Anlagenbetreiber einholen. Anhand dieses Vorschlages entscheidet sie dann innerhalb des vorgegebenen gesetzlichen Rahmens über eine angemessene Sanierungsfrist. Bei Kleinanlagen hat sich demgegenüber eine kantonsübergreifende Praxis eingebürgert. Die Kantone haben für die verschiedenen Sanierungssituationen konkrete Fristen vorgegeben.

# *Umrüstung eines Fernheizkraftwerkes als Beitrag zur Emissionsminderung*

*Dipl.–Ing.Dr.mont. Franz Kemetner, Prokurist, EVN Energie–Versorgung Niederösterreich AG, Maria Enzersdorf*

## Erdgaseinsatz in der Fernwärme

Es gibt eine Reihe von Konzepten, in denen Fernwärme und Erdgas zur Abdeckung des Raumwärmebedarfes eines Versorgungsgebietes eingesetzt werden. Meistens sind der Fernwärme und dem Erdgas bereits getrennte Vorranggebiete zugeordnet:

Im stark verdichteten Zentrum der Fernwärme, in den weniger dichten, meist an der Peripherie gelegenen Gebieten, das Erdgas. In solchen Fällen kommt es zu keiner Konkurrenzierung der beiden Energieträger. Es gibt aber auch Versorgungskonzepte, wo dem Kunden in freier Wahl Erdgas oder/und Fernwärme, meist von verschiedenen Unternehmungen angeboten wird.

Betrachtet man hingegen die Fernwärmeerzeugungsanlagen, so kommen feste, flüssige und gasförmige Energieträger zum Einsatz, welche sich gegenseitig die Position streitig machen. Um einen Vergleich anstellen zu können, kommen folgende wesentliche Punkte zur Beurteilung des eingesetzten Primärenergieträgers zur Anwendung:

- Sichere Energieversorgung,
- preisgünstige Energieversorgung,
- sparsame und rationelle Energieanwendung,
- umweltfreundliche Energieanwendung.

Anschließend werden anhand der aufgeführten Kriterien die Energievorteile für Erdgas geprüft und dargestellt.

## Sichere Energieversorgung

Die Sicherung der Energieversorgung und Wahrung der Versorgungssicherheit ist vor allem eine Frage der langfristigen Verfügbarkeit über die Primärenergieträger und der technischen Beherrschung der Infrastrukturen.

Gerade das Beispiel Österreich beweist, daß mit langfristigen internationalen Verträgen, welche sich als besonders verläßlich erwiesen haben und der vorhandenen Inlandsproduktion sowie dem Vorhalten von entsprechenden Mengen in Untertagespeichern, die langfristige Verfügbarkeit sichergestellt ist.

Die europäische Gaswirtschaft hat für den reibungslosen internationalen Erdgastransport ein riesiges Verbundleitungssystem geschaffen, das durch leistungsfähige und engvermaschte Versorgungsnetze in den beteiligten Ländern ergänzt wird und somit zur Wahrung der Versorgungssicherheit entscheidend beiträgt.

## Preisgünstige Energieversorgung

Eines der energiepolitischen Ziele zumindest in den Ländern der europäischen Gemeinschaft und in Österreich ist es, langfristig das Öl zu verdrängen. Nach bisherigen

Überlegungen hat sich die Fernwärme hauptsächlich zu Lasten des Erdgaspotentials am Wärmemarkt ausgebreitet. Fernwärme substituiert damit nur Erdgas, ohne damit im gewünschten und notwendigen Maße die Energieträger Kohle und Öl zusätzlich zu verdrängen. Das energiepolitische Ziel "weg vom Öl", ist am sichersten mit Erdgas zu erreichen.

Aufgrund der hohen Kosten, die der Ausbau von Fernwärmesystemen verursacht, wird immer die Frage nach möglichst billigen Energieträgern zur Fernwärmeerzeugung gestellt werden. Dieser Herausforderung hat sich auch die Gaswirtschaft zu stellen.

## Sparsame und rationelle Energieverwendung

Fernwärme bietet von der Technologie her bereits günstige Voraussetzungen für sparsame und rationelle Energieanwendung. Diese Aussage trifft vor allem dann zu, wenn man den Vergleich mit anderen Energieträgern, auch bei Einzelheizungen anstellt. Eines der Probleme der Fernwärme ist zum Beispiel, daß für den Bau von Fernwärmeleitungen, im Vergleich zu Erdgasleitungen die drei– bis sechsfachen Kosten verursacht werden.

Gesamtheitlich gesehen kann durch den rationellen Einsatz sorgfältig ausgewählter Primärenergie zum Beispiel Erdgas, eine besonders sparsame Energieanwendung durchgeführt werden. Mit Erdgas erzeugte Fernwärme kann mit hohen Wirkungsgraden und besonders auf der Basis der Kraft–Wärme–Kopplung einen hohen energiesparenden Nutzen erreichen. Miteinzubeziehen in die Überlegungen sind auch die Kosten für den Bau und den Betrieb von Tankanlagen für flüssige Brennstoffe oder die Lager– und Manipulationsflächen bei festen Brennstoffen. Nicht zuletzt, aber besonders in der heutigen Zeit wichtig ist die Tatsache, daß die ohnehin schon umweltfreundliche Fernwärme, durch den Einsatz von Erdgas zur Erzeugung, noch umweltfreundlicher gestaltet werden kann.

## Umweltfreundliche Energieanwendung

Die emittierten Schadstoffe beim Erdgas sind gegenüber den übrigen Energieträgern durchwegs minimal. Seien es die organischen Verbindungen, sei es Kohlenmonoxid, sei es Schwefeldioxid oder gar Ruß und Rauch. Was beim Energieträger Gas bleibt, sind die Stickstoffoxide.

Am Beispiel der Fernwärmeerzeugungsanlagen der EVN Energie–Versorgung Niederösterreich Aktiengesellschaft wird gezeigt, wie das Problem Stickstoffoxide an bestehenden Anlagen behandelt und mit relativ geringen Kosten eine erhebliche Reduktion an Stickstoffoxidemissionen erreicht werden konnte.

EVN betreibt seit mehr als 25 Jahren ein Fernheizkraftwerk in Mödling. Es werden aus diesem Werk, welches mit vier Kesseln mit Erdgasbrennern und einer Gesamtleistung von 48 Megawatt ausgestattet ist, verschiedene Ortsteile der Gemeinden Mödling und Maria Enzersdorf versogt. An das Werk sind ca. 2.560 Haushaltskunden und ca. 60 Sonderkunden angeschlossen.

Ursprünglich war die Anlage für Gas– und Ölbetrieb ausgelegt. Seit ca. 10 Jahren wird die Anlage ausschließlich mit Erdgas betrieben, nur für Notfälle wird eine für 3 – 5 Heiztage ausreichende Ölmenge vorgehalten.

Im Jahr 1986 wurde der Beschluß gefaßt, die beiden großen Kessel, welche eine Dampfleistung von 24 t/h bzw. 15 t/h aufweisen, auf schadstoff– bzw. stickstoffoxidarme Verbrennung von Erdgas umzurüsten. In den Tabellen im Anhang sind die technischen Daten der Kesselanlagen I und II vor und nach der Umrüstung gegenübergestellt.

Die Zielvorstellung bei der Umrüstung der Kessel auf $NO_x$–arme Verbrennung war, die gegebenen $NO_x$–Emissionen von 360 bzw. 330 mg $NO_2/m^3$ durch Anwendung geeigneter Primärmaßnahmen zu minimieren.

Unter Primärmaßnahmen verstehen wir solche Maßnahmen, die bereits die Entstehung von Stickstoffoxiden beim Verbrennungsprozeß begrenzen und dadurch zur Reduktion der $NO_x$–Emissionen einer Kesselanlage führen.

Das definierte Ziel war:
Die $NO_x$–Emissionen unter 95 mg $NO_2/m^3$ ohne erhöhte CO–Bildung und ohne Absenkung des thermischen Wirkungsgrades der Kessel zu erreichen.

Ohne auf die Theorie der $NO_x$–Bildung näher einzugehen, müssen, bevor auf die weitere Beschreibung der Primärmaßnahmen eingegangen wird, noch einige Feststellungen zum $NO_x$ und zum Brennstoff Erdgas getroffen werden.

Stickstoffoxide ($NO_x$) entstehen grundsätzlich während eines jeden Verbrennungsvorganges. Der Grund dafür ist die teilweise Oxidation des molekularen Stickstoffes der Luft (thermisches $NO_x$) sowie des allenfalls im Brennstoff chemisch gebundenen Stickstoffes (Brennstoff $NO_x$). Die Entstehung von prompten $NO_x$ sei der Vollständigkeit halber erwähnt. Die bei der Verfeuerung von Erdgas entstehende Menge ist jedoch so gering, daß sie als vernachlässigbare Größe anzusehen ist.

Bei ungefähr gleicher Feuerraumtemperatur, ähnlicher Feuerraumgröße und Luftführung entsteht bei verschiedenen Brennstoffen eine annähernd gleich hohe Menge thermisches $NO_x$.

Das Brennstoff–$NO_x$, das bei Kohle und Öl – verursacht durch chemisch gebundenen Stickstoff – in wechselnder Größe vorhanden ist, fehlt bei Erdgas zur Gänze. Erdgas besitzt keinen chemisch gebunden Stickstoff.

*Theorie der $NO_x$–Bildung:*

| | | |
|---|---|---|
| Thermisches $NO_x$ | über 1200 bis 1300 °C aus $N_2$ und $O_2$ der Luft | größter Anteil |
| Promptes $NO_x$ | aus der Weiteroxidation von spontan entstehenden Stickstoff/Wasserstoff–verbindungen,die ihrerseits aus der Reaktion von atomarem Stickstoff, Kohlenwasserstoff und Luftstickstoff entstehen | bei Erdgas gering |

| | | |
|---|---|---|
| Brennstoff $NO_x$ | aus der Oxidation von Luftsauerstoff mit organischen Stickstoffverbindungen aus dem Brennstoff | in Erdgas nicht enthalten |

Daraus ist unschwer abzuleiten, daß bei der Verbrennung von Erdgas zwangsweise geringere $NO_x$–Mengen entstehen, als bei der Verfeuerung anderer Brennstoffe, da einer der Verursachungsfaktoren für $NO_x$ einfach nicht vorhanden ist.

Neben dem eingesetzten Brennstoff hängt die $NO_x$–Bildung auch von beeinflußbaren Faktoren des Verbrennungsprozesses, wie Temperatur, Verweilzeit, unter– oder überstöchiometrische Verbrennung und Luftführung ab. Dies wird bei der im FHKW–Mödling eingesetzten Technologie zur Minimierung der $NO_x$–Emission genutzt.

Im gegenständlichen Fall wurden nachstehende Primärmaßnahmen ergriffen:
- Absenkung der Verbrennungslufttemperatur von 145 °C auf 45 °C,
- Luft–Brennstoffstufung (Stufenverbrennung durch $NO_x$–arme Brenner),
- asymmetrische Gasführung im Brenner.

**Beschreibung der Funktionsweise und des Betriebes**

Die in den Kesseln eingebauten Verbrennungsluftvorwärmer wurden ausgetauscht und durch Abgas–Wasser–Wärmetauscher ersetzt. Diese Maßnahme bewirkt neben der Absenkung der Verbrennungstemperatur zusätzlich eine Verbesserung des Nutzungsgrades der Kesselanlage.

Die Brenner sind als Mehrschichtbrenner (3 Luftschichten) ausgeführt, wobei die Vermischung (Vertrimmung) der einzelnen Luftschichten über händisch betätigte Lufteinstellklappen erfolgt. Diese werden nach Erreichen des optimalen Verbrennungsergebnisses fixiert und vom Betriebspersonal nicht mehr weiter betätigt. Bild 1.

Durch die Vertrimmung der drei Luftschichten wird eine verzögerte Verbrennung unter Beachtung eines vollkommenen Ausbrandes und somit eine Senkung der Flammentemperatur und damit eine Verminderung der $NO_x$–Bildung erreicht.

Bei der Vertrimmung der drei Luftschichten wird die mittlere und innere Luftschicht unterstöchiometrisch, die äußere jedoch überstöchiometrisch betrieben, sodaß ein vollkommener Ausbrand gewährleistet wird. Die Düsenbohrungen der Gasdüsen sind so konzipiert, daß ebenfalls eine verzögerte Vermischung mit der Verbrennungsluft erfolgt.

In Bild 2 ist die Brennereinrichtung nach dem Umbau der beiden Kessel mit der charakteristischen ringförmigen Gaszuführung zu sehen.

Die vorhandene Ölmenge in der Anlage wurde weitgehend reduziert. Aus Gründen der Versorgungssicherheit ist ein 3 bis 5–tägiger Ölbetrieb möglich. Deshalb ist im Kessel II eine kombinierte Öl– oder Gasfeuerung vorgesehen. Die Ölsteuerung erfolgt mit 2 koaxial angeordneten Zerstäubungsanlagen, womit eine bis zu 30 % geringere $NO_x$–Bildung gegenüber den herkömmlichen Dampfzerstäuber– und Druckzerstäubersystemen erzielt wurde. Die Ölanlage wird nur einmal im Jahr kurzzeitig zur Erfüllung der Behördenvorschrift in Betrieb genommen und sogleich wieder abgeschaltet.

Das Bild 3 zeigt einen Brenner des Kessels II. Die Umschaltung von Gas– auf Ölbetrieb ist einfach und erfordert lediglich das Tauschen der Brennerlanze, vorausgesetzt, die Ölzuführung ist bereits betriebsbereit.

Als Ergebnis der durchgeführten Maßnahmen ist festzuhalten, daß die Stickoxidemission von ursprünglich 300 bzw. 360 mg/m$^3$ $NO_2$ ohne Leistungs– und ohne Wirkungsgradverlust auf einen Wert unter 95 mg/m$^3$ $NO_2$ reduziert werden konnte. Dies entspricht einer Reduktion von über 70 %.

Die Grafiken in den Bildern 4 – 7 spiegeln die Effizienz der durchgeführten Maßnahmen, vor und nach dem Umbau wieder. Es sind die Stundenmittelwerte über 24 Stunden mit der gefahrenen Kesselleistung aufgetragen.

Das Bild 4 zeigt Werte des Kessels II vor dem Umbau. Das Bild 5 zeigt die $NO_x$–Emissionen des Kessels II nach dem Umbau, 6 Wochen nach der ersten Messung. Am Bild 6 wurden die $NO_x$–Meßwerte nach Umstellung auf schadstoffarmen Betrieb dargestellt und im Bild 7 sind zum Vergleich die Ergebnisse der Ausgangssituation gegenübergestellt und zeigen deutlich die erzielte Reduktion der $NO_x$–Emission.

Der Kostenaufwand für die Anschaffung der Anlagen zur Schadstoffreduzierung in den beiden Heizkesseln betrug inkl. Wärmerückgewinnung ca. 4,1 Mio. öS. Zusätzlich wurde noch eine permanent arbeitende $NO_x$–Meßanlage zur Überwachung der Abgaswerte installiert.

## Zusammenfassung

Die Forderung nach Umweltfreundlichkeit von Energieerzeugungsanlagen soll in der heutigen Zeit von niemandem mehr in Frage gestellt werden. Zur Erreichung dieses Zieles sind eine Reihe von Problemlösungen bekannt.

Der Einsatz von Fernwärme ist eine Möglichkeit. Der Einsatz von Erdgas in der Fernwärmeerzeugung eine weitere. Beide Möglichkeiten zusammen ergeben günstige Voraussetzungen, Schadstoffemissionen in geringen Grenzen zu halten, wobei noch folgende Argumente erhalten bleiben. Hoher Komfort für den Abnehmer, hohe Versorgungssicherheit, Bequemlichkeit durch einfache Anwendung.

Bei kluger Dimensionierung und sparsamen Einsatz von Investitionsmitteln und Beachtung der wärmewirtschaftlichen Kriterien, sollten auch noch positive betriebswirtschaftliche Ergebnisse zu erzielen sein.

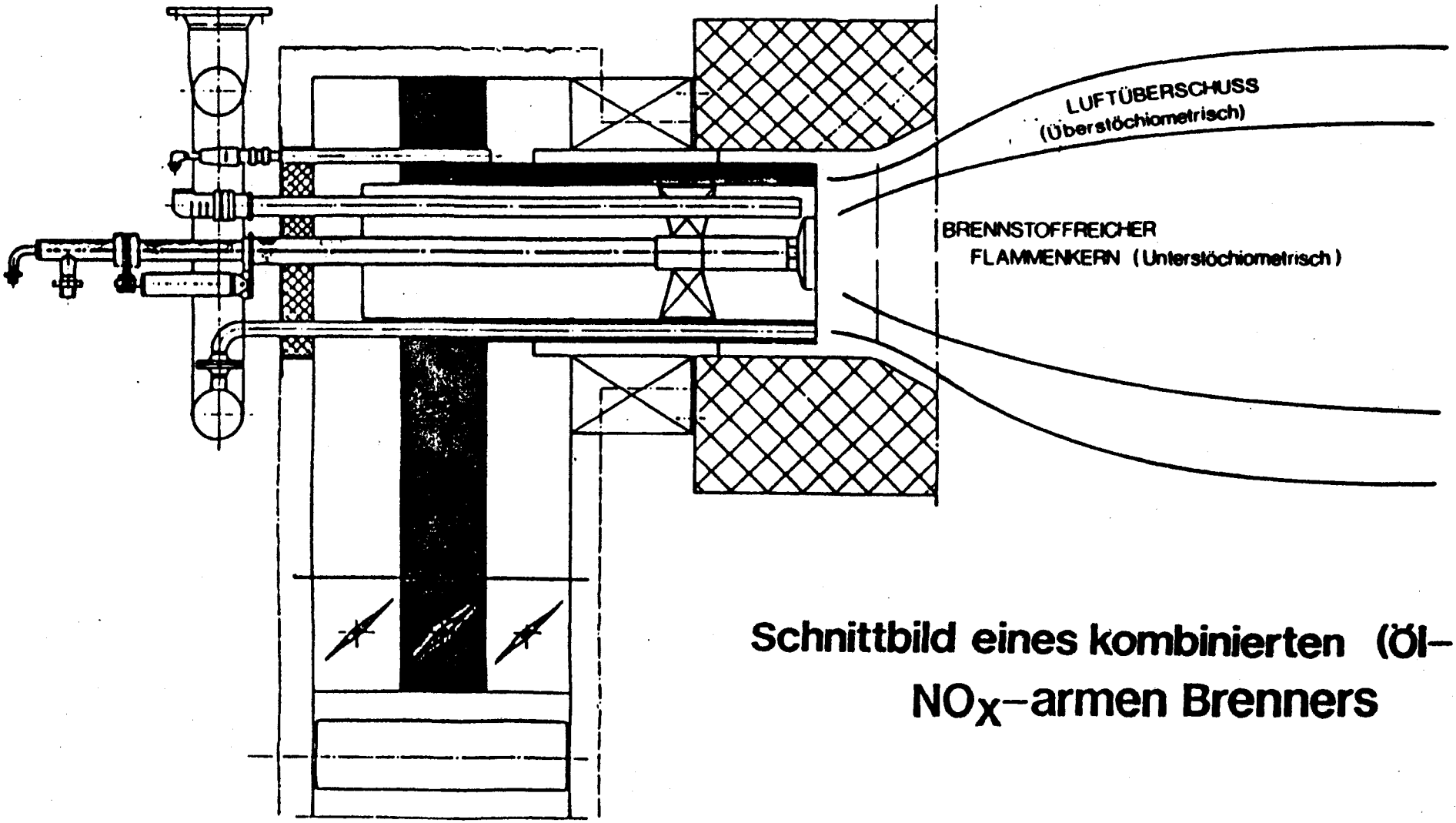
**Technische Daten der Kesselanlagen im FHKW–Mödling der EVN vor und nach der Umrüstung auf $NO_x$–arme Verbrennung**

| **Kessel I:** | vorher | nachher |
|---|---|---|
| **Technische Daten Kessel I** | | |
| Bauart | Strahlungskessel | |
| Fabrikat | Simmering–Graz–Pauker | |
| Baujahr | 1960 | |
| Dampfleistung | 15 t/h | 15 t/h |
| Betriebsdruck | 64 bar | 64 bar |
| Überhitzungstemperatur | 500 °C | 500 °C |
| **Brennerabstände** | | |
| Kesselboden – Brenner | 1.000 mm | vorne 1.000 mm Boden zur Rück–wand ansteigend |
| Kesselseitenwand – Brenner | 850 mm | 850 mm |
| Brenner – Brenner | 1.500 mm | 1.500 mm |
| **Feuerraummaße** | | |
| Breite | 3.150 mm | 3.150 mm |
| Tiefe | 3.000 mm | 3.000 mm |
| Höhe ca. | 4.000 mm | 4.000 mm |
| **Brennerdaten** | | |
| 2 Stk. Brenner Typ | KGö A 500 HRF | UNIGAS 651 LN |
| Fabrikat | Unitherm | Unitherm |
| Brennstoffdurchsatz je Brenner | | |
| Erdgas maximal | 800 $Nm^3/h$ | 800 $Nm^3/h$ |
| Verbrennungsluftdruck | 11 mbar | 11 mbar |
| Verbrennungslufttemperatur ca. | 145 °C | 45 °C |
| Rauchgastemperatur, Kesselaustritt ca. | 150 °C | 140 °C |
| Feuerraumdruck | – 0,5 mbar | – 0,5 mbar |
| $NO_x$–Emission bei Vollast bez. auf 3 % $O_2$ | 300 mg $NO_2/m^3$ | 95 mg $NO_2/m^3$ |

| **Kessel II:** | | |
|---|---|---|
| **Technische Daten Kessel II** | | |
| Bauart | Strahlungskessel | |
| Fabrikat | Simmering–Graz–Pauker | |
| Baujahr | 1962 | |
| Dampfleistung | 24 t/h | 24 t/h |
| Betriebsdruck | 64 bar | 64 bar |
| Überhitzungstemperatur | 500 °C | 500 °C |

| | | |
|---|---|---|
| **Brennerabstände** | | |
| Kesselboden – Brenner | 1.350 mm | 1.350 mm |
| Kesselseitenwand – Brenner | 1.000 mm | 1.000 mm |
| Brenner – Brenner | 1.700 mm | 1.700 mm |
| **Feuerraummaße** | | |
| Breite | 3.700 mm | 3.700 mm |
| Tiefe | 3.400 mm | 3.400 mm |
| Höhe ca. | 5.700 mm | 5.700 mm |
| **Brennerdaten** | | |
| 2 Stk. Brenner Typ | KGö A 1.000 HRF | UNIGO 651 KAD–LN |
| Fabrikat | Unitherm | Unitherm |
| Brennstoffdurchsatz je Brenner | | |
| Erdgas maximal | 1.300 $Nm^3/h$ | 1.485 $Nm^3/h$ |
| Heizöl Schwer maximal | — | 1.325 kg/h |
| Verbrennungsluftdruck | 13,5 mbar | 13,5 mbar |
| Verbrennungslufttemperatur ca. | 145 °C | 45 °C |
| Rauchgastemperatur, Kesselaustritt ca. | 150 °C | 140 °C |
| Feuerraumdruck | – 0,5 mbar | – 0,5 mbar |
| $NO_x$–Emission bei Vollast bez. auf 3 % $O_2$ | 360 mg $NO_2/m^3$ | 95 mg $NO_2/m^3$ |

EVN




**Schnittbild eines kombinierten (Öl–Gas)**
**$NO_X$–armen Brenners**

Bild 2

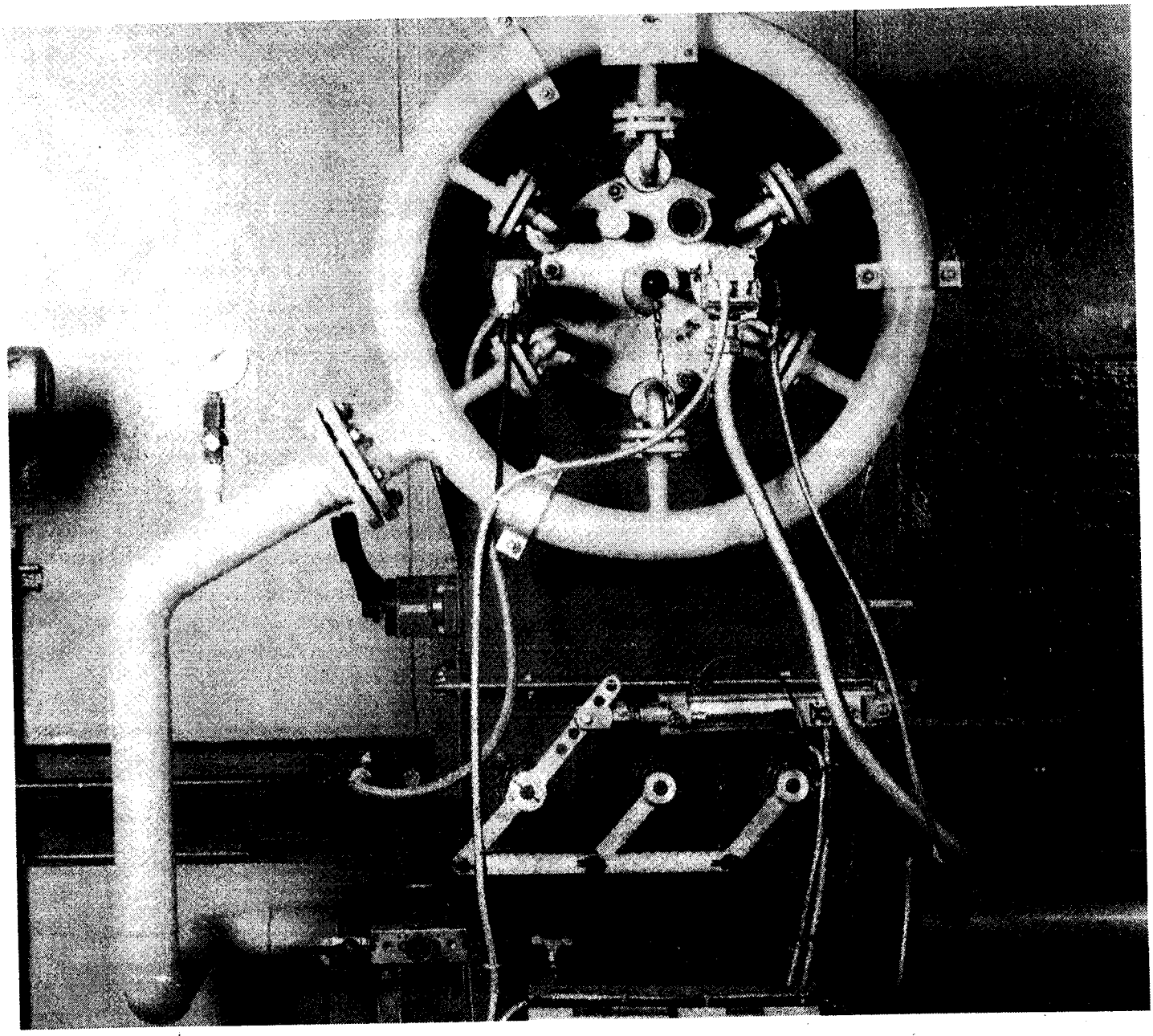
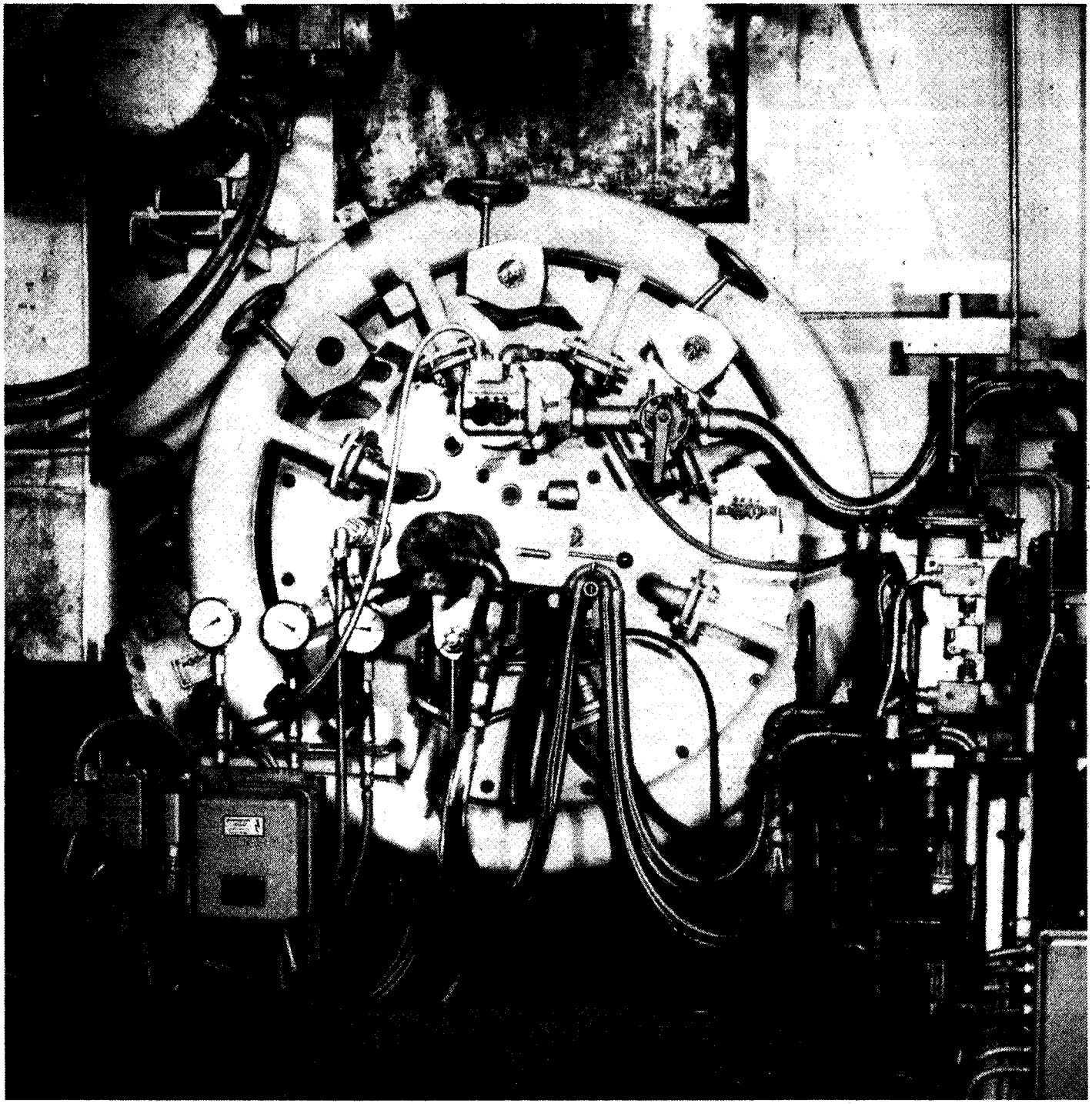
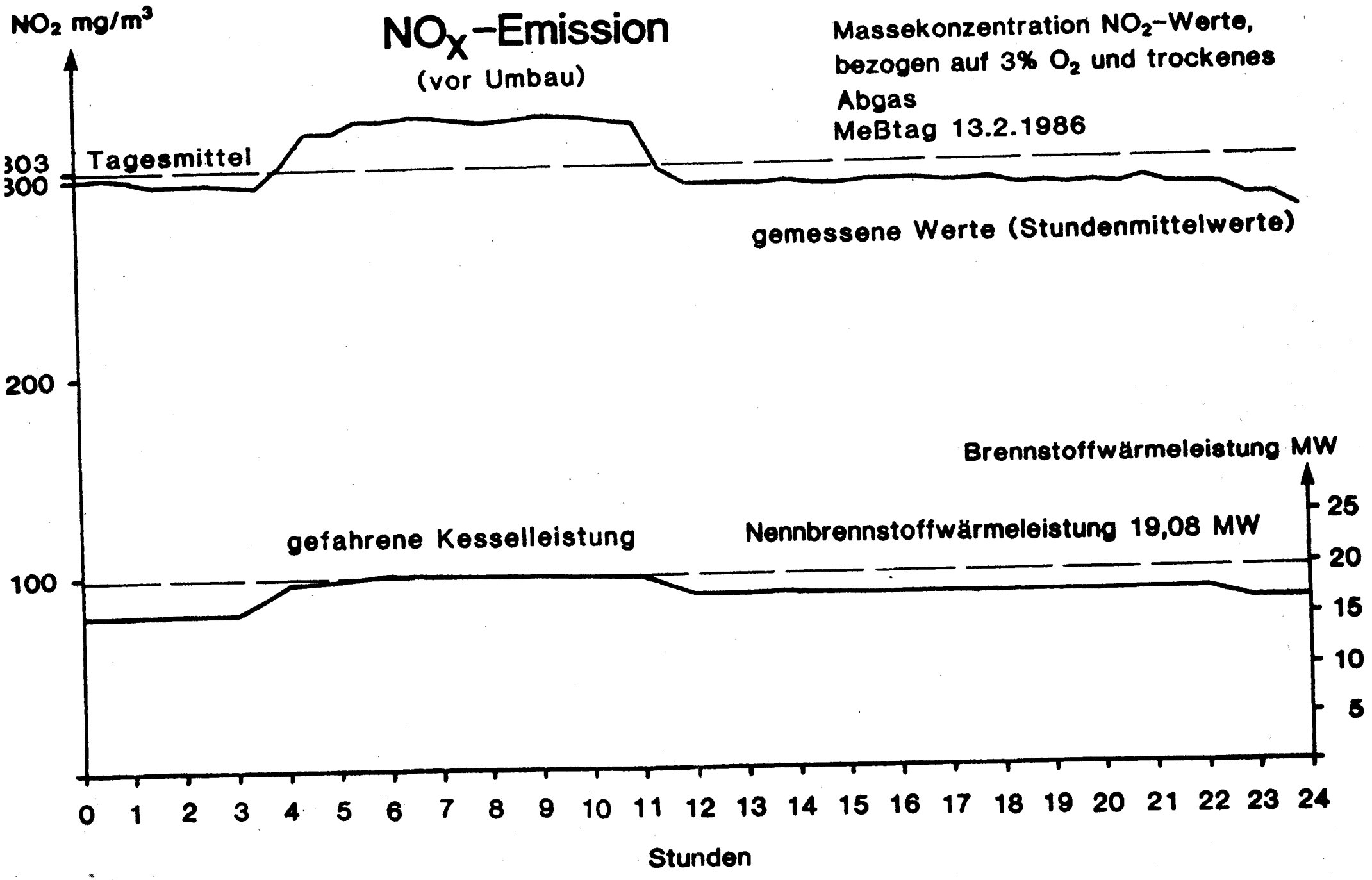


Bild 3



# Kessel II, FHKW Mödling

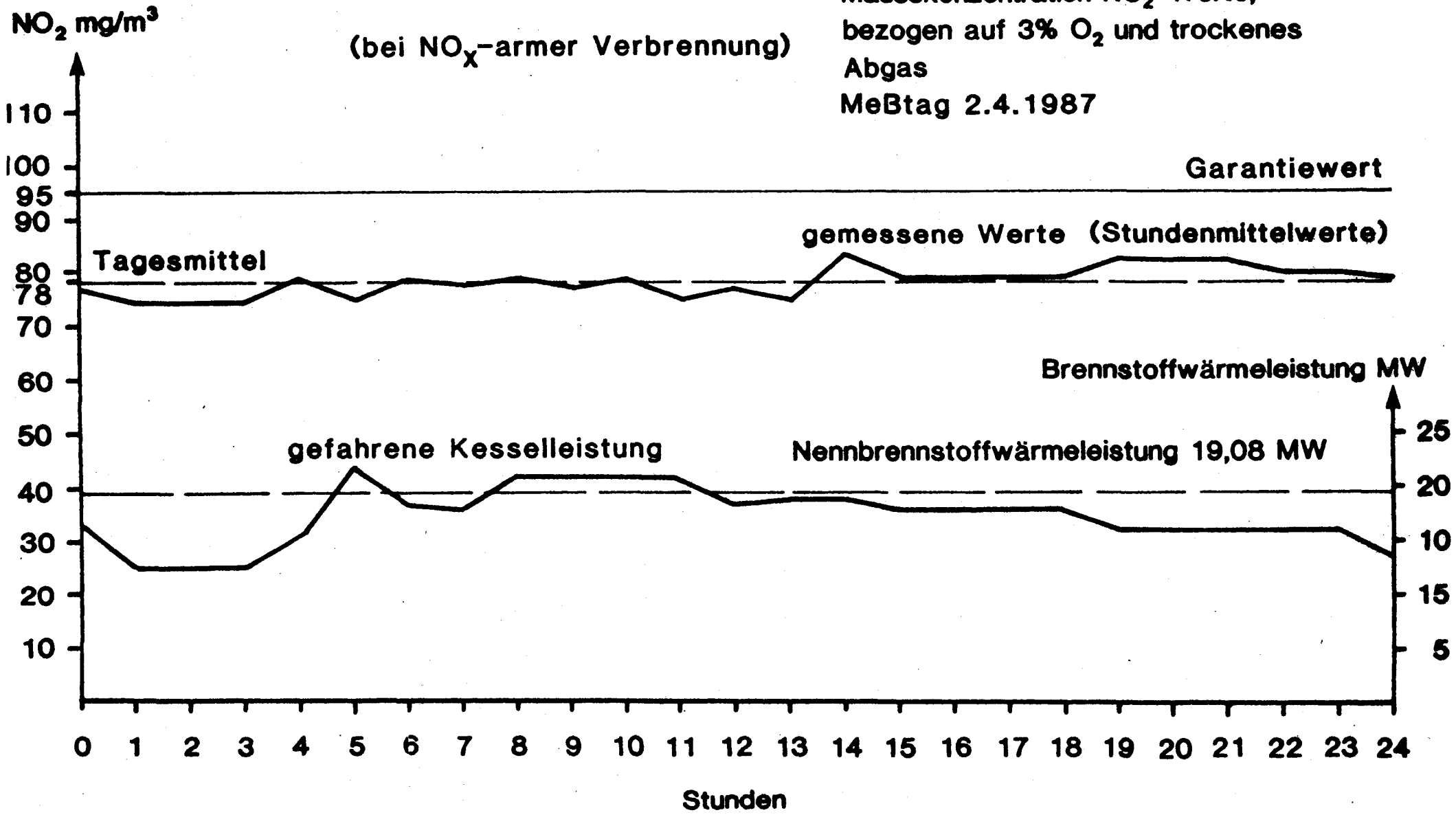


# Kessel II, FHKW Mödling

## $NO_X$-Emission

(bei $NO_X$-armer Verbrennung)

Massekonzentration $NO_2$-Werte, bezogen auf 3% $O_2$ und trockenes Abgas
MeBtag 2.4.1987



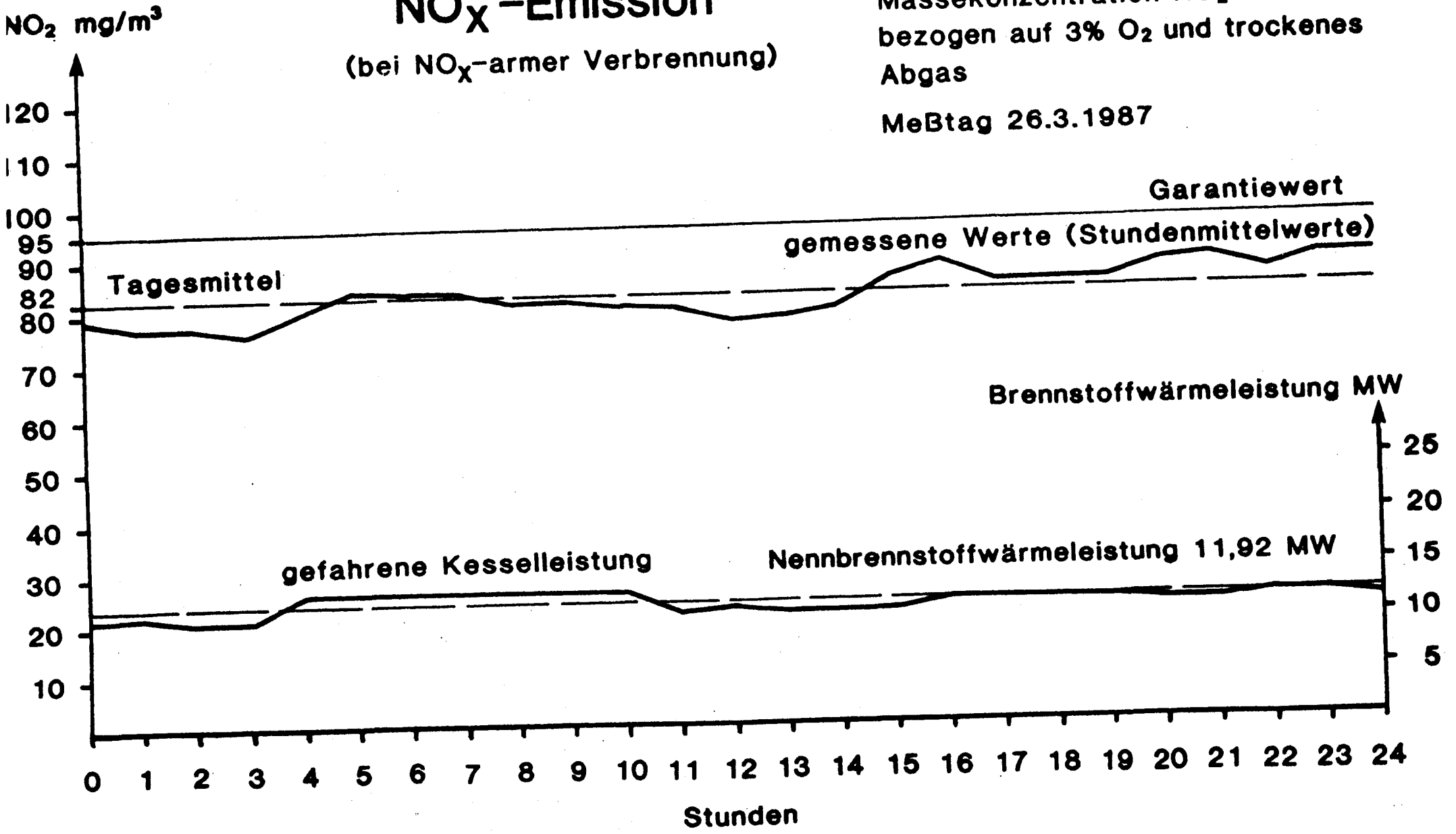
# Kessel I , FHKW Mödling

## $NO_X$-Emission

(bei $NO_X$-armer Verbrennung)

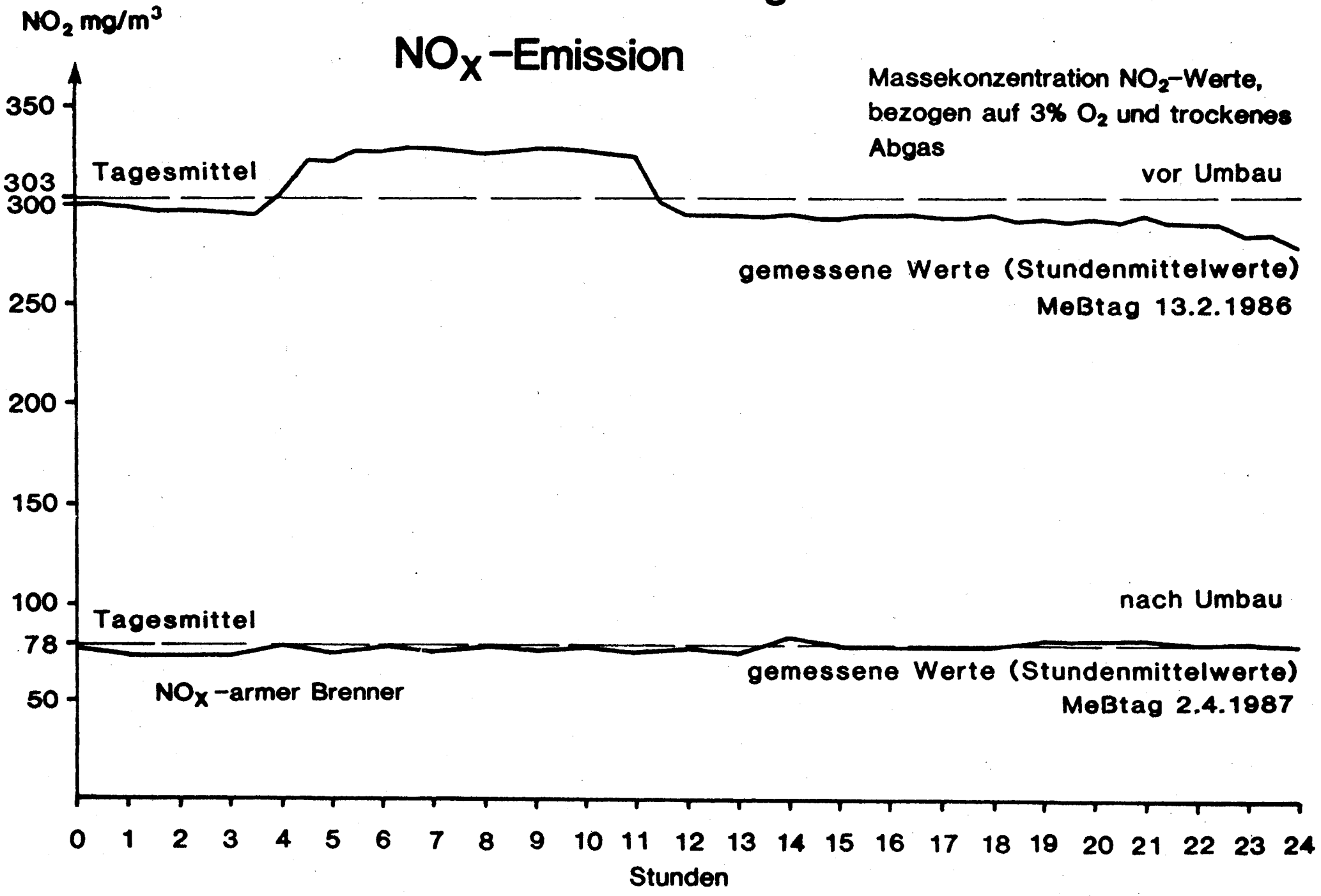
Massekonzentration $NO_2$-Werte, bezogen auf 3% $O_2$ und trockenes Abgas

MeBtag 26.3.1987



# Kessel II, FHKW Mödling

Bild 7



## *Diskussion – Dr. Franz Kemetner (EVN)*

**Dipl.–Ing. Löffler** (Magistratsabteilung 22, Wien): Wieviel Strom liefern Sie aus dieser Anlage?

**Dr. Kemetner**: Das ist eine Kraft–Wärmekopplung. Wir liefern Strom in das Netz der Wiener Stadtwerke.

**Dipl.–Ing. Löffler**: Ich wollte nur die Mengen wissen, damit man sich die Anlage vorstellen kann. Sie haben gesagt 48 MW thermisch.

**Dr. Kemetner**: Ja. In der Größenordnung von 48 MW.

**Frage**: Ihre Zielsetzung war ja, die $NO_x$–Reduzierung und die $CO_2$–Emissionen nicht zu erhöhen und auch den Wirkungsgrad nicht zu verschlechtern. Wie hoch ist der Wirkungsgrad?

**Dr. Kemetner**: Wir haben einen durchgehenden Jahreswirkungsgrad von 73 % für die Gesamtanlage.

**Prof. Hackl**: Eine Frage. Wenn wir das Referat vom Kollegen Jansen mit berücksichtigen mit der Nachrüstung auch hinsichtlich der Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades. Das würde im diesem Fall zutreffen. Sehen Sie da technische Möglichkeiten eine solche Auflage zu erfüllen?

**Dr. Kemetner**: Herr Professor, wir haben uns damals andere Zielsetzungen gestellt. Sie haben ja gehört, das ist 1986 passiert. Wir haben hier mehrere Parameter berücksichtigen wollen. Einer davon war, den Nachweis zu erbringen, mit möglichst einfachen Mitteln eine ältere, aber gut geführte Anlage so umzuplanen, daß die $NO_x$–Emissionen um ca. 70 % sinken, denn wir stehen unter enormen Kostendruck. Fernwärme muß sich auch ohne Zuschuß betriebswirtschaftlich rechnen. Das ist eine sehr schwierige Aufgabe, die es zu erfüllen gibt. Daher mußten wir auch mit möglichst geringen Investitionen eine solche Maßnahme durchführen. Das waren die Randbedingungen. Jetzt komme ich zu Ihrer Frage. Es wäre ein wesentlich größerer technischer Aufwand notwendig gewesen, um zu diesen Werten zu kommen, die Sie ansprechen. Es stellt sich die Frage, ob es sinnvoll ist, an einer Anlage, die schon so lange in Betrieb ist, solche Maßnahmen noch durchzuführen. Dann meine ich, ohne das genau berechnet zu haben, daß eine Neukonzeption einer solchen Anlage zielführend wäre. Wir haben im Zuge unseres Kraftwerkbaues in Dürnrohr sehr enge Kontakte mit Japan geknüpft und haben erfahren, daß wir auch im kleinen Leistungsbereich, und zwar mit 15 bis 25 t/h Kesselleistung, mit der Nachrüstung der Brenner sehr viel erreichen können. In weiterer Folge haben wir mit dem Erstausrüster unseres Fernheizkraftwerkes in Mödling, der österreichischen Firma Unitherm den Umbau vorgenommen und die vorgestellten Werte erreicht.

**Prof. Hackl**: Ja, danke. Modelle für eine solche Entscheidung hat es auch schon gegeben in den entsprechenden Regularien der Bundesrepublik, mit Restnutzungsdauer usw. Also sicherlich, da könnte man eine Einigung erreichen.

**Dipl.–Ing. Löffler**: Aber fühlen Sie sich da nicht ein bißchen unter Druck gesetzt, wenn wir gehört haben, daß die Mindestanforderung für die thermischen Wirkungsgrade für kleine Anlagen 93 % beträgt?

**Dr. Kemetner**: Die Werte, die ich genannt habe, beziehen sich auf die Gesamtanlage und es umfaßt das gesamte Primärverteilsystem. Da müssen Sie etliche Kilometer Wärmeleitungen mitbe-

rücksichtigen inklusive der anfallenden Umwandlungs– und Transportverluste.

**Dipl.–Ing. Löffler**: Es ist ja auch zu berücksichtigen, ob einer das Gas vorort bekommt und dort seine Wärme erzeugt. Das einzige Argument für eine derartige Anlage ist, daß Sie eine höherwertige Energie, wie elektrischen Strom zusätzlich erzeugen. Wenn es möglich ist, mit kleinen dezentralen Anlagen und ich rede gar nicht von den Brennwertkesseln, mit hohen Wirkungsgraden und geringeren Stickoxidemissionen vorort zu erzeugen, dann sehe ich primär kein Argument, die hohen Fernwärmeleitungskosten in diesem Fall zu akzeptieren. Anders ist es, wenn Sie einen Brennstoff verfeuern würden, der nicht anders als in Großanlagen zu verfeuern ist. Ich nehme jetzt unsere Beispiele in Wien her. Wenn Sie eine Müllverbrennungsanlage haben, die 60 MW thermisch produziert, dann kann man nicht sagen, jeder soll seinen Müll zu Hause verheizen, weil ich so die Fernwärmeleitungen nicht brauche.

**Prof. Hackl**: Tut er auch ohne Aufforderung.

**Dipl.–Ing. Löffler**: Hier liegt eine gewisse Diskrepanz vor.

**Dr. Kemetner**: Ich sehe keine große Diskrepanz. Wenn Sie das so sagen, kommen Sie in eine Grundsatzdiskussion, wie sinnvoll Fernwärme ist. Auf die möchte ich nicht eingehen. Wir haben das im Haus sehr oft, denn, wie ich gesagt habe, wir sind ein wesentlich größerer Gaslieferant, als Wärmelieferant. Da ich in beiden Fällen die Technik zu vertreten habe, wohnen auch manchmal zwei Seelen in meiner Brust. Vielleicht darf ich das so in dieser Richtung sagen. Aber was nun die Kleinfeuerungsanlagen betrifft, so wird in der Öffentlichkeit primär einmal als Hausbrand die Anwendung mit jene Brennstoffen gemeint, die die größten Emissionen herbeiführen. Wenn Sie zum Beispiel den Haushaltsmüll mit verbrennen. Was die Gasverbrauchseinrichtungen an betrifft, so ist das schon richtig, da gibt es sehr gute Werte. Deswegen habe ich auch in meiner Anmerkung darauf hingewiesen, daß wir vom Fachverband Gas Wärme und vom ÖVGW ein Forschungsvorhaben durchgeführt haben, wo 400 Anlagen im Betrieb geprüft wurden, deren Abgaswerte von einem unabhängigen Institut gemessen wurden. Da gibt es erstaunliche Ergebnisse. Ich gebe auch hier zu, in aller Offenheit, daß es hier bei manchen Geräten einen Nachholbedarf gibt, welcher nicht nur jetzt von den Gasversorgungsunternehmen zu vertreten ist, sondern alle in diesem Bereich tätigen, nämlich das einschlägige Gewerbe und die Industrie. Es wurde festgestellt, daß Gasanlagen über Zeiträume von 20 – 25 Jahre in Betrieb sind und keiner Wartung unterzogen wurden. Der Nachholbedarf an optimaler Einstellung bzw. Nachjustierung ist groß, auch bei Auslegungsberatung und Geräteinformation. Das ist der Punkt, den wir unter anderem auch veröffentlicht haben. Worauf wir besonderen Wert legen ist, daß wir jetzt für den Bereich Erdgas nachweisen können, mit welchen Abgaswerten die Anlagen in Betrieb arbeiten. Jetzt sollte nicht der Vergleich mit Abgaswerten aus dem Labor von den anderen Energieträgern angestellt werden, weil es Betriebsmessungen nach unserem Wissensstand außer beim Gas nicht gibt. Andererseits sollte man nicht das Kind mit dem Bad ausschütten und beim Gas Grenzwerte ansetzen, die lediglich von Brennwertgeräten – die ohnehin nur begrenzt einsetzbar sind – oder technisch sehr aufwendigen, sprich teuren Geräten erreichbar sind, weil es sozial nicht verträglich ist. Daher ist eine Stufung der Werte für unterschiedliche Gerätetypen notwendig, sonst werden die Anwender auf andere Energieträger bei denen höhere Grenzwerte zugelassen sind umsteigen – zum Schaden der Umwelt. Das muß man bedenken.

# *Standpunkt der österreichischen Braunkohleindustrie*

*Dipl.–Ing. Klaus Pibernig, Oskar E. Schimek, Fachverband der Bergwerke und Eisen erzeugenden Industrie*

## Allgemeines

In Österreich stehen derzeit drei Braunkohlebergbauunternehmen in Betrieb, die zusammen eine Förderung von rund 2 Mio.Tonnen pro Jahr erbringen, von denen rund 80 % im Bereich der Dampf– bzw. Fernheizkraftwerke, 14 % in der Industrie und 6 % im Hausbrandbereich abgesetzt werden.

Der heimische Braunkohlebergbau beschäftigt derzeit rund 1.300 Arbeitnehmer (Ende 1991), was einem Anteil von 12 % der Gesamtbeschäftigten im österreichischen Bergbau entspricht.

Aus Rationalisierungs– und Kostengründen wurde bereits vor einigen Jahren der Umstieg von der personalintensiven Grubenbau– zur kostengünstigen Tagbaugewinnung eingeleitet, um den Anteil der Personalkosten an den Gesamtproduktionskosten im Ausmaß von 75 % zu verbessern.

Tiefgreifende Veränderungen der Marktbedingungen (landesgesetzliche Verbrauchsbeschränkungen für feste mineralische Brennstoffe, bundesgesetzliche Regelungen wie LRG–K, bevorstehende 3. Verordnung für forstschädliche Luftverunreinigungen etc.) aber auch Änderungen im Käuferverhalten und nicht zuletzt das relativ niedrige Preisniveau anderer Energieträger machten und machen Strukturveränderungsmaßnahmen notwendig. Ein forcierter Lagerstättenabbau, Ausschöpfung noch möglicher Rationalisierungsreserven, Umstellung auf Tagbaubetrieb und nicht zuletzt auch Schließungsmaßnahmen wirtschaftlich weniger rentabler Betriebsstandorte sind die Folge. Daher wird sich die heimische Braunkohle mittelfristig aus einzelnen Marktsegmenten zurückziehen und sich mehrheitlich auf die Verfeuerung ihrer Kohle in modernst ausgerüsteten Wärmekraftwerken beschränken.

## Anteil an den Gesamtemissionen an $NO_x$ und $SO_2$

Unter Berücksichtigung des Stickstoff– bzw. Schwefel–Gehaltes österreichischer Braunkohle betragen die $NO_X$–Emissionen ca. 4.200 t p.a. bei den $SO_2$–Emissionen rund 4.500 t p.a.. Gemessen an den Gesamtemissionen von ca. 190.000 t Stickoxide (1980: 230.000 t) und 100.000 t Schwefeloxid (1980: 388.000 t) beläuft sich der Anteil $NO_X$ auf ca. 2,3 % und jener an $SO_2$ auf ca. 4,2 %.

Zieht man nun jenen Leistungsbereich in einer Größenordnung von 3 – 50 Megawatt, der im Rahmen dieser Tagung behandelt wird, in Relation, so beträgt der $NO_X$–Anteil der heimischen Braunkohle ca. 0,03 % und der $SO_2$–Anteil ca. 0,05 %. Dessen ungeachtet, beliefert die österreichische Braunkohleindustrie gerade in diesem Leistungsspektrum die in Frage kommenden Abnehmer in der Regel mit Kohle, deren Schwefelgehalt besonders niedrig ist.

### Stickstoff in der Kohle

Der Stickstoffgehalt der Kohle ist ausschließlich an deren organische Substanz gebunden. Eine Reduzierung des Brennstoff–Stickstoffes ist damit nicht möglich, was deshalb eine Einflußnahme auf die $NO_X$–Emissionen von Seiten der Kohleproduzenten unmöglich macht. Der Stickstoffgehalt der österreichischen Braunkohle bewegt sich im Bereich von 0,3 % bis 0,4 %; seine Relevanz in Bezug auf die Gesamtemission an Stickoxiden ist somit unserer Ansicht nach vernachlässigbar.

### Schwefel in der Kohle

International wird ein Schwefelgehalt bei Braunkohle von < 1,5 % als niedrig eingestuft. Die Schwefelgehalte heimischer Braunkohlen bewegen sich in einer Bandbreite von 0,35 % bis < 1,1 %.

Durch Lagerstättenvorerkundung werden grundsätzlich schwefelreichere Partien lokalisiert und können bei der Gewinnung entsprechend ausgespart werden. Kohle aus schwefelärmeren Lagerstättenbereichen werden gezielt zur Erzeugung von Kohle für den Hausbrandbereich und für kleinere Industriebetriebe (Bereiche ohne Rauchgasentschwefelung) herangezogen.

Laufende Qualitätsermittlung sowohl in der Lagerstätte selbst als auch bei der Produktion und beim Versand ermöglichen im Zusammenhang mit einer aufwendigen Mischtechnik eine gleichbleibende Qualität der Produkte, wobei auf Vergleichmäßigung der großen Schwankungsbreite des Schwefelgehaltes besonderer Wert gelegt wird.

Der heizwertspezifische Schwefelgehalt der Kohle für den Einsatz in kleineren Anlagen (bis 30 Megawatt) beträgt in der Regel < 0,3 Gramm je Megajoule, was etwa 600 mg je $Nm^3$ $SO_2$ in den Rauchgasen entspricht.

Der Schwefelgehalt der Braunkohle setzt sich aus dem organisch und dem anorganisch gebundenen Schwefel zusammen. Der an die organische Substanz gebundene Schwefel kann durch aufbereitungstechnische Maßnahmen nicht vermindert werden; der anorganische Anteil des Schwefels liegt hauptsächlich in Form von feinst verteiltem Pyrit vor. Unter der Voraussetzung der Mahlung der Kohle bis zur Korngröße der Pyritkristalle (in Mikrometerfeinheit) besteht grundsätzlich die Möglichkeit einer teilweisen Entpyritisierung der Kohle. Dieser Prozeß ist allerdings wegen der zu geringen Entschwefelung der Kohle und der hohen Kosten nach wie vor unwirtschaftlich.

Laugungsverfahren und Verfahren zur Entschwefelung von Kohle mittels Mikroorganismen sind bisher über das Versuchsstadium noch nicht hinausgekommen.

Im Gegensatz zum möglichen Reduzierungspotential des Schwefelgehaltes gasförmiger und flüssiger Brennstoffe wird es bei festen Brennstoffen auch in Hinkunft erforderlich sein, die bei der Verbrennung entstehenden Schwefeloxide durch Rauchgasentschwefelung bzw. Additivverfahren zu reduzieren. Infolge der fortgeschrittenen Technologie sind heute hiebei Entschwefelungsgrade von > 90 % bereits Stand der Technik.

Unserer Meinung nach werden jedoch nachgeschaltete Entschwefelungsanlagen bei Klein– und Kleinstanlagen deswegen keine erhebliche Verbesserung beim Braunkoh-

leeinsatz bringen, da die Braunkohle durch ihren hohen Gehalt an Kalzium die Eigenschaft hat, den Schwefel des Brennstoffes bereits von sich aus bei den in Kleinanlagen herrschenden Verbrennungstemperaturen bis zu 60 % in die Asche einzubinden, was man auch als die natürliche Einbindung des Schwefels bezeichnet.

### Künftige Entwicklung

Von der für heuer zu erwartenden und dem Absatz angepaßten Produktion von 1,970.000 t werden in Großanlagen (Wärmekraftwerke und Industrie) 1,870.000 t abgesetzt werden; von den verbleibenden 100.000 t werden ca. 80.000 t in den Hausbrandbereich und nur 20.000 t in Feuerungsanlagen im Leistungsbereich von 3 bis 50 Megawatt zum Einsatz gelangen. Der Absatz an den heute hier zu erörternden Leistungsbereich beträgt somit ca. 1 % der Gesamtproduktion. 95 % des Absatzes werden in Anlagen eingesetzt, die über eine hervorragende Umweltschutztechnologie mit Entschwefelungsgraden von > 90 % und großteils mit Entstickungsgraden von > 80 % verfügen.

Durch Schließungen von Produktionsbetrieben einerseits und durch den absehbaren Entfall der Hausbrandproduktion andererseits kann damit gerechnet werden, daß die Braunkohleproduktion in Österreich mittelfristig auf ca. 1,2 bis 1,4 Mio. t sinken wird. Der Absatz wird sich hiebei vermehrt auf wenige Großabnehmer im Bereich der Kraftwerke und der Industrie konzentrieren.

## *Diskussion – Dipl.–Ing. Klaus Pibernig, Oskar E. Schimek (Fachverband der Bergwerke und Eisen erzeugenden Industrie)*

**Dipl.–Ing. Beckers** (Umweltbundesamt Berlin): Zu diesen 90 % Entschwefelungsgraden, die Sie angegeben haben, bezieht sich das auch auf Anlagen mit Additivverfahren? Bzw. gibt es Anlagen, wo das praktiziert wird?

**Herr Schimek**: Da ich kein Techniker bin, muß ich um Verständnis dafür bitten, daß ich diese Frage an Herrn Dipl.–Ing. Pibernig, von unserer Mitgliedsfirma GKB, zur Beantwortung weitergebe.

**Dipl.–Ing. Pibernig**: Ich komme von dem größten Braunkohle–Bergbauunternehmen Österreichs. Groß ist, wenn man sich die Verhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland anschaut, ein relativer Begriff. Wir produzieren etwa 1,3 bis 1,4 Millionen Tonnen Braunkohle per anno. Von diesen produzierten Kohlen gehen an sich 1 Million Tonnen an ein Kraftwerk. Dieses Kraftwerk ist in der Lage, durch eine ganz moderne Anlage, die noch gar nicht so lange existiert, die Entschwefelungsgrade, die hier genannt wurden, von über 90 % zu erreichen. Dasselbe gilt auch für die beiden anderen Produzenten am Braunkohlensektor, die ebenso an moderne Kraftwerke liefern, die ebenso mit dem Entschwefelungsgrad von über 90 % arbeiten.

**Prof. Hackl**: Wenn ich die Frage noch etwas weitergehend beantworten darf. Das größte österreichische Braunkohlenkraftwerk, Voitsberg III mit über 300 Megawatt elektrisch, ist 1983 mit einer Trokkenadditivvariante in Betrieb gegangen und ist drei Jahre gefahren, um in dieser

Zeit die nasse Gipswäsche technisch vorzubereiten. Das war aber 1983 und war damals weltweit das einzige kommerzielle Kraftwerk, das mit einer Trokkenadditivvariante voll gefahren ist und hat damals einen Entschwefelungsgrad zwischen 60 und 65 % erreicht. Diese Anlage wurde durch eine Kalziumwäsche ergänzt; der Entschwefelungsgrad beträgt seither zwischen 90 und 95 %. In der Zwischenzeit sind die anderen Braunkohlekraftwerke auch auf solche Prozesse umgestellt worden und fahren ähnliche Werte.

**Frage**: Beziehen sich diese 90 % auf Großfeuerungsanlagen?

**Prof. Hackl**: Auf Großfeuerungsanlagen.

**Frage**: Meine Frage ist jetzt, werden ähnliche Maßnahmen auch bei mittelgroßen Feuerungsanlagen bis 50 Megawatt erreicht? Das ist dieser Bereich, den Sie mit 20.000 Tonnen Jahresbrennstoffeinsatz angegeben haben.

**Dipl.–Ing. Pibernig**: Das ist eine Frage, die ich an die Kesselhersteller und an die Verwender in diesem Leistungsbereich weitergeben müßte, weil wir an sich an derartige Abnehmer keine Kohle liefern und ich daher über diesen Bereich keine Kenntnisse habe. Aber ich glaube, daß es durchaus dazu Antworten gibt.

# *Entwicklung und Stand der Brennstofftechnologie*

*Dir. Dr. Walter Tauscher, ÖMV AG*

Die ÖMV AG beschäftigt sich mit dem Aufsuchen, Gewinnen, Verarbeiten und dem Vertrieb von Erdöl und Erdgas. Das Unternehmen betreibt in Schwechat die einzige Raffinerie in Österreich. Der ÖMV–Konzern versorgt Österreich derzeit zu ca. 70 % mit Mineralölprodukten. Aussagen zum Thema Erdgas werden in der Stellungnahme des Fachverbandes der Gas– und Wärmeversorgungsunternehmen getroffen.

In Österreich wurden in den letzten Jahren bereits große Fortschritte auf dem Sektor der $SO_2$–Emissionsminderung erzielt. Von der Mineralölindustrie wurde durch Absenkung der Schwefelgehalte in den Heizölen Pionierarbeit geleistet. Am österreichischen Markt beträgt der maximal zulässige Schwefelgehalt im Heizöl Schwer (HS) zur Zeit 1 % Masse, im Heizöl Mittel (HM) 0,60 % Masse und Heizöl Leicht (HL) nur 0,20 % Masse. Bei allen drei vorgenannten Heizölen handelt es sich um Rückstandsheizöle. Bei Heizöl Extra Leicht – einem reinen Destillatprodukt – beträgt der maximale Schwefelgehalt 0,10 % Masse. Diese Werte beziehen sich auf die derzeit gültigen ÖNORMEN und natürlich auch auf die Auslieferungsspezifikationen der ÖMV. In der ABBILDUNG 1 ist ersichtlich, wie der Schwefelgehalt der Heizöle in Österreich von 1980 bis 1992 abgesenkt wurde.

Wenn man sich beispielsweise die durch Normen zugelassenen Schwefelgehalte der Produktgruppe Heizöl Extra Leicht (HEL) im umliegenden Ausland ansieht, kann man erkennen, daß Österreich den geringsten Schwefelgehalt zuläßt und damit eine Vorreiterrolle übernommen hat (ABBILDUNG 2). Aber nicht nur HEL, sondern auch bei den Rückstandsheizölen (HL, HM und HS) zeigt sich eindrucksvoll, daß in Österreich bei der Absenkung der Schwefelgehalte Vorbildhaftes geleistet wurde.

Bei Diskussionen um Umweltanforderungen werden von vielen Gruppen vielfach die Länder BRD und Schweiz als vorbildlich dargestellt. Gerade im Bereich der flüssigen Brennstoffe erscheint uns dieser Vergleich nicht zielführend. Die Schweiz stellt sich so dar, daß aufgrund des fehlenden Eigenverbrauches bzw. von Zulassungsverboten Rückstände aus Raffinationsprozessen als "Sonderbrennstoffe" oder "Spezialprodukte" exportiert werden. Daß hier die Nachbarländer Italien und auch Österreich aufgrund der kurzen Transportwege besonders gerne beliefert werden, ist nur zu verständlich. Auch in der BRD stellt sich die Rückstandsproblematik bei flüssigen Brennstoffen aufgrund unterschiedlicher Energieversorgungskonzepte (Kernkraft, Kohle–Jahrhundertvertrag) anders dar wie in Österreich. Zusätzlich wird die Situation durch den Rotterdamer Spotmarkt beeinflußt. Daraus ergibt sich, daß das Verhältnis Destillatprodukte zu Rückstandsprodukten in der BRD ein gänzlich anderes ist wie in Österreich. Aber auch im süddeutschen Raum zeigt sich verstärkt die Tendenz, die nichtverstrombaren bzw. nicht verkaufbaren Rückstände ins umliegende Ausland zu "entsorgen". Im Zuge der EG– bzw. der EWR–Verträge mit zu öffnenden Grenzen werden diesen Gesichtspunkten bei den Verhandlungen hoffentlich besonderes Augenmerk zugewandt werden.

Bei Gasölprodukten sieht ein europaweit diskutierter Terminplan für die Schwefelabsenkung derzeit folgendermaßen aus:

| | |
|---|---|
| ab 01.10.1994: | maximal 0,20 % Masse Schwefel in allen Gasölen, |
| ab 01.10.1996: | maximal 0,05 % Masse Schwefel in allen Automotiv–Gasölen, das heißt Dieselkraftstoff (DK) |
| ab 01.07.1994: | bis spätestens 1999: maximal 0,10 % Masse Schwefel bei Heizöl Extra Leicht |

In Österreich wird HEL von der ÖMV – wie bereits erwähnt – mit maximal 0,10 % Masse Schwefel und DK mit maximal 0,15 % Masse Schwefel ausgeliefert. Ab 01.10.1995 wird der Schwefelgehalt im DK mit maximal 0,05 % Masse limitiert.

In Österreich besteht zwar bereits seit zwei Jahren eine ÖNORM, die den maximal zulässigen Schwefelgehalt von HEL mit 0,10 % Masse und jenen von HL mit 0,20 % Masse begrenzt, aber es gibt bis heute keine bundesweite gesetzliche Regelung, die diese Werte für das gesamte österreichische Bundesgebiet vorschreibt. Gewerbe und Industrie wurden davon bis heute noch nicht erfaßt, denn es gab bisher keine Novellierung der Gewerbeordnung und keine diesbezüglich "15a–Vereinbarung" zwischen Bund und Ländern. Die ÖMV hat sicherlich eine Vorleistung erbracht, die beispiellos war. Die Absenkung des Schwefelgehaltes von 0,20 auf 0,10 % Masse kostet dem Unternehmen im Jahr ca. 30 bis 50 Millionen Schilling. Obwohl allgemein angenommen wird, daß der Marktanteil der ÖMV bei HEL bei 90 bis 95 % läge, ist es vielleicht gerade wegen der Zulassung von Importen höherschwefeliger Heizöle auf derzeit ca. 60 % gesunken. Die Situation wird sich weiter verschlechtern, wenn im Zuge des EWR–Vertrages ab 01.01.1993 die in der EG für Heizöle und Dieselkraftstoffe erlaubten Schwefelgehalte auch in Österreich zugelassen werden müssen. Das heißt, daß der österreichische Produzent auch weiterhin die niedrigen ÖNORM–Werte erhalten wird müssen, aber sehr wohl Importe von höherschwefeligen Produkten möglich sind. Man hat bei den EWR–Verhandlungen, mit Ausnahme des Verbotes von verbleitem Benzin, offensichtlich übersehen, den österreichischen Umweltstandard bei Mineralölprodukten verbindlich vorzuschreiben; oder man konnte sich verhandlungsmäßig nicht durchsetzen.

Wie man aus ABBILDUNG 3 deutlich sieht, hat sich die Schwefel–Export/Importbilanz ganz wesentlich verändert. Die Absenkung des Schwefelgehaltes in den einzelnen Mineralölprodukten hat zu einer wesentlichen Senkung der $SO_2$–Emission geführt. Diese wieder beeinflussen die Immissionen. Man kann ganz leicht erkennen, daß der Import die Exportbilanz bei weitem übertrifft. Im Verlauf der 14 Jahre von 1974 bis 1988 ist die Eigendeposition, ebenso wie der Export, um etwa 75 % zurückgegangen. Dies wurde in erster Linie durch die Absenkung der eigenen Emissionen bzw. durch Absenkung des Schwefelgehaltes im Brennstoff erreicht. Die Importe haben in derselben Zeit nur um etwa 40 % abgenommen.

ABBILDUNG 4 zeigt ein Rechenbeispiel aus der BRD, in dem auf der Basis von 6 Millionen Tonnen Heizöl bei einer Investitionssumme von 15 Milliarden Schilling folgende

Möglichkeiten offenstehen: Entweder Investition in Rauchgasentschwefelungsanlagen bei HS–Feuerung oder andererseits in die raffinerieseitige Schwefelabsenkung bei HEL von 0,20 auf 0,10 % Masse. Man kann beim Einsatz der selben Investitionssumme bei HS durch Rauchgasentschwefelungsanlagen 200.000 Tonnen Schwefel/a aus den Rauchgasen entfernen, durch die Schwefelabsenkung bei HEL aber nur 60.000 t/a. Es stellt sich die Frage, welcher Weg wirtschaftlich und ökologisch sinnvoller ist. Es ist zu erwarten, daß sich zukünftig der Einsatzbereich für schwere Rückstandsheizöle auf Feuerungsanlagen beschränken wird, die aufgrund ihrer Technologie im Bereich der Sekundärmaßnahmen entsprechende Minderungsmöglichkeiten bieten können.

Bei unserem Spitzen– und österreichischen Spezialprodukt HL Schwechat 2000 beträgt der Schwefelgehalt derzeit maximal 0,20 % Masse. Wir sehen hier kaum mehr Möglichkeiten, den Schwefelgehalt entscheidend weiter abzusenken.

Bei HEL wird es sicherlich auch in Österreich Diskussionen geben, den Schwefelgrenzwert unter 0,10 % Masse zu senken. Ob dies der Umwelt viel nutzen wird, ist aufgrund des zu erwartenden geringen Effektes zumindest zu bezweifeln.

Die Mineralölindustrie hat aus der Vergangenheit gelernt. Es hat sich gezeigt, daß es keinen Sinn macht, vorauseilenden Gehorsam zu leisten, wenn nicht gleichzeitig die Politik bereit ist, dies mitzutragen. Als zweiter Punkt ist zu erwähnen, daß Umweltschutzgesetze zu einer Art Protektionismus führen. Die Mineralölindustrie hat sich zugegebenermaßen nicht immer selbstlos mit dem Umweltbundesamt und dem Umweltministerium auf strengere Grenzwerte geeinigt. Man muß aber auch sagen, daß die einzige österreichische Raffinerie – technologisch im europäischen Spitzenfeld – im eigenen Land der Maßstab sein muß, was in der Brennstofftechnologie machbar ist. Theoretisch kann heute fast alles produziert werden, mit der Ausnahme, Naturgesetze zu verändern. Nur schlagen sich Investitionen, die produktbezogen sind, klarerweise auf den Produktpreis nieder. Man kann nicht beispielsweise um 6 Milliarden Schilling eine Rückstandsentschwefelungsanlage bauen, damit in Österreich keine einzige Tonne HS mehr hergestellt und verkauft werden kann. Österreich ist zum anderen keine Insel "der Seeligen" und man kann nicht im Inland Produktpreise festlegen, die sich wesentlich von jenen im benachbarten Ausland unterscheiden. Im Zuge der EG und des EWR–Vertrages wird das mehr denn je zu beachten sein.

Zum Thema $NO_x$ sollte man sich zuallererst die österreichische Import/Exportbilanz für Stickstoffverbindungen ansehen (ABBILDUNG 5), denn bei der Minderung des Stickstoffgehaltes in Heizölen ist jeder Raffinerie eine wirtschaftliche Grenze gesetzt. Wie gesagt, theoretisch ist auch eine Entstickung der Heizöle möglich, nur kann sie praktisch nicht durchgeführt werden, weil ungeheure Kosten damit verbunden wären.

Die Eigendeposition in Österreich kann nach Daten des Umweltbundesamtes in die einzelnen verursachenden Quellen aufgegliedert werden. Kraftstoffe überwiegen hier mit 70 % der 35.200 Tonnen. Die im Rohöl enthaltenen Stickstoffverbindungen sind komplexe Verbindungen, die nur sehr schwer aufzuspalten sind. Sie konzentrieren sich bei der Raffination vor allem im Rückstand. Zur Frage, wie man zur Minderung der $NO_x$–Emissionen beitragen kann, fühlen wir uns als Raffineure natürlich nur für das "Brennstoff–$NO_x$" verantwortlich. Die Verringerung des "thermischen" und des "prompten $NO_x$"

(ABBILDUNG 6) kann nur durch dementsprechende Kessel– und Brennertechnologie herbeigeführt werden. In der ABBILDUNG 7 sind die Ergebnisse einer Untersuchung von ÖMV gemeinsam mit TU Wien (Institut für Verfahrenstechnik, Brennstofftechnik und Umwelttechnik; Prof. Hackl) zusammengefaßt. Sie zeigt an einer definierten Feuerungsanlage den Zusammenhang der $NO_x$–Emissionen mit dem Stickstoffgehalt im verfeuerten Gasöl sowie den Anteil der aus dem Brennstoffstickstoff stammenden $NO_x$–Emission an der gesamten $NO_x$–Emission. Beim HEL ist der Anteil des aus dem Brennstoffstickstoff stammenden $NO_x$ noch relativ gering, bei höheren Stickstoffgehalten nimmt auch der Anteil an der Gesamt–$NO_x$–Emission zu.

Es ist also zusammenfassend einem Heizölproduzenten praktisch nicht möglich, den Stickstoffgehalt in seinen Produkten zu verringern. Es gibt in Europa noch keine Raffinerie, die dies durchführt. Auch die Rohölauswahl hilft hier nur ganz wenig. Leider reichern sich die im Rohöl enthaltenen Stickstoffverbindung im Rückstand an, die Destillatheizöle haben daher im Bezug auf die $NO_x$–Emissionen einen Vorteil gegenüber den schweren Heizölen. Daher gilt in diesem Zusammenhang unsere Hoffnung den Brenner– und Kesselherstellern bzw. den Anbietern von sekundärseitigen Rauchgasreinigungsverfahren. Wir arbeiten natürlich gerne mit solchen Firmen zusammen, um Erfahrungen und Erkenntnisse auszutauschen.

Abschließend möchten wir festhalten, daß sich die Mineralölindustrie im allgemeinen, die ÖMV im speziellen, zum aktiven Umweltschutz bekennt und stets zur Zusammenarbeit mit einschlägigen Behörden, insbesonders dem Umweltbundesamt und dem Umweltministerium, bereit war und auch zukünftig sein wird.

Energie

## Schwefelgehalt Heizöle

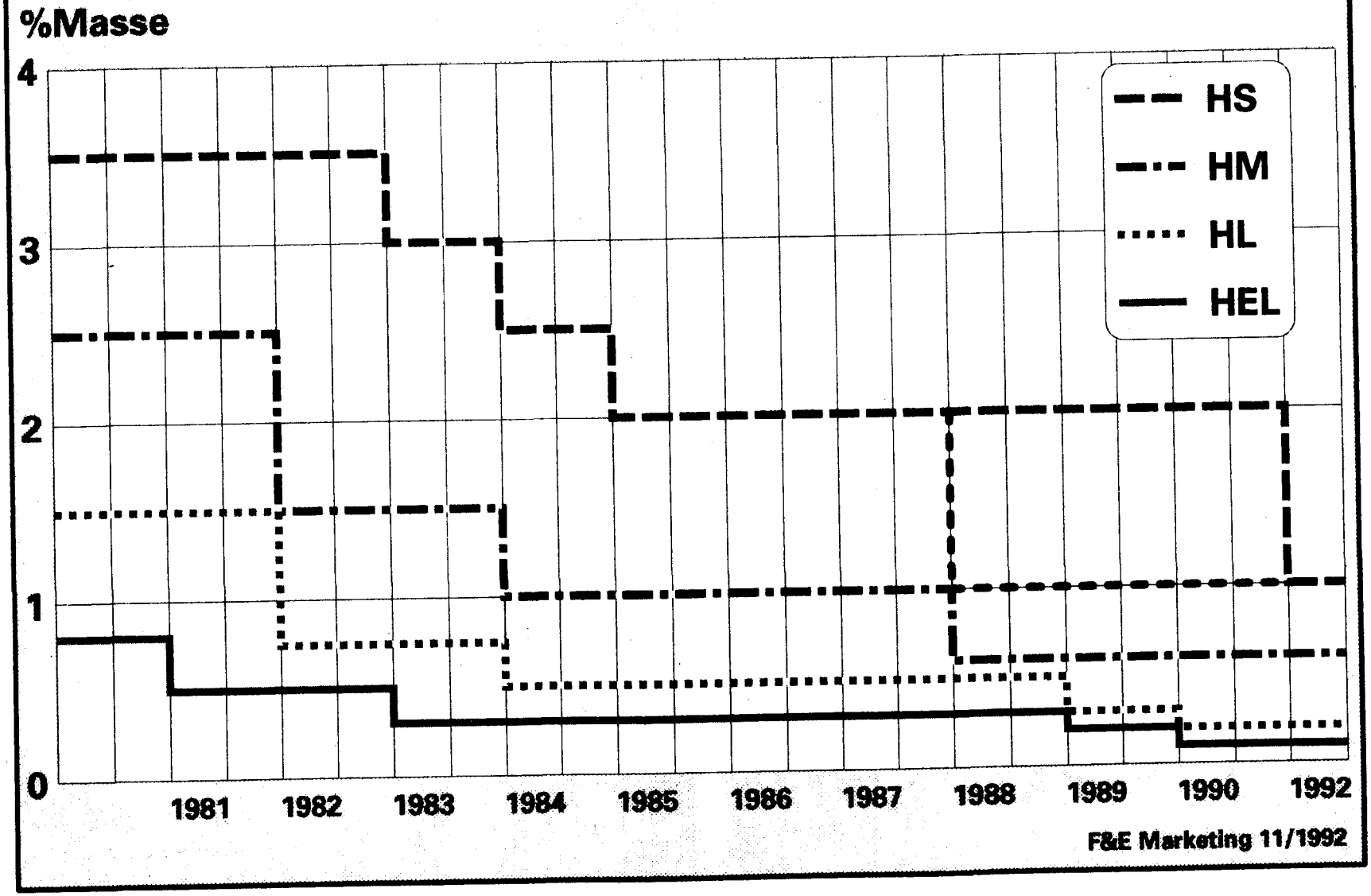
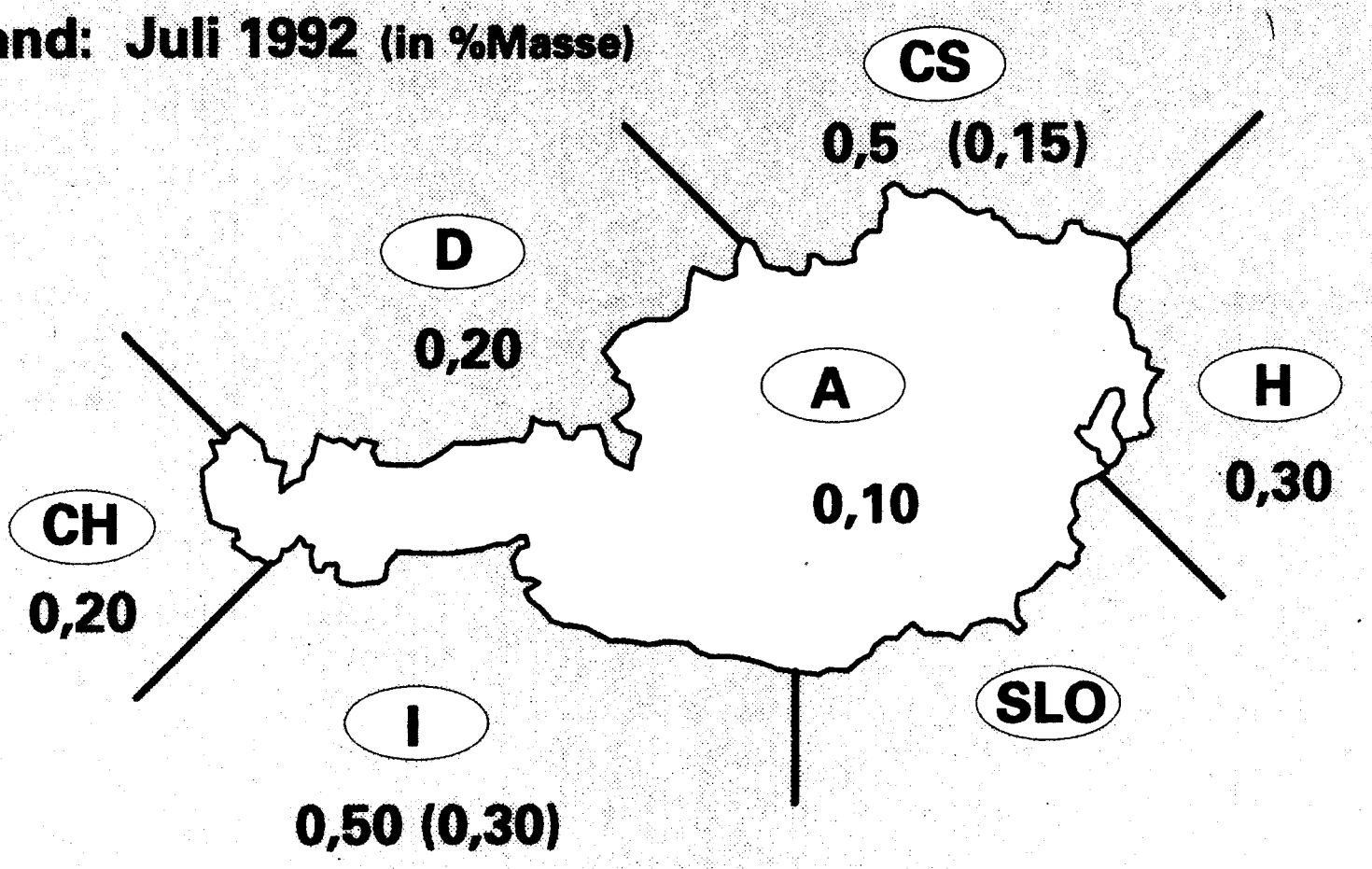



Abb. 1

Energie

## Schwefelgehalt im Heizöl Extra Leicht
## höchstzulässige Normwerte

**Stand: Juli 1992** (in %Masse)

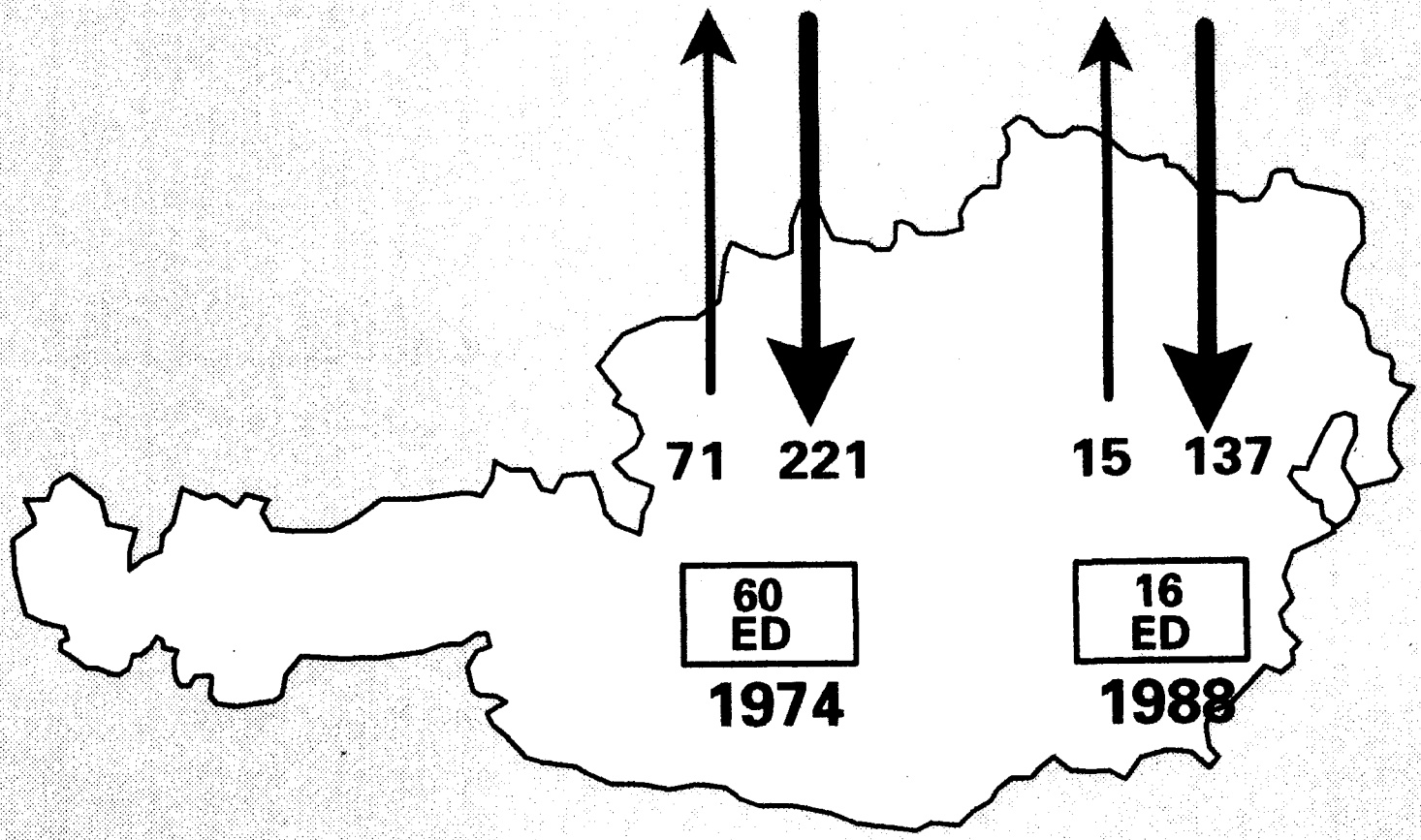



F&E Marketing 11/1992

ABB. 2

Energie

# Import / Export Bilanz Österreich in 1.000 t Schwefel




ED = Eigendeposition

Quelle: UBA

F&E Marketing 11/1992

ABB. 3

OMV

Energie

**Investitionsberechnung BRD**
**Basis 6 Mio Tonnen**

## 15 Mrd öS an Investitionen

### Rauchgasentschwefelung

(Annahme: 20 Anlagen,
je 300.000 t HS/a

**-200.000 t S/a**

### Heizöl Extra Leicht
### von 0,2 auf 0,1 % S

**-60.000 t S/a**

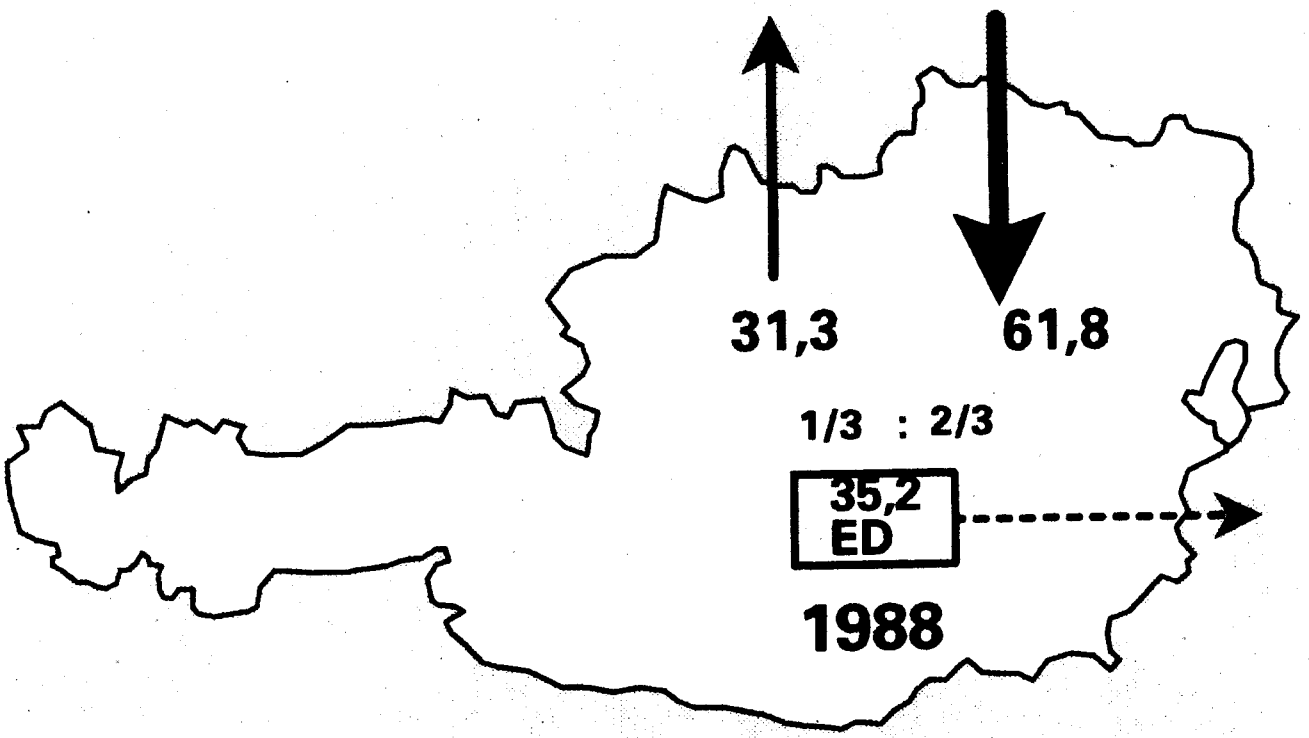
**dreimal größere Schwefel-Minderung**

F&E Marketing 11/1992

ABB. 4

Energie

# Import / Export Bilanz für Österreich in 1.000 t Stickstoff




| | |
|---|---|
| 6 | Kohle |
| 7 | nicht fossil |
| 8 | Gas |
| 9 | Heizöle |
| 70 | Kraft-stoffe |

ED = Eigendeposition

Quelle: UBA

F&E Marketing 11/1992

ABB. 5

OMV

Energie

## Stickstoffoxidbildungsmechanismen

- thermisches NO (Zeldovich)
- promptes NO (Fenimore)
- Brennstoff NO

F&E Marketing 11/1992

ABB. 6

Energie

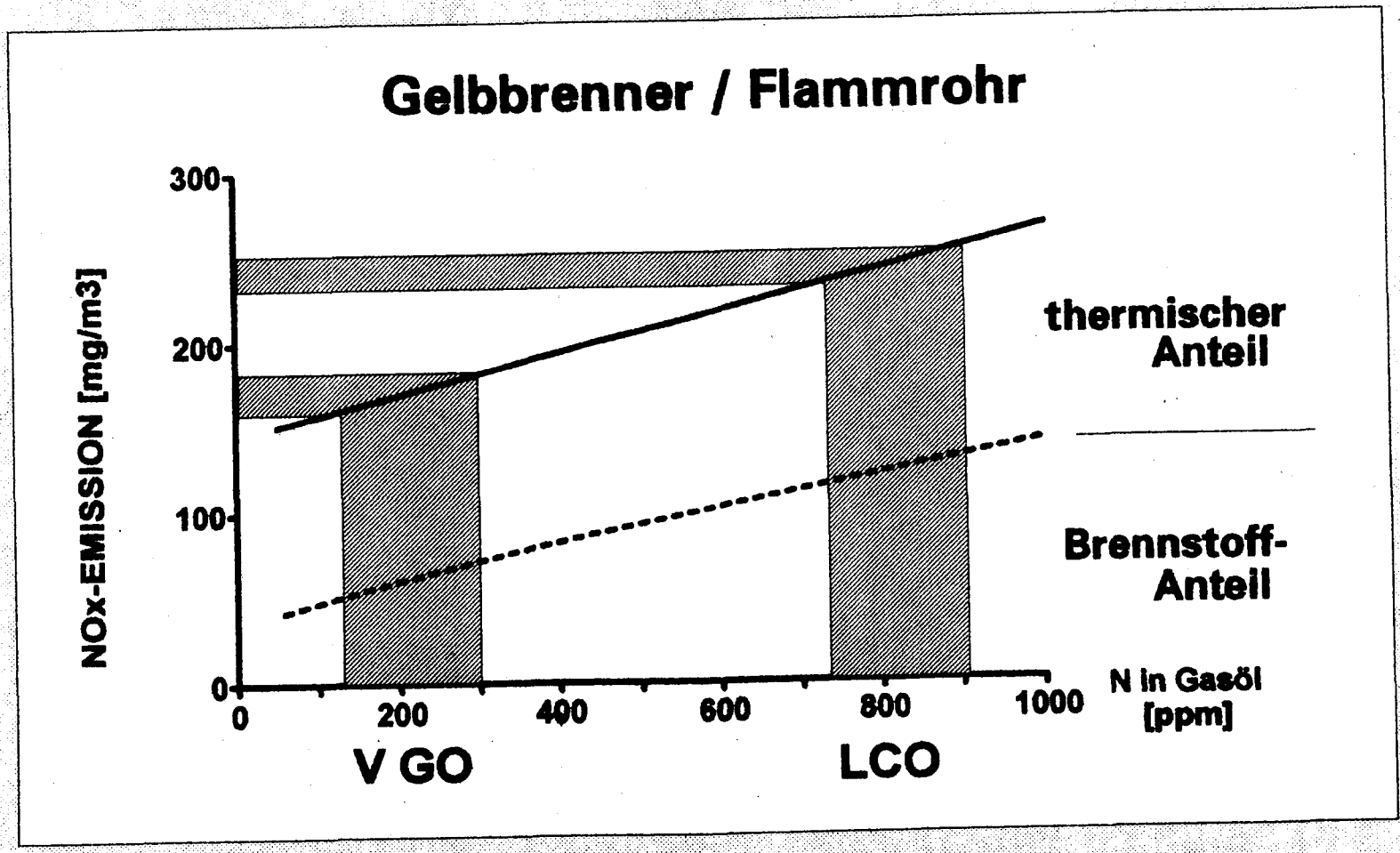



ABB. 7

## *Diskussion – Dr. Walter Tauscher (ÖMV AG)*

**Mag. Fiala** (BMfUJF): Ich wollte nur feststellen, daß diese "§ 15 a" Vereinbarung, die Sie angesprochen haben, in Arbeit ist.

**Dr. Tauscher**: Das ganz große Problem ist natürlich, daß diese "§ 15 a" Vereinbarung, die ja das Verhältnis Bund–Länder hinsichtlich der Schwefelwerte regelt, natürlich auch von der Bundesregierung unterschrieben werden muß. Und wenn die Bundesregierung der Meinung ist, daß man keine strengeren Grenzwerte festlegen kann, als in der EG derzeit üblich sind, dann glaube ich nicht daran, daß man diese "§ 15 a" Vereinbarung irgendwann noch bekommen wird. Entschuldigen Sie meine Skepsis.

**Prof. Hackl**: Die Leistungen im Bereich der Absenkung des S–Gehaltes sind evident, wir können also Ihre Korrektur zur Kenntnis nehmen, weil Sie eingangs gesagt haben, daß technisch alles möglich ist, bei der Entstickung von Heizölen und Rückstand, aber praktisch in Europa nicht durchgeführt wird.

VERBAND DER ÖSTERREICHISCHEN BRENNER-LIEFERANTEN

A-1231 Wien, Postfach 249
Geschäftsträger und Leiter
Technik: Ing. Peter Gabriel
Tel. 0222 / 865 95 36-26 DW
Fax 0222 / 865 95 43-27 DW

Sehr geehrte Damen und Herren!

Zum heutigen Thema:

Entwicklungen und fortschrittlicher Stand der Technik zur Emissionsminderung von Stickoxiden und Schwefeloxiden aus Feuerungsanlagen im Leistungsbereich von 3 - 50 MW als Zusatzaufgabe der scheidenden Umweltministerin, Frau Feldgrill-Zankel, für die Erlassung strengerer Schadstoff-Grenzwerte ist festzuhalten:

Seit Beginn der 80er Jahre hat ein intensives Bemühen zur Verringerung der Emission-Immissionen in Österreich eingesetzt. Ich erinnere an die 1. Durchführungsverordnung zum DKEG aus dem Jahre 1982. Hier wurden als Emissionen Staub, Schwefeldioxid und ab 100 MW $NO_x$-Emissionsbeschränkungen wie:

1. Verwendung von Brennern, die vom Hersteller auf Grund von Sachverständigengutachten ausdrücklich als $NO_x$-arme Brenner bezeichnet werden;

2. Rezirkulation eines Rauchgasteilstromes

3. Stufenverbrennung

4. Verminderte Luftvorwärmtemperatur

gesetzlich vorgeschrieben.

Im Jahre 1983 begann die Diskussion über die Novellierung der 1. Durchführungsverordnung zum DKEG. 1984 wurde die 2. Durchführungsverordnung zum DKEG erlassen.

In dieser 2. Durchführungsverordnung wurden die Emissionswerte reduziert, insbesonders bei $NO_x$ wurden für Anlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung ab 50 MW $NO_x$-Emissionswerte-Maximalwerte für feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe fixiert.

1988 entstand das Luftreinhaltegesetz für Kesselanlagen - LRG-K.

Auf Grund der andauernden Emissionsgespräche wurde 1989 die Luftreinhalteverordnung für Kesselanlagen 1989-LRV-K 1989 erlassen. In dieser Luftreinhalteverordnung wurden wieder, nicht nur die Emissionswerte reduziert, sondern auch $NO_X$-Emissionswerte für $NO_X$-arme Gebläsebrenner mit einer oberen Leistungsgrenze ab 0,5 MW sowohl für flüssige als auch gasförmige Brennstoffe eingeführt bzw. vorausblickend bereits auch ab 1.1.1992 festgelegt.

Festzuhalten ist, daß diese Bundesgesetze für Kesselanlagen im Sinne des § 1 LRG-K Gültigkeit haben.

Erwähnt sei, daß wiederholt von seiten des Verbandes der österreichischen Brennerlieferanten die Emissionsfrage für Heizungsanlagen gestellt wurde. Dies scheiterte jahrelang mit dem Hinweis, das sei Landessache.

Endlich wird auch diese Problematik durch eine bundeseinheitliche Verordnung geregelt.

Aus den vorhin erwähnten Bundesverordnungen und Bundesgesetzen können Sie die Anstrengungen der Brennerhersteller, laufende Emissionsreduzierungen und Erfassung neuer Schadstoff-Emissionen bzw. auch deren Reduzierung, ersehen!

Heute stellt sich auf Grund der Trends nach wieder strengeren Emissionsgesetzen, vor allem in Mitteleuropa, Schweiz, Deutschland und Österreich, die Frage: Leben wir in einer Emissionshysterie? Bestätigt wird dies durch den Artikel von Frau Minister Feldgrill-Zankel, wo angekündigt wird: Gemeinsam mit dem bereits bestehenden Ozongesetz - mit dem neuen Immissionsgesetz ein Luftreinhaltepaket zu erstellen, das weit über dem europäischen Standard liegt.

So sehr das Bestreben, daß Österreich in Europa wiedereinmal die Vorreiterrolle übernimmt, angesteuert wird, sollte man doch das Augenmaß nicht verlieren.

Österreich befindet sich bereits jetzt unter den Ländern mit den strengsten Emissionsgrenzwerten für Luftschadstoffe in Europa.

Die Auflagen des Gesetzgebers haben Unternehmen zu Milliardeninvestitionen im Umweltschutzbereich gezwungen und so manches Unternehmen stillgelegt.

Nun scheint jedoch ein Punkt erreicht zu sein, wo man an die Grenzen der finanziellen und technischen Machbarkeit stößt.

Denn Umweltschutz ist schon lange kein national lösbares Problem.

Ob daher ein einsames Vorpreschen für die österreichische Wirtschaft sinnvoll ist, möchten wir bezweifeln.

Zu bedenken ist, daß die erforderlichen Produkte-Brenner aus dem Ausland importiert werden bzw. speziell für den österreich-spezifischen flüssigen Brennstoff gefertigt werden.

Bedenkt man, daß Österreich einerseits von ausländischen Produzenten versorgt wird und andererseits österreich-spezifische Produkte, die wie immer betont wird, von volkswirtschaftlicher Bedeutung sind, zum Einsatz kommen, so muß dies in die entsprechenden Emissionsgrenzwerte einfließen.

Millionen für Forschung und Entwicklung wurde von unseren Brennerherstellern aufgewendet, jedoch an den Grundsätzen der Entstehung der Verbrennungsprodukte hat sich nichts geändert. Diese sind weitgehendst brennstoff- und prozeßabhängig, wobei auch Wechselbeziehungen über die Reaktionen einiger Stoffe bekannt sind.

Aus der Sicht des Verbandes der österreichischen Brennerlieferanten möchte ich klarstellen, daß wir uns zu Emissions- bzw. Immissionsreduktionen bekennen, jedoch unter Berücksichtigung der Situation in Österreich.

Verstehen Sie bitte, daß wir nur realistischen Werten zustimmen können, da wir unter Umständen bereits morgen an der Anlage den Beweis antreten müssen.

Wir sind daher der Auffassung, daß nur brauchbare, praxisbezogene Grenzwerte sinnvoll sind, da sonst auch die Gesetze nicht realisierbar bzw. vollziehbar sind.

Als heute fortschrittlicher Stand der Technik unter folgenden Randbedingungen sind folgende $NO_x$-Emissionsgrenzwerte für Anlagen:

| | | | |
|---|---|---|---|
| HEL | 250 mg/Nm³ | bei 3 % | Restsauerstoff |
| HL | 550 mg/Nm³ | bei 3 % | Restsauerstoff |
| Erdgas | 200 mg/Nm³ | bei 3 % | Restsauerstoff |

unter folgenden Randbedingungen:

Dreizugkessel

| | | |
|---|---|---|
| Feuerraumbelastung | bei HEL u. Erdgas | 1,0 - 1,4 MW/m³ |
| | bei HL | 1,0 - 1,1 MW/m³ |

Verbrennungslufttemperatur max. 40°C

Mediumtemperatur max. 200°C

Gebundener Stickstoff im Brennstoff HEL 140 mg/kg
HL 1700 - 2000 mg/kg

Meßgenauigkeit, Fehlergrenzen der Meßeinrichtungen und Meßunsicherheiten bei der Prüfung gemäß EN 267

Reduktionsmöglichkeiten durch Sekundärmaßnahmen

bei HEL max. bis 150 mg/Nm³ 3 % Rest $O_2$
bei Erdgas max. bis 100 mg/Nm³ 3 % Rest $O_2$

durch z. B. externe Rauchgasrückführungen.

Bei HL und restlichen Heizölen besteht keine Möglichkeit, durch Primärmaßnahmen wesentliche Emissionsreduktionen zu erzielen. Bedenken Sie aber auch, daß dies wesentliche zusätzliche Kosten in der Anschaffung, Betrieb und Wartung bedeutet.

Abschließend möchte ich noch die Frage stellen, schießen wir hier nicht mit Kanonen auf Spatzen, wenn Sie den Emissionsanteil der Kleinfeuerungsanlagen und Industrie in Österreich bedenken?

Für mich stellt sich diese Frage ganz besonders, da ich fast alle zwei Tage das Vergnügen habe, hinter dem Autobus PT 13.345 zu fahren. Dabei überlege ich immer, ob ich nicht aus Sicherheitsgründen auch bei Tag die Kfz-Beleuchtung einschalten sollte, damit ich vom Gegenverkehr gesehen werde. Dieses Kfz ist aber kein Einzelfall!

Eine Frage gestatten Sie mir noch.

Herr Dipl.-Ing. Jansen, Sie betonten im heutigen Referat, daß die Schweiz mit industriellen Anlagen kaum Probleme hat. Meine Damen und Herren, wissen Sie, wie diese Probleme großteils gelöst werden? Die Schweiz exportiert ihr Heizöl Schwer nach Österreich und dieses wird im Raum Kärnten verbrannt. Ist dies im Sinne des österreichischen Umweltschutzes?

## *Diskussion – Ing. Peter Gabriel (Fachverband der österreichischen Brenner–Lieferanten)*

**Dipl.–Ing. Löffler** (Magistratsabteilung 22, Wien): Zuerst würde ich sagen, daß das Argument, das bei dem Individualverkehr bei PKW oder LKW, der auch Stickoxid emittiert, vielleicht insgesamt mehr Stickoxide als Brenner bei Kesselanlagen emittieren, stimmt. Entscheidend ist wohl, ob diese Anlagen im näheren Bereich Immissionen verursachen, die zu Problemen führen. Aus diesem Grund müssen die Emissionen reduziert werden. Das Gesetz sagt, der Stand der Technik soll vorsorglich angewendet werden. Ich möchte jetzt Herrn Professor Hackl daran erinnern, was man ihm gesagt hat, als er vor Jahren die Diskussion über Entstickungsmaßnahmen bei den österreichischen Brennerherstellern geleitet hat. Herr Professor Hackl hat die Aufgabe übertragen bekommen, bei der Brennerherstellungsindustrie Österreichs nach stickoxidarmen Brennern nachzufragen. Ich kann mich an die Diskussion über die Flächenbrennerentwicklung errinnern, wo diese Entwicklung erwarten ließ, daß damit die Stickoxidemissionen auf ein Zehntel, verglichen mit einem konventionellen Brenner, reduziert werden kann. Ich glaube, wenn solche Brenner, die seit 15 Jahren angeboten werden, und es bei uns so lange dauert, bis diese Technologie eingesetzt wird, dann werden Sie mir zustimmen, daß es zutreffen wird, daß denjenigen, der zu spät kommt, die Gegenwart bestraft.

**Ing. Gabriel**: Ich danke für die Öffnung der Türe zu einer neuen Debatte, denn erstens werden diese Flächenbrenner für Gas eingesetzt und zweitens werden diese nicht in Österreich produziert sondern kommen aus dem Ausland.

**Dipl.–Ing. Löffler**: Warum werden sie nicht in Österreich produziert?

**Ing. Gabriel**: Ich kann Ihnen nur eines sagen, in dem Unternehmen, in dem ich tätig bin, habe ich als erster in Österreich so ein Gerät eingeführt, und Sie dürfen nicht glauben, daß dies leicht ist, in Österreich neue Technologien einzuführen. Das war ein Hürdenlauf. Ich darf vielleicht eines noch dazu sagen. Sie haben vorhin mit dem Herrn der EVN über den Wirkungsgrad diskutiert. Auch unsere Meinung ist seit Jahren, daß die Emissionen auf die Nutzenergie bezogen werden sollten. Hier legt man sich im Ministerium quer, denn dann würden viele Anlagen in ihren Emissionen anders aussehen. Dann wären nämlich die 20 % (von 92 auf 72), oder nehmen wir nur 18 %, weniger Brennstoff zu verbrennen, und damit auch von dieser geringeren Brennstoffmenge weniger Abgase bzw. Emissionen vorhanden. Jedoch, diese vergleichbare Emissionsdarstellung will man ja in Österreich nicht.

**Dipl.–Chem. Jansen** (BUWAL Bern): Der Grenzwert für Schwerölfeuerung ist aber der deutsche TA–Luftgrenzwert 1986, kein schweizer Grenzwert.

**Ing. Gabriel**: Das weiß ich, es ist nicht um den Grenzwert gegangen, sondern es ist darum gegangen, daß Sie gesagt haben, Sie haben weniger Probleme mit diesem Produkt und niemand weiß, daß Ihr Schweröl zu uns nach Kärnten kommt bzw. im Kärntner Raum verfeuert wird. Wir betreiben Umweltschutz und verfeuern dieses Rückstandsheizöl und dies nennt man dann Umweltschutz.

**Prof. Hackl**: Ich weiß eigentlich nicht, wo die Schweiz eine Raffinerie hat aus der Schweröle nach Österreich kommen könnten.

**Dipl.–Ing. Löffler**: Ich habe eine konkrete Frage: Wieso glauben Sie, daß bei uns

der Stickoxidemissionsgrenzwert für Gasgeräte, reden wir nur von diesen, wirklich nicht einzuhalten sein wird, wenn das in der Schweiz geht. Warum müssen Sie als Brennerhersteller den doppelten Grenzwert haben, noch dazu mit dem Argument, sonst sei der Brenner unbezahlbar? Wenn er teuer wird, haben Sie womöglich einen größeren Profit bei der Herstellung solcher Geräte.

**Ing. Gabriel**: Erstens einmal muß ich sagen, verwechseln Sie da etwas. Wenn Sie den $NO_x$–Wert vom Brennerkessel meinen, so müssen Sie auch wissen, daß Kesselhersteller in Österreich einen Kessel mit 1 Megawatt Belastung verkaufen, und den gleichen Kessel der gleichen Größe, es ist maßlich zeichnerisch verglichen, mit 700 bis 600 kW in einem anderen Land verkaufen. Was hat das zur Folge: Die Belastung ist geringer und das thermische $NO_x$, in Folge dessen auch die Summe, das heißt der $NO_x$–Wert. Sie sehen dies in der Schweiz.

**Dipl.–Ing. Löffler**: Das ist doch kein Argument für Sie als Brennerhersteller. Sie können sagen, die Kesselhersteller sollen nicht so kleinlich sein und auch teurere und größere Kessel verkaufen.

**Ing. Gabriel**: Wir haben alle $NO_x$–arme Brenner im Programm. Sie können diese Brenner mit Kessel als Kombination nehmen, dabei ist sehr wohl entscheidend, wie hoch die Belastung ist.

**Prof. Hackl**: Ich möchte noch an einen Punkt Ihres Referates anknüpfen. Sie haben gemeint, es wäre sinnvoll und vernünftig eine Teilung zu machen in 3 – 10 und 10 – 50 Megawatt, und dann haben Sie Werte genannt. Auf welchen Bereich würden sich diese nun nach Ihrer Meinung beziehen?

**Ing. Gabriel**: Von 3 – 10 Megawatt.

**Prof. Hackl**: Und die für 10 – 50 Megawatt wären dann welche?

**Ing. Gabriel**: Da könnte man eine Reduktion mit Sekundärmaßnahmen durchführen. Wobei im Bereich 3 – 5 Megawatt mit Rückstandsheizöl, Heizöl Schwer, sehr wenig primärseitig erreicht würde. Wir haben mit der ÖMV gemeinsam Versuche gemacht, die Reduktion liegt bei etwa 5 %.

**Prof. Hackl**: Aber die Sekundärmaßnahmen wären ja nicht direkt vermindernd wirksam. Es gibt gewisse Techniken, wo in Kombination mit dem Brenner unmittelbar eine quasi sekundäre Verminderung erfolgt; aber was die Brennerseite betrifft, wie würde dann dieser Bereich 10 – 50 Megawatt Ihrer Meinung nach aussehen müssen?

**Ing. Gabriel**: Ich würde sagen, für Heizöl Extra Leicht könnten etwa 150 mg/Nm$^3$ und bei Gas zwischen 100 – 150 mg/Nm$^3$ auf 3 % $O_2$ erreicht werden.

**Fa. Loos**: Herr Professor Hackl hat es anklingen lassen: Es ist doch ein wesentlicher Punkt, daß der Brennstoffstickstoffgehalt doch hoffentlich einmal typisiert wird, oder in einer Norm vorhanden ist, weil dies doch ein wesentlicher Bestandteil der Stickoxidemissionen ist und weiters wäre auch zu überlegen in Ergänzung der schweizer Vorschriften, ob man auch in Verbindung mit der Mediumtemperatur eine Unterscheidung macht. Es ist doch auch ein erheblicher Unterschied, ob ich eine Mediumtemperatur beim Kessel von 150 Grad oder einen Heißdampfkessel von 300 Grad im Flammrohrbereich habe. Da müßte unbedingt eine Unterteilung getroffen werden.

**Ing. Gabriel**: Dies haben wir durch die Bundesverordnung für Kleinfeuerungen geregelt, anschließend folgt eine zweite Verordnung bis 3 Megawatt kleiner 100 Grad Celsius, die identisch mit dem Luftreinhaltegesetz für Dampfkessel sein wird. Umgekehrt wird das Bundesgesetz oder die Verordnung für Dampfkessel

auch für Heizungskessel Gültigkeit haben.

**Fa. Loos**: Es ist in der Luftreinhalteverordnung sehr wohl ein Brennstoffstickstoffgehalt fixiert, aber es sollte doch Stand der Technik sein, daß man in Österreich Lastzüge quer durch das Land führt, um mit Prüföl die tatsächlichen Prüfwerte zu erreichen. Wenn das Prüföl verbraucht ist, fährt der Kunde dann wieder ein normales mit schlechten Werten. Ich glaube, das ist auch Stand der Technik.

**Ing. Gabriel**: Dazu kann ich Ihnen auch schon eine Antwort geben. In der Verordnung für Kleinfeuerungen ist der Stickstoffgehalt fixiert mit der Auf– und Abrechnung für mehr oder weniger gebundenen Stickstoff, und wir werden trachten, auch hier das Prüföl herausnehmen zu können, denn die beantragten Werte für die Norm sind die Bandbreiten der ÖMV, die identisch sind mit dem Prüföl. Das Prüföl, das wir zur Brennerprüfung bezogen haben oder in Kombination zu einer Kesselprüfung, ist eigentlich ein marktübliches Öl. Dazu muß eine Brennstoffanalyse vorhanden sein, aus der die exakten Werte des Prüföles hervorgehen, Bandbreite 1700 – 2000 mg/kg. In der Analyse bzw. Deklaration des Prüföles steht zum Beispiel 1840 mg/kg gebundener Stickstoff. Der Verband der österreichischen Brennerlieferanten hat die Aufnahme einer Bandbreite in der ÖNORM C 1108 und C 1109 im zuständigen Fachnormenausschuß (FNA 024) beantragt. Bei Aufnahme des Brennstoffstickstoffgehaltes in die Normen wäre das Prüföl überflüssig.

**Prof. Hackl**: Zur Geschichte des Prüföles ist zu sagen, daß es im Anfang der Formulierung in gesetzlichen oder verordnungsmäßigen Texten für $NO_x$–Minderungsmaßnahmen primärseitig die Formulierung gegeben hat "feuerungstechnisch Maßnahmen", die sind unter anderem $NO_x$–arme Brenner, Wirbelschicht usw., was aber $NO_x$–arme Brenner sind, das war nicht durch einen Grenzwert definiert sondern hat durch Sachverständigengutachten bewiesen zu werden. Dies war ein Gummiparagraph, denn auch gewisse Experten haben nicht gewußt, was ein $NO_x$–armer Brenner war. Aus dieser Situation heraus ist dann mit der immer stärker werdenden Anforderung an primäre Maßnahmen der Stickstoffgehalt stärker in seiner Bedeutung gestiegen. Aufgrund von Untersuchungen, die wir, Dir. Tauscher hat das schon angesprochen, zusammen mit der ÖMV durchführen konnten, wurden quantifizierende Angaben möglich und der Zusammenhang, den die Behörde nicht recht geglaubt hatte, konnte nachgewiesen werden. Es war auch von Interessenvertretern in dieser Kommission behauptet worden, $NO_x$–arme Brenner seien nur der Propagandaschlager von einer Firma, es ist kein Unterschied gegenüber einem normalen Brenner gegeben. Man hat daher, um eine entsprechende Qualifikation für so ein Gerät zu bekommen, gesagt, wenn mit einem bestimmten vorgegebenen Stickstoffgehalt innerhalb eines kleinen Bereiches ein bestimmter Wert mit einem solchen Gerät erreicht wird bzw. unterschritten werden kann, dann ist es als eine $NO_x$–arme Einrichtung zu bezeichnen. Dafür wurde das Prüföl mit definiertem Stickstoffgehalt eingeführt, mit dem Schluß, wenn unter dieser Bedingung dieses Gerät $NO_x$–arm verbrennen kann, dann wird es bei anderem Stickstoffgehalt trotzdem noch $NO_x$–arm die Verbrennung durchführen. Wenn wir jetzt aber zu einem vom Stickstoffgehalt abhängigen gleitenden $NO_x$–Grenzwert kommen, dann ist das sicherlich ein Fortschritt.

**Frage**: Ich habe eine Klarstellungsfrage. Ich höre hier immer den Bereich zwi-

schen 3 und 50 Megawatt. Die Novellierung, zumindest der Entwurf, sieht offensichtlich bis 50 vor. Wo sind 0 – 3 Megawatt? Sind sie verloren gegangen?

**Dipl.–Ing. Hammer–Kossina** (Umweltbundesamt): Die heutige Veranstaltung ist im Bereich von 3 – 50 Megawatt angesetzt, um jene Arbeiten des Wirtschaftsministeriums im Bereich Kleinfeuerungsanlagen nicht durch parallele Aktivitäten zu duplizieren.

**Frage**: Die Novellierung geht dann von 0 und nicht von 3 Megawatt, so wie in der Schweiz zum Beispiel?

**Dipl.–Ing. Hammer–Kossina**: Im Bereich der Kleinfeuerungsanlagen wurden zahlreiche Gespräche und Verhandlungen geführt, die schon seit Monaten laufen. Im Bereich über 3 Megawatt wurden aus unserer Sicht zu wenig Expertengespräche geführt.

**Frage**: Das heißt, es wird die Novelle geändert von 3 Megawatt weg?

**Prof. Hackl**: All dies ist ein Beitrag zum Vollzug des Ozongesetzes. Es gibt eine Reihe von gesetzlichen Auflagen, die jetzt von den entsprechenden Behörden umzusetzen sind. Das betrifft natürlich auch die heute schon mehrfach besprochenen mobilen Quellen. Auch dort sind solche Maßnahmen vom Gesetzgeber her vorgeschrieben. Wir behandeln heute den Teilbereich von Feuerungsanlagen, der im Bereich von 3 – 50 Megawatt liegt. Wir haben in Vorgesprächen auch geklärt, daß man eine Unterteilung in der Praxis durchführen sollte. Für den kleineren Bereich ist das von anderer Seite übernommen worden. Aber das heißt nicht, daß es ausgeklammert wird im Zuge der künftigen Regelung.

**Dr. Heger** (Fa. ÖMV): Ich möchte auf das Thema Prüföl zurückkommen. Seinerzeit war die Konzeption von Prüföl für das Luftreinhaltegesetz 0,5 – 3 Megawatt Brennstoffwärmeleistung. In diesem Bereich sollte das Prüföl für Heizöl Extra Leicht und Heizöl Leicht angesiedelt sein. Warum wir als ÖMV dieses Prüföl angeboten haben, hat einen ganz klaren Grund. Wir wollten sicherstellen, daß bei Typenprüfungen von diesen Kleinfeuerungsanlagen nur Öle verwendet werden, die in entsprechend großer Menge bei uns als Prüföl gelagert werden. Die Ergebnisse der Typenprüfungen untereinander vergleichbar sind. Typenprüfungen ab 3 oder 50 Megawatt sind sinnlos. Hier hat man Vorortmessungen durchzuführen, und vorort hat man auch die Möglichkeit, beim entsprechenden Brennstoffdurchsatz die Kenndaten der Produkte zu bestimmen.

**Frage**: Ich möchte das noch einmal richtigstellen. Die Anfrage war nicht, wie das Prüföl entstanden ist, sondern grundsätzlich nach der Praxis; und deshalb bitte ich, daß man sich doch überlegt, die Grenzwerte so festzulegen, daß sie in der Praxis auch erreichbar sind. Nicht sozusagen auf dem Prüfstand oder wenn der Kunde einmal prüft und besorgt sich für die Prüfung ein Prüföl und verwendet dann irgendein normales Öl. Das soll doch nicht der Stand der Technik sein, daß der Kunde für eine einzige Prüfung einen super Wert hat und unsere Umwelt weiterhin verschmutzt.

**Dr. Heger**: Die Prüföle sind praxisnahe Öle, wie sie auch ausgeliefert werden. Nur stellen wir für die Auslieferung eine größere Menge in einem separaten Tank von uns bereit, sodaß wir imstande sind, über ein Jahr beispielsweise alle Anforderungen für Prüföle abzudecken. Das heißt, alle Prüfanstalten bekommen in dieser Zeit das gleiche Öl. Das heißt, die Ergebnisse, die dort erzielt worden sind, sind von der Brennstofftechnologie vergleichbar. Das ist das Wesentliche. Wir wollen die eine Variable Brennstoff herausnehmen, um die Technologie des

Brenners zu bewerten. Sie können die Damen und Herren der Prüfanstalten fragen, die unsere Öle bezogen haben, wir haben Brennstoffstickstoffgehalte im Bereich zwischen 1700 – 2000 mg. Das ist genau der Auslieferungsbereich von uns, der bei der laufenden Qualität ausgeliefert wird. Es ist kein Unterschied. Nur stellen wir eine bestimmte Charge größerer Mengen auf die Seite, sodaß wir imstande sind, die Prüfanstalten entsprechend zu bedienen. Die Kenndaten, die untersucht werden, gehen weit über die Normdaten hinaus, und das hat natürlich auch Folgen für die Kosten. Zum Thema Bestimmung des Brennstoffstickstoffes ist auch noch zu erwähnen, daß es bis heute keine Norm dafür gibt. Wie bestimmen Sie den Brennstoffstickstoff? Jede Firma hat eigene Bestimmungsmethoden. Auch wir haben Bestimmungsmethoden. Wir sind imstande, vergleichbare Daten von unserem Labor zu geben. Ich weiß nicht, ob Sie die Ergebnisse des Ringversuches kennen, der in der Schweiz gestartet wurde. Hier wurden Öle untersucht, hier waren Unterschiede bis zu 100 % von Brennstoffstickstoff zu finden. Hier ist die Bestimmungsmethode noch nicht Stand der Technik oder man hat sich auf noch keine geeinigt.

**Dipl.–Ing. Kolbitsch** (Fa. Bertsch): Die Diskussion ist sehr wichtig, gerade bei Prüfölen, das kommt jetzt heraus, man prüft Öle und arbeitet dann vielleicht mit etwas anderem. Es sind immer mehrere Faktoren, die zusammenspielen. Sie haben jetzt $NO_x$–Werte genannt, offensichtlich hohe, nur Sie haben nicht dazu gesagt, welchen Staubgehalt. Man könnte jetzt sagen, wenn Sie 500 mg $NO_x$ wollen, dann 50 mg Staub, wollen Sie 150 mg Staub, haben Sie 300 mg $NO_x$. Die Frage ist, was wollen Sie? Und so ist es auch in der Praxis, was wollen wir wirklich erreichen? Wollen wir einen $NO_x$–Wert fahren, der gut ist, dann wollen sie umstellen und den Staubwert fahren, der gut ist. Oder wollen wir Werte insgesamt, die akzeptabel sind. Wenn ich die ganzen Sekundärmaßnahmen einmal ausklammern will, mit Entstaubung und was noch immer da kommen könnte. Das ist die Praxis von den Kessellieferanten, von den Kesselbauern, was sage ich den Kunden? So kann ich es nicht sagen, ich habe es zweimal versucht. Ich habe gesagt, da ist der Stickoxid–, da ist der Staubgehalt.

**Ing. Gabriel**: Das ist die Problematik, ich habe in meinem Referat erwähnt, daß auch Wechselbeziehungen bekannt sein müßten, und genau dies trifft bei $NO_x$ und Wirkungsgrad zu. Ich habe damals schon bei der zweiten Durchführungsverordnung, wie diese ins Gespräch gekommen ist, darauf aufmerksam gemacht, entweder wollen Sie einen hohen Wirkungsgrad, dann haben Sie auch eine hohe $NO_x$–Emission. Wollen Sie eine niedrige $NO_x$–Emission, dann haben Sie einen geringeren Wirkungsgrad. Bitte bringen Sie das den Kunden mit einer 20, 25, 30 Megawatt Anlage bei, daß er mit dem Wirkungsgrad herunter muß. Sie haben recht.

# $NO_x$ - Emissionen von Biomassefeuerungen

Manfred Wörgetter

Bundesanstalt für Landtechnik
Wieselburg

## Stickstoff- und Schwefelgehalt von biogenen Brennstoffen

Das Institut für Verfahrenstechnik, Brennstofftechnik und Umwelttechnik an der TU in Wien bearbeitet derzeit ein Forschungsprojekt "Analysen von biogenen Brennstoffen - Abhängigkeit und ökologische Auswirkungen". In dem von den Bundesministerien für Land- und Forstwirtschaft sowie Wissenschaft und Forschung finanzierten Projekt werden an unterschiedlichsten biogenen Brennstoffen Analysen durchgeführt. Nach Abschluß des Projekts werden die Ergebnisse in einer Datenbank zur Verfügung gestellt. Die folgende Tabelle zeigt eine Aufstellung vorläufiger Ergebnisse. Von ZSCHETZSCHE wurden folgende repräsentative Werte genannt:

Stickstoff- und Schwefelgehalt biogener Brennstoffe
Werte in % m/m

| | Stickstoff | Schwefel |
|---|---|---|
| Holz (Fichte) | 0,12 | 0,01 |
| Rinde (Fichte) | 0,47 | 0,04 |
| Miscanthus | 0,49 | 0,07 |
| Getreidestroh | 0,31 | 0,04 |
| Intensivgras | 2,01 | 0,15 |
| Amaranth | 2,13 | 0,25 |

Nachweisgrenze Schwefel 0,01 %

Während bei Fichtenholz sowohl der Stickstoff- als auch der Schwefelgehalt gering ist, sind bei allen anderen biogenen Brennstoffen deutlich höhere Anteile an Stickstoff zu beobachten. Bei Pflanzen, die auch als Futtermittel Verwendung finden, wird auch der Schwefelgehalt eine Rolle spielen.

## Stickoxidbildung in Biomassefeuerungen

Nach Stand des Wissens werden bei Verbrennungsprozessen in drei verschiedenen Reaktionen Stickoxide gebildet:

* thermische Stickoxide entstehen bei hohen Temperaturen aus molekularem Stickstoff und Sauerstoff der Verbrennungsluft,

* Prompt-Stickoxide werden bei Anwesenheit von Kohlenwasserstoffradikalen ebenfalls aus Luftstickstoff und Luftsauerstoff gebildet,

* weiters entstehen Stickoxide aus der Oxidation des Stickstoffs im Brennstoff.

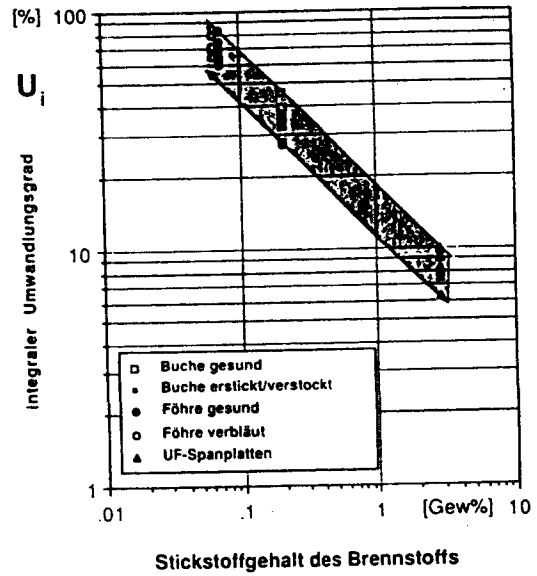
NUSSBAUMER untersuchte 1988 in einer grundlegenden Arbeit anhand von theoretischen reaktionskinetischen Überlegungen, im Laborversuch und im Versuch an einer ausgeführten Feuerung die Herkunft der Stickoxide im Abgas; die Schlußfolgerungen aus dieser Arbeit sind im Folgenden dargestellt.

**Thermische Stickoxide.** Die typischen Verbrennungsbedingungen in heutigen Holzfeuerungen liegen im Bereich von 700 °C bis max. 1300 °C bei einer Verweilzeit in der Brennkammer im Bereich von 0,1 bis 1 s. Die errechneten Werte an thermischen Stickoxiden liegen dabei unter 0,1 mg/m³. In der Praxis weisen Holzfeuerungen aber Stickoxidemissionen im Bereich von 130 bis 260 mg/m³ auf. Die nach der Reaktionskinetik zu erwartenden thermischen Stickoxide sind daher vernachlässigbar.

**Prompt-Stickoxide.** Sie werden in der Flammenzone bei Anwesenheit von Kohlenwasserstoff-Radikalen aus der Verbrennungsluft gebildet. Von Bedeutung ist dieser Bildungsweg nur bei sehr hohen Temperaturen. Er ist jedoch noch unzureichend erforscht.

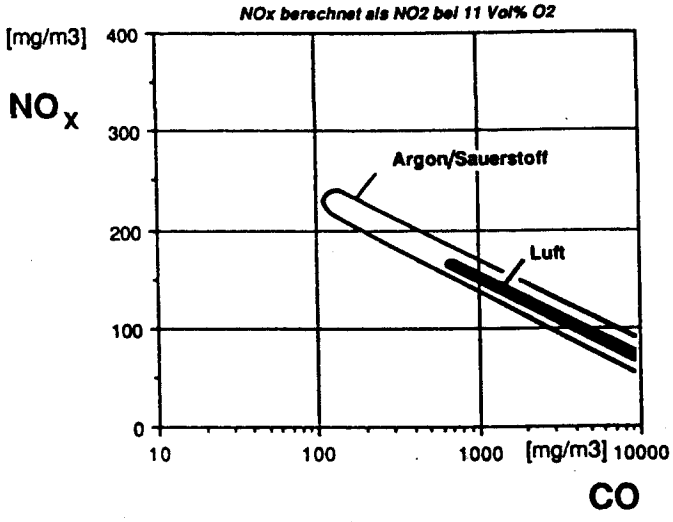
**Stickoxide aus dem Brennstoff.** Die Stickoxidbildung ist komplex und reaktionskinetisch unzureichend untersucht. Von Bedeutung ist, daß nicht der gesamte Stickstoff in Stickoxide umgesetzt wird.

In einer Laboranlage konnte nachgewiesen werden, daß im Temperaturbereich von 800 °C bis 1300 °C die Stickoxidemission lediglich vom Stickstoffgehalt des Brennstoffs abhängt. Der Umwandlungsgrad liegt jedoch deutlich unter 100 %. Im weiteren nimmt der Umwandlungsgrad mit zunehmendem Stickstoffgehalt deutlich ab. Der Umwandlungsgrad beträgt bei einem Stickstoffgehalt von 0,07 % (Föhrenholz) 67 %, bei einem Stickstoffgehalt von 0,2 % (Buchenholz) 36 % und bei einem Stickstoffgehalt von 2,9 % (Spanplatte) 8 %. Die dazugehörigen Emissionen betragen 173 mg/m³ (Föhre), 231 mg/m³ (Buche) und 921 mg/m³ (Spanplatte). Der Zusammenhang ist auch aus der nachfolgenden Abbildung ersichtlich.




$NO_x$-Umwandlungsgrad als Funktion des Brennstoffstickstoffgehalts nach NUSSBAUMER (1988)

Unter Praxisbedingungen kann häufig mit steigender Verbrennungstemperatur eine Zunahme der Stickoxidbildung beobachtet werden. Gegenläufig dazu sinkt mit steigender Temperatur die Kohlenmonoxidemission. Da Stickoxide an Kohlenmonoxid reduziert werden, ist für diesen Anstieg die Verringerung des Kohlenmonoxidgehalts verantwortlich. Dies wurde in einem Versuch, in dem einer Holzfeuerung an Stelle von Verbrennungsluft ein Gemisch von Sauerstoff und Argon zugeführt wurde, bestätigt. Das folgende Bild zeigt den Zusammenhang zwischen der $NO_x$- und der CO-Emission.

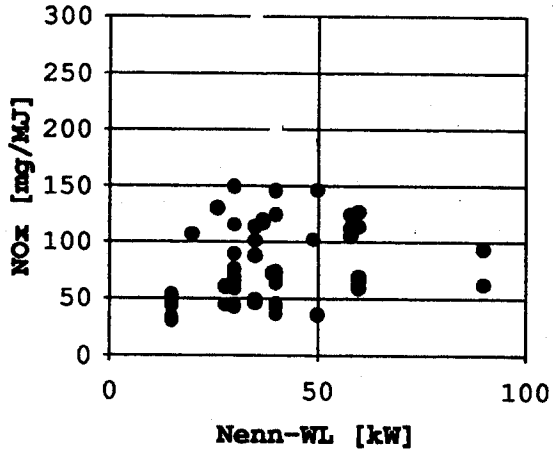



Stickoxidemission als Funktion der Kohlenmonoxidemission nach NUSSBAUMER (1988)

## Erfahrungen der Bundesanstalt für Landtechnik

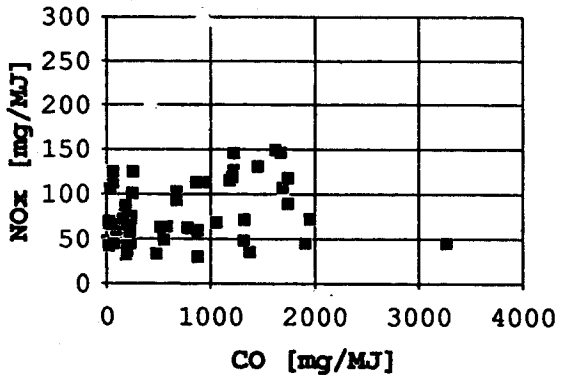
Seit 1991 werden bei den Prüfungen von Holzfeuerungen kleiner Leistung (bis max. 120 kW) bei Messungen mit Nennwärmeleistung die Stickoxidemissionen gemessen und im Prüfbericht ausgewiesen. Die Messungen werden bei Stückholzkesseln mit Buchenholz, bei Hackgutfeuerungen mit Fichten- und Buchenhackgut durchgeführt.

Das folgende Bild zeigt eine Aufstellung der Meßergebnisse in Abhängigkeit von der Nennwärmleistung der Feuerungen. Es entsteht der Eindruck, daß bei größerer Kesselleistung mit höheren Emissionen zu rechnen ist. Auffällig ist die große Streubreite der Ergebnisse, die von 32 bis 149 mg $NO_2$/MJ reicht.




Stickoxidemissionen von Kleinfeuerungen in Abhängigkeit von der Nennwärmeleistung

Um den Zusammenhang zwischen der Kohlenmonoxidemission und der Stickoxidemission zu prüfen, wurden die Stickoxidemissionen über die Kohlenmonoxidemissionen aufgetragen (siehe folgendes Bild).




Stickoxid- und Kohlenmonoxidemissionen von Kleinfeuerungen

Der von NUSSBAUMER für eine bestimmte Feuerung beobachtete Zusammenhang kann nicht auf Feuerungen unterschiedlicher Bauart übertragen werden: zwischen der $NO_x$- und der CO-Emission verschiedener Feuerungen besteht bei CO-Emissionen bis 2000 mg/MJ keine Abhängigkeit.

## Gesetzliche Grenzwerte

**Verordnung der Steiermärkischen Landesregierung.** Diese Feuerungsanlagen-Genehmigungsverordnung schreibt für biogene Brennstoffe 60 mg $NO_2$/MJ (händische Beschickung) bzw. 70 mg $NO_2$/MJ (automatische Beschickung) vor.

**Luftreinhalte-Verordnung des Schweizerischen Bundesrats.** Diese Luftreinhalteverordnung für Holzfeuerungen schreibt bei Überschreitung eines Emissionsmassenstroms von 2,5 kg/h einen Stickoxidgrenzwert von 250 mg $NO_2/m^3$ (135 mg/MJ) vor. Dies bedeutet aber, daß bei Anlagen nach dem Stand der Technik unter 1 MW keinerlei Maßnahmen zur Entstickung notwendig sind (siehe NUSSBAUMER 1992).

## Vorschläge für gesetzliche Grenzwerte

**Luftreinhalteverordnung Kesselanlagen.** Ein Entwurf für eine neue Verordnung zum Luftreinhaltegesetz für Kesselanlagen (LRG-K) vom 3. September sieht für Kesselanlagen für Holz, Torf, Hackgut, Rinde oder Holzreste einen Grenzwert von NOx unabhängig von der Leistung in Höhe von 150 mg $NO_2/m^3$ (102 mg/MJ) vor; dieser Wert ist vermutlich auf einen Sauerstoffgehalt im Abgas von 13 % bezogen.

**Verordnung für Kleinfeuerungsanlagen.** Ein noch in Diskussion befindlicher Entwurf des Bundesministeriums für wirtschaftliche Angelegenheiten für eine Verordnung für Kleinfeuerungen bis 350 kW vom 25. September 1992 sieht für Holz- und Rindenfeuerungen einen Grenzwert von 100 mg $NO_2$/MJ vor (für händisch beschickte Feuerungen bis 26 kW 150 mg $NO_2$/MJ).

## Rückblick und Ausblick auf technische Entwicklungen

Im vergangenen Jahrzehnt haben Biomassefeuerungen in Österreich eine rasante Entwicklung genommen. Dies bezieht sich sowohl auf die Zahl und die Leistung der installierten Anlagen (siehe dazu JONAS 1992) als auch auf die erzielten Erfolge bei der Emissionsminderung (siehe dazu z.B. WÖRGETTER 1991). Besonders dramatisch war dabei die Minderung der Emission organischer gasförmiger Substanzen, die von bis zu 5000 mg/MJ in den Bereich von 10 mg/MJ gesenkt werden konnten. Mit der geringen Emission organischer Substanzen ist geringe PAH-Emission verbunden (siehe dazu BRAUN, WURST et al. 1991).

Ebenfalls positiv ist die Entwicklung der Kohlenmonoxidemission. Während noch vor kurzer Zeit bei Holzfeuerungen noch mit einer Volumskonzentration von ca. 1 % gerechnet werden mußte, konnte 1991 beim Sieger eines Wettbewerbs für Kleinanlagen (Wärmeleistung 15 kW) ein Bestwert von 41 ppm gemessen werden!

In der Schweiz haben die Stickoxidemissionen aus Holzfeuerungen bereits vor einiger Zeit große Beachtung gefunden. Als typische Werte werden dabei genannt (NUSSBAUMER 1991):

| | | |
|---|---|---|
| für naturbelassene Hackschnitzel | 150-250 mg/m³ | ( 81-135 mg/MJ) |
| für Restholzgemisch und Altholz | 250-400 mg/m³ | (135-216 mg/MJ) |
| für Spanplatten | 400-800 mg/m³ | (216-432 mg/MJ) |

In einem umfangreichen Forschungsprogramm werden Maßnahmen zur Entstickung untersucht. Dabei werden folgende Technologien behandelt (NUSSBAUMER 1991 und 1992):

1. Zweistufige Verbrennung mit separater Reduktionszone in der Gasphase sowie gestufte Verbrennung (Reduktion an CO).

2. Selektive nicht-katalytische Reduktion (SNCR) durch Eindüsen von Ammoniak oder Harnstoff in die Sekundärbrennkammer.

3. Selektive katalytische Reduktion (SCR) durch Eindüsen von Ammoniak.

Im Oktober 1992 wurden Ergebnisse der Technologien 2 und 3 vorgestellt. Die Eindüsung von Reduktionsmitteln in bestehende Brennkammern führt zu unbefriedigenden Resultaten. Um eine Stickoxidreduktion von 50 % zu erzielen, mußte eine fünffach überstöchiometrische Menge Reduktionsmittel eingesetzt werden; dies führt in der Folge zu unzulässig hohen Ammoniakemissionen. Unter idealen Reaktionsbedingungen in einem Rohrreaktor kann eine Entstickung von 80 % erzielt werden. Je nach Reduktionsmittel ist mit einer Lachgasemission von 5 bis 20 mg/m³ sowie mit einer Ammoniakemission unter 30 mg/m³ zu rechnen. Beim SCR-Verfahren kann eine $NO_x$-Reduzierung größer 90 % erzielt werden; die Ammoniak- und Lachgasemission ist dabei gering.

## Zusammenfassung und Schlußfolgerungen

Die Emissionen von Stickoxiden aus der Verbrennung von Biomasse stammen aus dem Stickstoff des Brennstoffs. Thermische und prompte Stickoxide aus dem Luftstickstoff sind nicht von Bedeutung. Während Fichten- und Föhrenholz als stickstoffarm bezeichnet werden können, ist bei anderen biogenen Brennstoffen mit höherem Stickstoffgehalt zu rechnen.

Bei den Messungen an Holzfeuerungen kleiner Leistung an der Bundesanstalt für Landtechnik wurden spezifische Emissionen im

Bereich von 32 bis 149 mg $NO_x$/MJ (gerechnet als $NO_2$) gemessen. In einer Verordnung der Steiermärkischen Landesregierung wird ein Grenzwert von 60 bzw. 70 mg/MJ vorgeschrieben. Ein Verordnungsentwurf zum Luftreinhaltegesetz Kesselanlagen enthält einen Grenzwert von 150 mg/m³. Bei der Erarbeitung einer Verordnung des Bundesministeriums für wirtschaftliche Angelegenheiten für Kleinfeuerungsanlagen wird ein Grenzwert von 100 mg/MJ diskutiert.

Bei der Entwicklung von Holzfeuerungen wurde in den vergangenen Jahren die Minderung von Produkten unvollständiger Verbrennung angestrebt; große Erfolge wurden bei der Minderung von HC und CO erzielt, $NO_x$-Minderungsmaßnahmen wurden in Österreich nicht untersucht. Da die Stickoxide aus dem Brennstoff stammen, sind ähnlich dramatische Erfolge bei der Entstickung nicht zu erwarten.

In der Schweiz läuft ein Forschungsprogramm, von dem bereits Ergebnisse berichtet wurden. Mit selektiver katalytischer und nicht katalytischer Reduktion an Ammoniak ist eine Verringerung der Stickoxidemission möglich. Der Aufwand für die Entstickung ist groß, mit zusätzlicher Emission von Ammoniak und Lachgas ($N_2O$) ist zu rechnen. Ergebnisse aus Untersuchungen der gestuften Verbrennung stehen noch aus.

Für die weitere Entwicklung der Biomasseverbrennung sind folgende Maßnahmen wünschenswert:

* Derzeitige Regelungen sollten sich auf lediglich auf Holzfeuerungen beziehen
* Ermittlung des Standes der Technik von Rindenfeuerungen
* Bundesweit einheitliche Festlegung von Grenzwerten; dabei sollen die Grenzwerte auf die zugeführte Energie bezogen werden
* Orientierung der Grenzwerte am Stand der Technik; derzeit scheint ein Grenzwert von 100 bis 150 mg/MJ (gerechnet als $NO_2$) machbar
* Stufenplan zur Verringerung der Grenzwerte; die Grenzwerte der Steirischen Verordnung sind anzustreben
* Bereits bei der Entwicklung von Feuerungen für biogene Brennstoffe mit höherem Stickstoffgehalt sind Maßnahmen zur Minderung der Stickoxidemission zu treffen.

Es ist zu hoffen, daß unter Beachtung der Erfordernisse des Umweltschutzes die heimischen und erneuerbaren biogenen Brennstoffe auch weiterhin eine positive Entwicklung nehmen.

## Quellenhinweise

Forschungsprojekt L 615 des BMLF: Analysen von biogenen Brennstoffen - Abhängigkeit und ökologische Auswirkungen.

ZSCHETZSCHE, A.: Mündliche Auskunft zum o.a. Projekt L 615 (Oktober 1992).

NUSSBAUMER, Th.: Stickoxide bei der Holzverbrennung. Heizung Klima Nr. 12-1988.

33. Verordnung der Steiermärkischen Landesregierung vom 22. Juni 1992 über die Typen- bzw. Einzelgenehmigung von Feuerungsanlagen (Feuerungsanlagen-Genehmigungsverordnung). Landesgesetzblatt für die Steiermark, 6. Stück (1992).

JONAS, A., Görtler, F.: Zahlenmäßige Entwicklung moderner Holz- und Rindenfeuerungen in Österreich, Jahresbilanz 1980 - 1991. NÖ Landwirtschaftskammer, Wien (1992)

WÖRGETTER, M.: Schadstoffminderung bei der Verbrennung von Biomasse. Holzforschung und Holzverwertung, 43. Jg., Heft 2. Wien (1991)

BRAUN, H., WURST, F.: Emissionen bei der Verbrennung. Forschungsprojekt des BMWF. Wien (1991).

NUSSBAUMER, Th.: Grundlagen der Holzverbrennung. Schweizerische Schreinerzeitung, Nr. 16, 18. April 1991.

NUSSBAUMER, Th.: Entstickungsverfahren für Holzfeuerungen. Tagungsband zum 2. Holzenergie-Symposium an der ETH Zürich (1992).

**Anhang: Umrechnungen**

Die Umrechnungszahl von volumsbezogenen auf energiebezogene Emissionsmassen erhält man als Quotient des trockenen Abgasvolumens zum Heizwert des Brennstoffs. Die Berechnung setzt die Kenntnis der Elementaranalyse des Brennstoffs und des Luftüberschusses bei der Verbrennung voraus. Für folgende vereinfachte Analyse wurden Umrechnungszahlen für einen Sauerstoffgehalt von 11 bzw. 13 % im Verbrennungsgas gerechnet.

Elementaranalyse Biomasse

| | |
|---|---|
| Kohlenstoff | 0,50 kg/kg |
| Wasserstoff | 0,06 kg/kg |
| Sauerstoff | 0,43 kg/kg |
| Asche | 0,01 kg/kg |

Werte für die Trockensubstanz

Für einen Wassergehalt von 20 bzw. 40 % errechnen sich folgende Umrechnungszahlen:

| Wassergehalt Brennstoff | | | Sauerstoffgehalt Abgas 13 % | 11 % |
|---|---|---|---|---|
| 20 %: | 100 mg/m³ | entspricht | 68 mg/MJ | bzw. 54 mg/MJ |
| 40 %: | 100 mg/m³ | entspricht | 72 mg/MJ | bzw. 57 mg/MJ |

## *Diskussion – Dipl.–Ing. Manfred Wörgetter (Bundesanstalt für Landtechnik)*

**Dipl.–Ing. Göller** (Wirtschaftsministerium): Die Verordnung, die geschaffen wird für Kleinfeuerungsanlagen, die natürlich auch die Biomassenfeuerung berücksichtigt, enthält all die Gesichtspunkte, die genannt worden sind, auch energiebezogen. Gilt für Holz auch der $NO_x$–Grenzwert?

**Dipl.–Ing. Wörgetter**: In der Kleinfeuerungsanlagenverordnung gilt der Emissionsgrenzwert für Holz, in der Verordnung zum Luftreinhaltegesetz für Kesselanlagen gilt der Emissionsgrenzwert auch für andere biogene Brennstoffe, Rinde ist expressis verbis aufgezählt. Ich bezweifle, daß die bestehenden Anlagen und die neu zu installierenden Anlagen diesen Emissionsgrenzwert mit Rinde als Brennstoff einhalten werden können.

**Prof. Hackl**: Man sollte dazu aber auch sagen, daß Anlagen, die Rinde verfeuern in Österreich, solche sogar aus dem Ausland importieren müssen, um ihren Brennstoffbedarf zu decken. Das ist auch ein interessanter Aspekt.

**Fa. Loos**: Ich glaube, bei diesen ganzen Emissionsfragen sollte man auch berücksichtigen, von welchen Leistungen wir sprechen. Sie haben ganz kurz die Transportprobleme angeschnitten. Ich glaube, daß man nicht die Emissionen der Feuerungsanlagen für sich isoliert ansehen kann, daß die Emissionen der Bringung wohl auch zu berücksichtigen sind. Denn bei diesen Leistungen haben wir Transportprobleme.

**Prof. Hackl**: Vielleicht darf ich dazu gleich etwas sagen. Das ist auch ein bißchen mit dem Referat von Herrn Schimek am Vormittag, zu sehen. Wir behandeln im Grunde jetzt und beurteilen vom lufthygienischen Standpunkt alle Emissionen, die sozusagen ab der Verbrennung downstream erfolgen. Wir beurteilen nicht jeden Energieaufwand und den damit verbundenen Emissionenbereich oder das Emissionspotential, das durch die Bereitstellungsenergie verursacht wird. Wenn ich etwa annehme für die Braunkohle, der man sicherlich viele negative Punkte auch nachsagen und vorhalten kann, wenn ich bedenke, daß in einem Tagebau 1, 2 oder manchmal auch 3 Kilometer entfernt, die Bereitstellungsenergie eine wesentlich geringere ist, im Vergleich etwa zu bergbaugefördeter Steinkohle in Australien, die wir hier verfeuern, dann ist die Frage zumindest noch vollkommen offen, wie der gesamtenergetische Vergleich und der gesamte Emissionsvergleich aussieht. Wir wollen dies versuchen, im Rahmen der österreichischen $CO_2$–Kommision im kommenden Jahr etwas näher für den Standort Österreich zu definieren, weil sich damit unter Umständen Verschiebungen in der Beurteilung ergeben können, die allerdings nicht auf die lokale Luftsituation Einfluß nehmen können, aber von der gesamtökologischen Situation sicherlich Bedeutung haben. Soviel nur zu dieser Frage der Bereitstellungsenergie.

**Dipl.–Ing. Wörgetter**: Darf ich dazu nur etwas ergänzen. Wir von Seite des Landswirtschaftsministerium sind der Meinung, daß Biomasse in der Regel nicht über große Entfernungen transportiert werden soll. Wir wollen den dezentral anfallenden Brennstoff dezentral nutzen, lediglich in der holzverarbeitenden Industrie wird man auch größere Anlagen betreiben. Der einschränkende Faktor, der aber auch irgendwo den Energiebedarf für die Erzeugung beschreibt, sind die Kosten des Brennstoffes. Es wird bei der Biomasse in der Regel so sein, daß man den Brennstoff durch Energievorlei-

stungen nicht stark belasten kann und daher auch nicht durch Emissionsvorlasten stark belasten wird.

**Dipl.–Ing. Löffler** (Magistratsabteilung 22, Wien): Warum ist der Unterschied zwischen Stückholzfeuerung und diesen automatischen Feuerungen so hoch? Für mich auf jeden Fall unverständlich, daß automatische Feuerungen eine höhere Stickoxidemission haben. Ist das auf die Belastung des Kessels oder auf die Brennertemperatur zurückzuführen, oder gibt es keine gestufte Verbrennung?

**Dipl.–Ing. Wörgetter**: Ich verstehe das auch nicht. Das ist in dem steirischen Gesetzesentwurf aufgetaucht. Es gibt da auch noch eine andere Aussage: Buchenholz enthält mehr Stickstoff als Fichtenholz. Automatische Anlagen werden vermehrt für Fichtenholz gebaut, Stückholzkessel eher für schweres Holz, wie Buchenholz. Auch da fehlt die Erklärung.

**Dipl.–Ing. Stanke** (Magistratsabteilung 32, Wien): Ich habe eine Frage zur Umrechnung. Die Umrechnung von mg/m$^3$ auf mg/Energieeinheit, das ist doch Brennstoffwärmeleistung, und welchen Wirkungsgrad nehmen Sie, den Kesselwirkungsgrad?

**Dipl.–Ing. Wörgetter**: Der Faktor ist formelmäßig leicht zu beschreiben. Der Umrechnungsfaktor ist das trockene Verbrennungsgasvolumen dividiert durch den Heizwert. Das Problem bei den Holzbrennstoffen ist, daß sie mit unterschiedlichem Wassergehalt anfallen und unterschiedliche Verbrennungsgasmengen und Heizwerte liefern. Darüber hinaus besteht das große Problem, daß die volumsbezogenen Grenzwerte immer auf einen bestimmten Bezugssauerstoffgehalt gerechnet werden, der beim Holz 13 % in Österreich, in der Schweiz 11 %, in der BRD 11 % und bei Öl z.B. 3 % beträgt. Die Zahlen sind schwer vergleichbar. Ich persönlich bin der Meinung, daß Emissionsgrenzwerte in Zukunft nach Möglichkeit auf die eingesetzte Energie bezogen werden sollen.

**Prof. Hackl**: Im Anhang dieses Referates ist zur Umrechnung eine eigene Anleitung dabei.

**Dipl.–Ing. Löffler**: Sie haben schon recht, wenn man das wirklich so vergleicht, sollte man das so machen. Andererseits gibt es aber Argumente, das sehr wohl auf das Volumen zu beziehen. Denn das ist ja das, was die Anreiner nach einer Verdünnung vom Volumen ausgehend bei der Transmission zur Immission hin bekommmen. Daher ist es berechtigt auf Volumen zu beziehen. Diese Sauerstoffgehalte sind zwar verschieden und das schaut, wenn man das so untereinander liest, sehr obskur aus. In der Wirklichkeit ist das genau das selbe wie mit den Prüfölen, daß damit die Anlagen untereinander vergleichbar sind. Es gibt also auch ein Argument dafür, daß man das auf das Volumen bezieht.

**Dipl.–Ing. Kolbitsch** (Fa. Bertsch): Sie haben hier Werte genannt von 100, 150, was immer; in dem Fall, weil es ein Faktor 1 ist, ist es mir egal, pro Energie oder Raumeinheit. Das sind Laborwerte bzw. Typenkessel, die Sie in diesem Fall gemessen haben. Haben Sie ein paar Werte, die Sie nach einem Jahr bei irgendeinem emsigen Holzkesselbetreiber gemessen haben? Also irgendwo im Vergleich den Faktor 10, 5 oder 2.

**Dipl.–Ing. Wörgetter**: Dazu kann ich Ihnen nicht die Antwort geben, die Sie haben wollen. Wir haben das nicht gemacht. Ich kann Ihnen aber die Frage an sich beantworten. Nachdem CO und $NO_x$ negativ korrelieren, wird es bei einer Zunahme von CO zu einer Abnahme bei $NO_x$ führen. Die Probleme, die im praktischen Betrieb einhergehen, sind immer Probleme mit Emissionen von unverbrannten Produkten. D.h. die Stickoxid-

emission bei ausgeführten Anlagen wird beim gleichen Brennstoff eher niedriger sein wie am Prüfstand.

**Frage**: Ich bin dafür, daß man die Emissionen auf Brennstoff bezieht. Nur bin ich dafür, daß man den Wirkungsgrad mit einbringt. Beispiel: man hat einen wesentlich schlechteren Wirkungsgrad, aber die gleichen Emissionen. Ich finde die erste Umweltschutzmaßnahme ist der Wirkungsgrad, der aber überhaupt nicht berücksichtigt wird.

**Frage**: Ich glaube, die CO/$NO_x$ Korrelation ist nicht so richtig wiedergegeben. Es gibt im Grunde nicht diesen Zusammenhang, niedrige $NO_x$–Werte führen zu hohen CO–Werten.Der Zusammenhang ist viel größer. Wenn Sie $NO_x$ haben und Sie haben einen hohen CO–Wert im Abgas, wirkt das CO als Reduktionsmittel und reduziert das $NO_x$. Von der Feuerung her ist der Zusammenhang also nicht schlüssig, daß eine $NO_x$–arme Feuerung gleichzeitig viel CO emittiert.

**Dipl.–Ing. Wörgetter**: Beides habe ich im Vortrag präsentiert. Beide Gesichtspunkte sind in meinem Vortrag enthalten.

**Prof. Hackl**: Und es ist auch die Frage, woher das $NO_x$ stammt, ob es ein Brennstoff– oder ein thermisches $NO_x$ ist.

# Das SAACKE TEMINOX-System *)

## Low $NO_x$-Brenner mit gezielter Strömungsführung zur Temperaturspitzenabsenkung

Dr.-Ing. N. Schopf, Dipl. Ing. W. Peters **)

## 1 Einleitung

Das Ziel verantwortungsvoller Ingenieure und Techniker im Bereich der Feuerungstechnologie ist, die Energie so optimal wie möglich zu nutzen und die Umweltbelastung so niedrig wie möglich zu halten.
Im Bild 1 sind die aktuellen Grenzwerte für die Bundesrepublik Deutschland, die in der TA-Luft niedergelegt sind, dargestellt. Es handelt sich dabei um sogenannte «dynamisierte TA-Luft-Grenzwerte», die entsprechend dem Stand der Technik vom Länderausschuß für Immissionsschutz ständig neu festgelegt werden.
Die Schweiz hat bereits seit Anfang 1992 in der Luftreinhalteverordnung (LRV '92) Grenzwerte festgelegt, die weit unter den bundesdeutschen Grenzwerten liegen. Mit diesen Werten hat die Schweiz die Vorreiterrolle in Europa übernommen.

**Grenzwerte Bundesrepublik Deutschland/Schweiz**

| Geltungsbereich | flüssiger Brennstoff | | | gasförmige Brennstoffe | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | TA-Luft '86 | künftige TAL | LRV '92 | TA-Luft '86 | künftige TAL | LRV '92 |
| | 1 bis < 50 MW | | | < 100 MW | | |
| Einschränkungen | bis 5 MW nur Heizöl EL | | | keine | | |
| $O_2$-Bezugswert | 3 Vol. % | | | 3 Vol. % | | |
| CO *) | 170 | | 60 | 100 | | 60 |
| $NO_x$ *) | 250 EL<br>450 S | 200/150 EL<br>300 S | 150/120 **) EL<br>450/300 ***) S | 200 | 150/100 | 110/80 **) |

*) Alle Emissionswerte in mg/m³ (0 °C, 1013 mbar) bei dem jeweiligen $O_2$-Bezugswert, $NO_x$ als $NO_2$ angegeben
**) Heizmedientemperatur über 110 °C/bis 110 °C
***) 5-50 MW/50 -100 MW

*Bild 1 Grenzwerte Bundesrepublik Deutschland/Schweiz*

Die Firma SAACKE hat Anfang 1990 mit der Entwicklung einer neuen Brennergeneration für Heizöl EL und Gas begonnen. Von Anfang an wurden dabei zwei Leistungsgruppen unterschieden: Für den Leistungsbereich 3 – 10,5 MW ( 3-Zug-Kessel und Umkehrflammenkessel) wurde das TEMINOX-System entwickelt, für den Bereich 10 – 50 bzw. 100 MW (Strahlungskessel) ein auf dem Dampfdruckzerstäuber aufbauendes System.

*) Vortrag von Dr. N. Schopf anläßlich des Expertenhearings "Entwicklung und fortschrittlicher Stand der Technik zur Emissionsminderung von Stickoxiden und Schwefeloxiden aus Feuerungsanlagen im Leistungsbereich von 3–50 MW"

**) Dr.-Ing. N. Schopf, Dipl. Ing. W. Peters, Firma SAACKE GmbH & Co. KG, Südweststraße 13, W-2800 Bremen 21

SAACKE

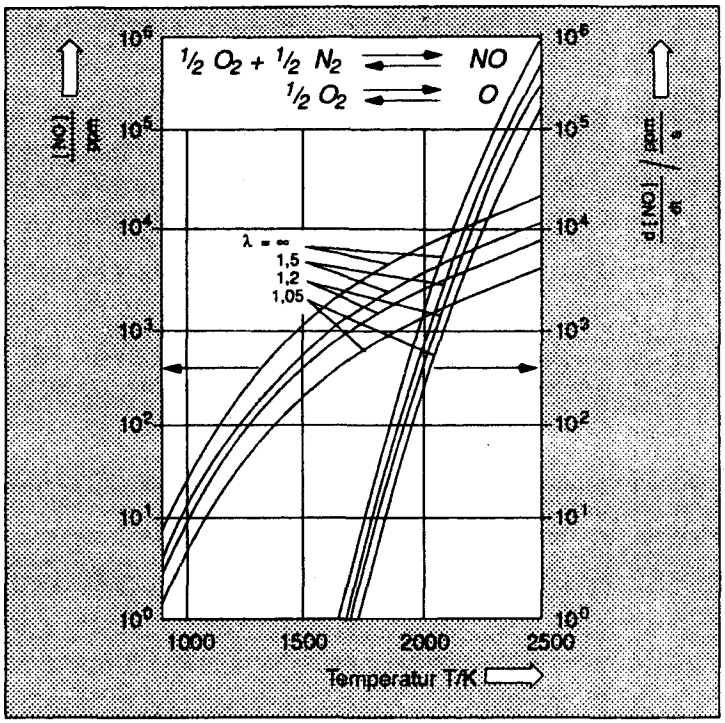



*Bild 2 Gleichgewichtskonzentration [NO] und Bildungsgeschwindigkeit d[NO]/dt nach Zeldovic (Methanverbrennung)*

## 2 Schadstoffbildungsmechanismen und Konzepte zur Problemlösung

Die Mechanismen für die NO-Bildung in technischen Feuerungen sind seit Jahren hinlänglich bekannt. Bei der Verbrennung von Heizöl EL und Erdgas wird Thermisches NO gebildet. Dabei ist die Reaktion von molekularem Stickstoff der Luft mit atomarem Sauerstoff sehr stark temperaturabhängig. In Bild 2 ist diese Abhängigkeit deutlich zu erkennen. Auf der rechten Ordinate ist die Bildungsgeschwindigkeit des NO als Funktion der absoluten Temperatur dargestellt. Bei 1600 °C ergibt sich eine Bildungsgeschwindigkeit von 25 ppm/sec, steigt die Temperatur um 100 K, liegt sie bereits bei 190 ppm/sec.

Hier wird der entscheidende Lösungsansatz für die NO-Minderung deutlich. In der praktischen Umsetzung müssen folglich jene Flammenzonen, in denen Spitzentemperaturen herrschen, eliminiert werden. Es ist somit nicht erforderlich, das gesamte Temperaturniveau in der Flamme im großen Umfang um mehrere 100 K abzusenken.

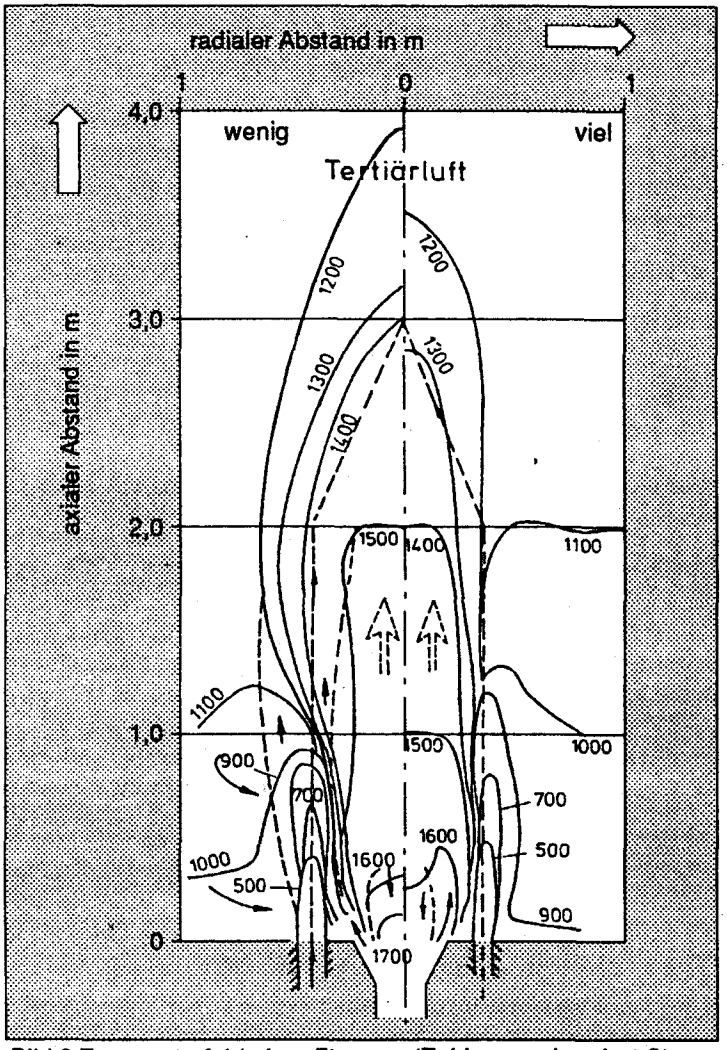



*Bild 3 Temperaturfeld einer Flamme (Zahlenangaben in °C)*

Im Bild 3 ist ein der Literatur entnommenes Temperaturfeld einer 5 MW Versuchsbrennkammer (Erdgasflamme) dargestellt. Das Wesentliche in dieser Darstellung sind die Temperaturzonen oberhalb von 1600 °C. Sie befinden sich in Brennernähe und sind relativ klein ausgeprägt. Bei Zugabe von Stufenluft (Tertiärluft) sind rapide Temperaturgradienten zu erkennen.

In den kleinen Zonen mit hohen Temperaturen entstehen, nimmt man Bild 2 zur Hilfe, folglich die größten Anteile des Thermischen NO. Wenn man das Temperaturfeld vergleichmäßigt, d.h. sehr intensiv mischt, können diese Temperaturspitzen abgebaut werden.

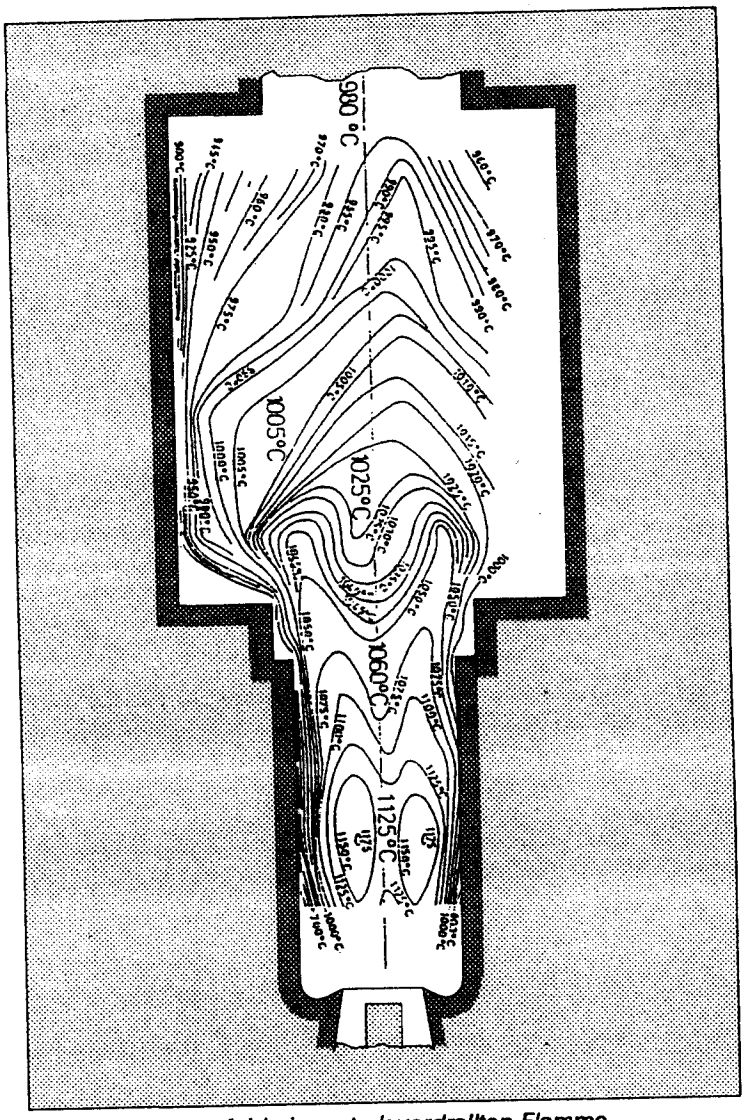



*Bild 4 Temperaturfeld einer stark verdrallten Flamme*

Dies soll in einem Beispiel verdeutlicht werden. Im Bild 4 ist das Temperaturfeld einer stark verdrallten Erdgasflamme in einer Drallbrennkammer (TU Clausthal) dargestellt. Die Temperaturunterschiede sind durch die enorme Mischintensität nur noch sehr gering. Sie liegen bei 100 bis 150 Grad Celsius.
Die Aufgabe, einen $NO_x$-armen Brenner zu konstruieren, muß demnach damit verbunden sein, die Temperaturspitzen abzubauen und das gesamte Temperaturfeld zu vergleichmäßigen.

## 3 Das TEMINOX-System

Das Prinzip des TEMINOX-Systems ohne externe Rauchgasrezirkulation ist zunächst für den Einsatz an 3-Zug-Kesseln gedacht, später aber auch für Umkehrflammenkessel. Es läßt sich mit dem Bild 5 sehr einfach veranschaulichen. Dargestellt ist ein Brenner in Monoblockbauweise. Konzentrisch im Feuerraum ist die Reaktionskammer, ein Rohr aus hitzebeständigem Stahl, angeordnet. Eine spezielle Stahlkonstruktion sorgt für die äquidistante, zentrische Anordnung im Feuerraum. Der Durchmesser der Reaktionskammer liegt bei maximal 80 % des Flammrohrdurchmessers, die Länge beträgt etwa 60 – 70 % der Flammrohrlänge.
Die Reaktionskammer wurde auf ihre Standfestigkeit untersucht. Metallurgische Untersuchungen der TU Clausthal an verschiedenen Materialproben (einige 100 Stunden Betrieb im Testfeld Bremen) bescheinigen, daß weder Verzunderung (oberhalb 1150 °C) noch Versprödung (unterhalb 800 °C) festzustellen sind. Durch ein spezielles mathematisches Modell, mit dem der Wärmeübergang in diesem System berechnet wird, ist es möglich, die Dimensionierung der Reaktionskammer so zu gestalten, daß sie im richtigen Temperaturbereich arbeitet. Die Tragkonstruktion der Reaktionskammer ist nach mehren Probeansätzen inzwischen so optimiert, daß sie die äquidistante Plazierung der Reaktionskammer im Flammrohr gewährleistet.
Der dargestellte Brenner ist ein Kombibrenner (Öl/Gas). Die Zufuhr von Heizöl EL geschieht durch die zentral angeordnete Druckzerstäuberlanze, Erdgas wird über die konzentrisch um die Öllanze angepaßte Gasdüse zugeführt. Die Verbrennungsluft ist in zwei Hauptströme aufgeteilt. Die Primärluft strömt hochverdrallt, zentral in den Feuerraum. Sie sorgt für die extrem gute Vermischung der Stoffströme und für das vergleichmäßigte Temperaturprofil. Die Sekundärluft wird über Düsen, hier 8 Stück, zugeführt, die um die Primärluft herum angeordnet sind. Diese Sekundärluftdüsen wirken wie Injektoren. Sie führen zu einer Rezirkulation von Rauchgas vom hinteren Ende der Reaktionskammer. Auf diesem Wege zum Brenner zwischen Kesselwand und Reaktionskammer kühlen sich die Rauchgase ab. Durch die Drallströmung der Primärluft eingemischt, sorgen sie für die Temperatursenkung in der Flamme.

SAACKE

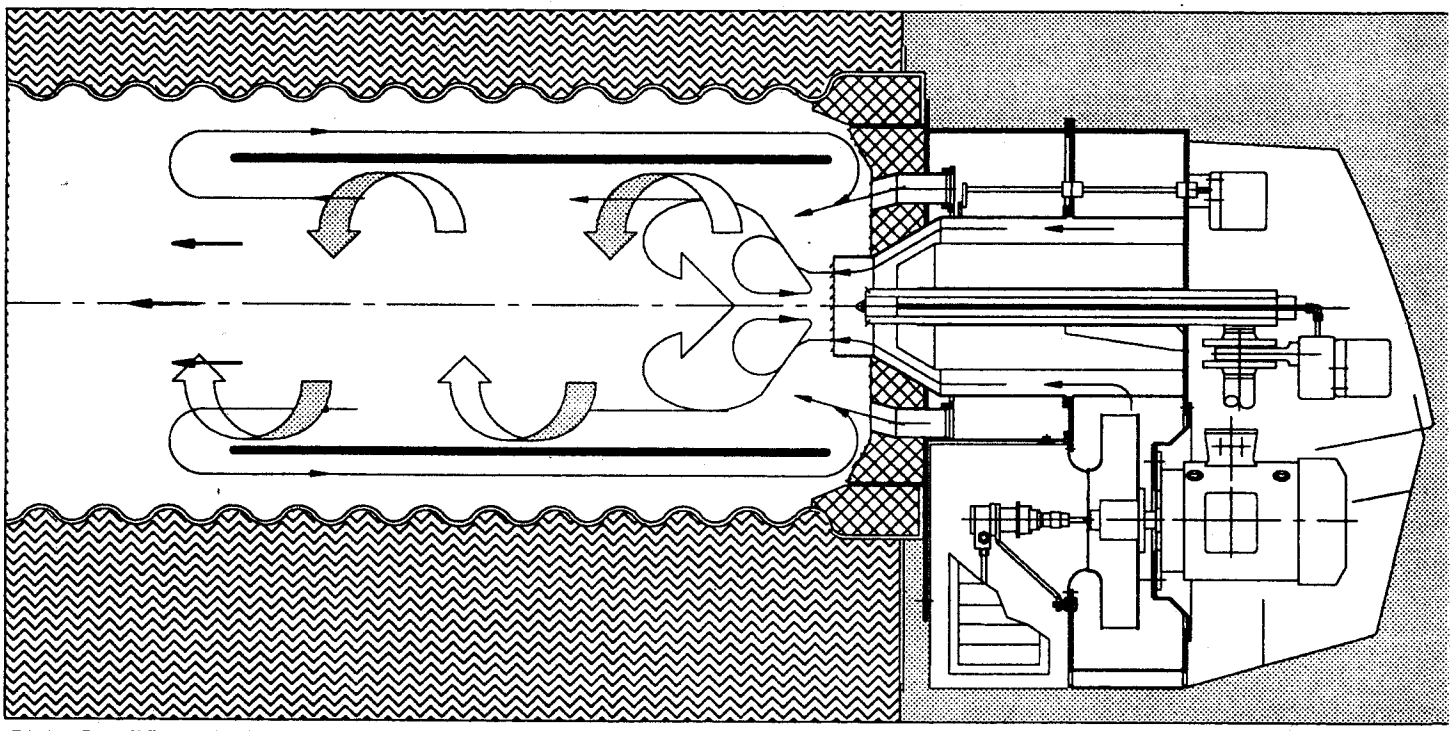


*Bild 5 Das TEMINOX-System mit Monoblock-Brenner*

## 4 Ergebnisse im Versuchsfeld in Bremen

Im Versuchsfeld in Bremen stehen vier Flammrohrkessel im Leistungsbereich zwischen 2 und 9 MW zur Verfügung. An drei Kesseln sind zur Zeit TEMINOX-Brenner installiert, deren Versuchsergebnisse im folgenden erläuert werden. Die dargestellten $NO_x$-Werte sind auf 3 % $O_2$ im Abgas bezogen worden. Der Stickstoffgehalt im Heizöl EL unterliegt den üblichen Schwankungen von handelsüblichem Heizöl. Die Werte wurden bei Kesseldrükken von 10 – 12 bar (3 und 5 MW) bzw. 6 bar (9 MW) gemessen. Bei der Erdgasverbrennung ergeben sich die im Bild 6 und Bild 7 dargestellten Verläufe. Deutlich zu erkennen ist ein Anstieg des $NO_x$ mit steigender Leistung. Die 3 Kurvenverläufe im Bild 6 resultieren aus Versuchen, bei denen die Sekundärluftdüsenanordnung variiert worden ist. Das $NO_x$-Niveau liegt bei Erdgas mit Sicherheitsabstand unter den zum Ziel gesetzten 100 mg/m³ (bezogen auf 3 % $O_2$) bis zu einer bestimmten maximalen Feuerraumwärmebelastung. Für Heizöl EL seien an dieser Stelle stellvertretend Ergebnisse mit dem 3-MW-Duoblockbrenner dargestellt (Bild 8). Der Anstieg des $NO_x$ mit steigender Leistung ist hier ebenso ausgeprägt wie beim Erdgas. Die $NO_x$-Emissionen bei dem 3-MW-Brenner sind die besten im Feldversuch ermittelten, bezogen auf die Feuerraumwärmebelastung.

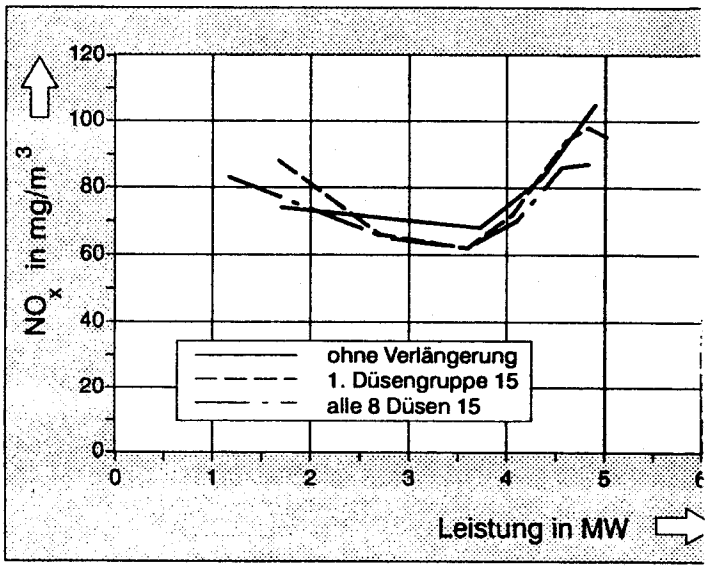



*Bild 6 Versuchsergebnisse bei Erdgas-Verbrennung an einer 5 MW Versuchsanlage. Variation der Sekundärluftgeometrie. CO < 10 mg/m³*

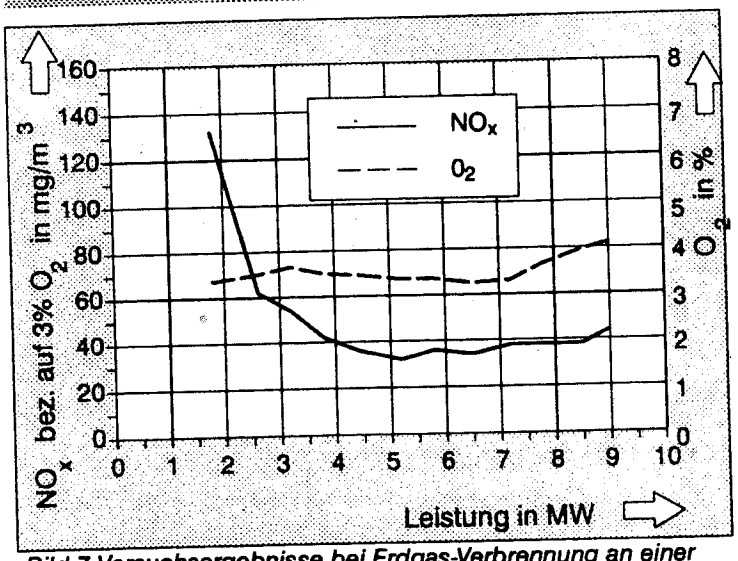



*Bild 7 Versuchsergebnisse bei Erdgas-Verbrennung an einer 9 MW Versuchsanlage. CO < 10 mg/m³*

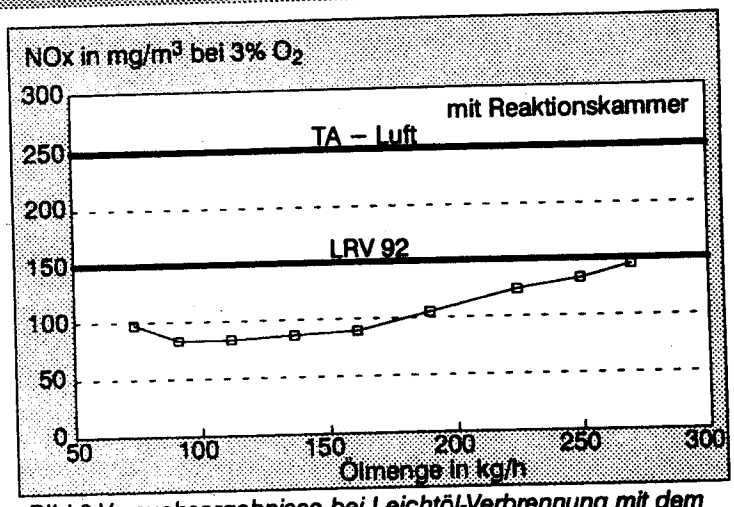



*Bild 8 Versuchsergebnisse bei Leichtöl-Verbrennung mit dem TEMINOX-System (Duoblock) an einer 3-MW Versuchsanlage. Rußzahl < 0,3*

Bei den Brennern mit hoher Leistung muß die maximale Feuerraumwärmebelastung kleiner sein. Wie das aussehen kann, ist im Bild 9 dargestellt. In dem Bild sind neben den Brennerbezeichnungen (TGL 20, etc.) die entsprechenden Kesselleistungen sowie die hierzu passenden, typischen Kesselabmessungen aufgeführt. Die maximale Feuerraumwärmebelastung für die Einhaltung von 100 mg/m³ $NO_x$ bei Erdgas bzw. 150 mg/m³ $NO_x$ bei Heizöl EL ist als Anhaltswert zu verstehen. Nach dem gegenwärtigen Stand sieht es so aus, als wenn diese Werte nach unten hin korrigiert werden müßten.

Dem TEMINOX-System kommt es entgegen, wenn der Kessel einen möglichst großen Kesseldurchmesser aufweist. Dies führt zur Minimierung von Druckverlusten im Rezirkulationsspalt und somit zu einer höheren, rezirkulierenden Rauchgasmenge.

| Typ | Kesselleistung | | $Q_F$ | $m_{EL}$ | $P_{FR, max}$ | Anhaltswerte | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | $\varnothing_i$ Flamm-rohr | L Flamm-rohr ohne Wendekam-mer. | $q_F$ |
| TGL, TG, TL | MW | t/h | MW | kg/h | mbar | mm | mm | MW/m³ |
| 20 | 2,3 | 3,6 | 2,6 | 220 | 8 | 825 | 3200 | 1,5 |
| 35 | 3,5 | 5,4 | 3,9 | 330 | 10 | 950 | 3900 | 1,4 |
| 45 | 4,8 | 7,3 | 5,3 | 450 | 10 | 1100 | 4300 | 1,3 |
| 55 | 6,0 | 9,0 | 6,6 | 560 | 12 | 1200 | 4800 | 1,2 |
| 70 | 7,3 | 11 | 8,1 | 680 | 12 | 1350 | 5100 | 1,1 |
| 90 | 9,4 | 14,3 | 10,4 | 880 | 14 | 1500 | 5600 | 1,05 |

*Bild 9 Geplante Leistungsdaten für den TEMINOX Brenner*

## 5 Vorteile des TEMINOX-Systems und Markteinführung

Das TEMINOX-System kann die $NO_x$-Werte bis auf die Werte reduzieren, die Anlagen mit externer Rezirkulation nach dem heutigen Stand der Technik erreichen. Die Vorteile gegenüber diesen Anlagen liegen im Bereich der Investitions- und Betriebskosten. Zusätzliche Rohrleitungen und ein zweites Gebläse entfallen. Es wird keine zusätzliche Steuerung wie bei der externen Rezirkulation benötigt. Die Inbetriebnahmezeit verkürzt sich, und die Betriebssicherheit steigt. Erhöhte Energiekosten für ein zweites Gebläse entfallen.

Die Beschränkung der maximal zulässigen Feuerraumwärmebelastung gibt es häufig auch bei den Anlagen mit externer Rezirkulation, da hier der Feuerraumgegendruck mit dem um die Rezirkulationsmenge erhöhten Rauchgasvolumenstrom quadratisch anwächst.

Das TEMINOX-System ist gegenwärtig noch nicht für den Verkauf freigegeben. Eine erste Anlage wird Ende November 1992 in Süddeutschland in Betrieb genommen. Es handelt sich dabei um einen 7-MW-Kombibrenner in Duoblockausführung. Zwei weitere Anlagen über 10 MW werden 1993 in der Schweiz in Betrieb gehen. Nach Abschluß der Konstruktion der Baureihe sowie der Ergebnisse im Feldversuch in Bremen bzw. mit Pilotanlagen wird die Markteinführung des TEMINOX beginnen.

## 6 Low $NO_x$-Brenner oberhalb 10 MW

Wie obenstehend erwähnt, entwickelt SAACKE für den Leistungsbereich 10–100 MW (Einsatz an Strahlungskesseln) ein ähnliches System. Die Entwicklung ist noch nicht so weit wie beim TEMINOX, erste Ergebnisse an einem 10 MW Strahlungskessel in Bremen (Bild 10 und 11) sind jedoch vielversprechend. Als erstes Ziel sind hier ebenfalls 100 mg/m³ $NO_x$ für Erdgas bzw. 150 mg/m³ $NO_x$ für Heizöl EL vorgegeben. Die Werte sollen ohne externe Rauchgasrezirkulation erreicht werden.

Der Brenner, an dem die Versuche durchgeführt werden, hat eine Leistung von 8 MW und liegt damit am unteren Ende des Leistungsbereiches dieser Baureihe. Er sieht im Detail anders aus als der TEMINOX-Brenner, jedoch sind einige Aspekte übernommen worden. Eine Reaktionskammer wie beim TEMINOX-System ist allerdings aus mannigfaltigen Gründen bei dieser Baureihe nicht möglich. Für die Aufbereitung des Heizöl EL wird hier auf dem bewährten SAACKE Dampfdruckzerstäuber aufgebaut, der einen ausreichend großen Regelbereich ermöglicht.

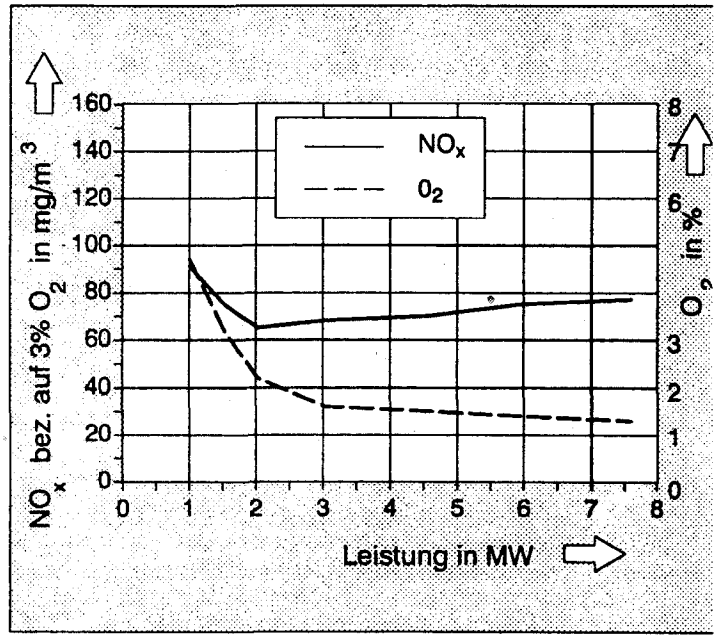



*Bild 10 Versuchsergebnisse bei Erdgas-Verbrennung an einer 8 MW Versuchsanlage (Strahlungskessel).*

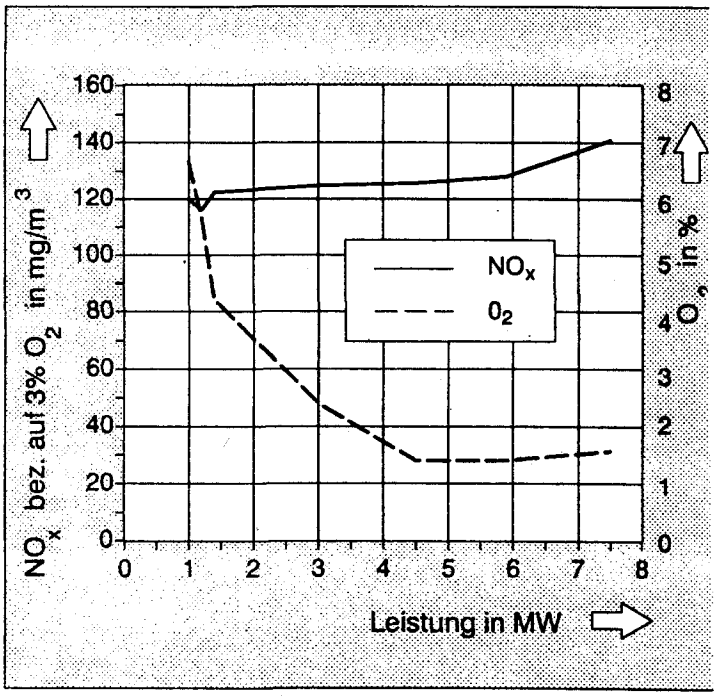



*Bild 11 Versuchsergebnisse bei Leichtöl-Verbrennung an einer 8 MW Versuchsanlage (Strahlungskessel).*

## 7 Verbrennung von Schweröl und anderen stickstoffhaltigen Flüssigbrennstoffen

Die NO-Bildung aus organisch gebundenem Stickstoff, wie sie z.B. im Schweröl dominant ist, kann mit den zuvor vorgestellten Brennern nicht gemindert werden. Brennerseitige Maßnahmen, wie sie von SAACKE in Bremen getestet wurden (Vorbrennkammer mit Luftstufung), können die $NO_x$-Emissionen auf Werte unter 450 mg/m³ reduzieren. Durch die hohen Investitionskosten und Anforderungen an die Betriebsweise (An-/Abfahrbetrieb) wie auch an die Steuerungs- und Regeltechnik ist die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen nur im Einzelfall gegeben.

Die Firma SAACKE favorisiert, wenn es um die Einhaltung von 450 mg/m³ $NO_x$ geht, eindeutig Sekundärmaßnahmen, wie sie von der Firma SAT, Norderstedt, angeboten werden. Die Investitionskosten solcher SNCR-Anlagen liegen weit unter denen einer Vorbrennkammer. Die SNCR ist voll kompatibel mit dem SAACKE-Drehzerstäuber, der in punkto Regelbereich, Ausbrand- und Betriebssicherheit seit Jahrzehnten führend auf dem Schwerölsektor ist.

Eine deutliche Unterschreitung der 450 mg/m³, wie in der BRD für Neuanlagen (300 mg/m³) gefordert wird, kann mit der SNCR nicht erreicht werden. Hier wird sich auf Dauer die Katalysator-Technik durchsetzen, die für den 3-Zug-Kesselbereich noch nicht zu Ende entwickelt ist.

## 8 Zusammenfassung

Mit dem neuen TEMINOX-System sind $NO_x$-Werte bei Erdgas und Heizöl EL realisierbar, wie sie bislang nur mit dem großen apparativen Aufwand einer externen Rauchgasrezirkulation erreicht wurden. Unter Berücksichtigung einer maximalen Feuerraumwärmebelastung können $NO_x$-Werte bei Erdgas von 100 mg/m³ und bei Heizöl EL von 150 mg/m³ eingehalten werden.

Das TEMINOX-System wird 1993 in den Markt eingeführt.

Für den Leistungsbereich 10–100 MW bietet der modifizierte Dampfdruckzerstäuber ebenfalls die Möglichkeit, $NO_x$-Werte von 100 mg/m³ (Erdgas) bzw. 150 mg/m³ (Heizöl EL) ohne externe Rezirkulation sicher zu unterschreiten.

Der Brenner wird voraussichtlich ab 1994 serienreif entwickelt werden.

Für die $NO_x$-arme Verbrennung von Schweröl bietet sich aus vielen Gründen (Kosten, An- und Abfahrbetrieb) ein SAACKE-Drehzerstäuber in Verbindung mit einer SNCR an, wie sie von der Firma SAT angeboten wird. Mit diesem Verbund sind Feststoffemissionen unter 80 mg/m³ sowie $NO_x$-Werte unter 450 mg/m³ sicher einzuhalten. Werden $NO_x$-Werte von 300 mg/m³ gefordert, wird sich auf Dauer die Katalysatortechnik durchsetzen.

SAACKE

# *Chemische Verfahrenshilfsstoffe zur Einhaltung von Emissionsgrenzwerten*

*Dr.–Ing. Thomas Reynolds, SAT CHEMIE GMBH, Norderstedt*

## 1. Einleitung

Der Energiebedarf in den Bereichen Industrie, Haushalt und Kleinverbraucher sowie Verkehr ist seit langem ein Kennzeichen für die Beurteilung der Wirtschaft und des Wohlstandes eines Landes.

Begrenzte Energieressourcen und zunehmende Umweltbelastung sind während der letzten 20 Jahre jedoch zu einem entscheidenden Kriterium für den Energieeinsatz geworden und haben zur Entwicklung von sogenannten High Tech Systemen geführt, um den spezifischen Energiebedarf der jeweiligen Systeme und ihrer Bildung von umweltbelastenden Schadstoffen deutlich zu verringern. So ist z.B. der jährliche Primärenergieverbrauch in den westlichen Ländern seit 1979 bis 1989 verringert worden, obgleich während dieser Zeitspanne sich die Wirtschaftskraft und das Wirtschaftswachstum, also die Bruttowertschaffung, nachhaltig vergrößert haben. Dabei ist im allgemeinen der Anteil der Industrie an Primärenergiebedarf gesunken, während sich vor allem der Verkehrssektor vergrößert hat. Eindeutiger Hinweis, daß sich die Industrie um den rationellen Einsatz der fossilen Energieträger bemüht hat. Energieträger, die zum einen preisgünstig sein müssen, aber zum anderen nicht unproblematisch bei der emissionsarmen Verbrennung zur Wärmenutzung sind. Diese trifft vor allem bei den Festbrennstoffen und Heizöl S, aber auch auf Erdgas zu.

Obgleich die Emissionen überwiegend durch den Einsatz der fossilen Brennstoffe, das heißt Kohle und Braunkohle, in Kraftwerken bestimmt sind, verbleibt in dem Bereich der Feuerungsleistung bis 50 MW außerordentlich viel zu tun, um in den nächsten Jahren die allgemeinen gesetzlichen Anforderungen zu erfüllen. Dies gilt gleichermaßen für Alt– wie auch für Neuanlagen.

Da gerade im kleinen und mittleren industriellen Einsatzbereich der Brennstoff Heizöl S aus Sicht der technischen Anwendung und der Wirtschaftlichkeit besondere Vorteile bietet, ist es zwingend, den Anwendern Problemlösungen zur hier relevanten Reduzierung der Schadstoffe anzubieten. Dies sind vor allem Verfahren zur Minderung der Rußzahl und des Staubes sowie aber auch der Reduzierung der Stickstoffoxide und des Kohlenmonoxid.

Die Bedeutung des Heizöl S leitet sich nicht zuletzt aus dem Fakt ab, daß bei der Herstellung von Produkten, die maßgeblich über die zu ihrer Erzeugung notwendigen Energiekosten ihre Wettbewerbsfähigkeit ableiten. Für die Anwender der Heizöl S Anlagen kann dies im Wettbewerb zu anderen Produktionsstandorten ihre überlebenssnotwendige Bedeutung haben.

Mit der 1% schwefelarmen Heizöl S Ware werden die $SO_2$–Emissionswerte im allgemeinen eingehalten. In besonderen Fällen können Abgas– und Entschwefelungsanlagen eingesetzt werden, um die gesetzlichen Auflagen zu erfüllen.

## Heizöl S – Anforderungen bei der Anwendung und Verbrennung

- Wärme nahstöchiometrisch freisetzen
- Ablagerungen auf den Heizflächen vermeiden
- Umweltbelastung gering halten
- zeitlich stabile Lagerung ermöglichen
- Pumpfähigkeit oberhalb 60 °C gewährleisten

*Bild 1*

## Heizöl S – Kennwerte für die Verbrennung

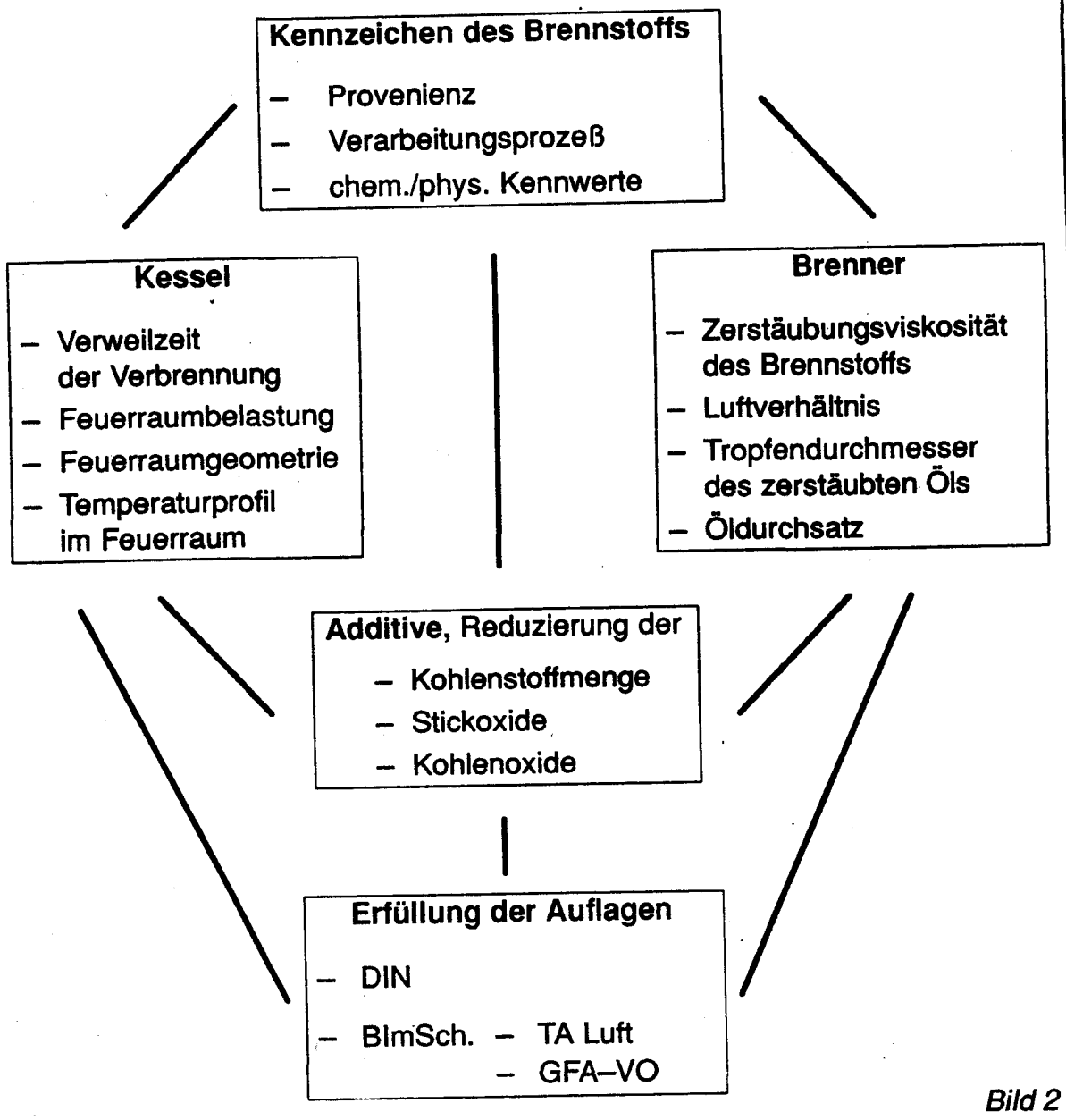



*Bild 2*

Setzt man voraus, daß Heizöl S ein attraktiver Brennstoff für diese Anwendungsgebiete bleiben wird, wenn es die in Bild 1 aufgelisteten Aufgaben prinzipiell erfüllen kann, als Produkt selbst außer zuverlässigen Qualitätssicherungsmaßnahmen aber keine grundsätzlich qualitative Weiterentwicklung erfahren kann, dann wird, wie in Bild 2 zusammengestellt, deutlich, durch welche Problemlösungen derzeitige und sicherlich fortschreitende Auflagen in den o.a. Bereichen erfüllt werden können.

Verbesserte Brennsysteme können und werden sicherlich bei der nahstöchiometrischen Verbrennung zur Verminderung der Rußzahl, des Staubgehaltes, der Kohlenmonoxidanteile und der $NO_x$–Mengen beitragen. Es besteht jedoch kaum ein Zweifel, daß bei gegebener Feuerraumgeometrie zweckgerichtete Lösungen teuer, technisch aufwendig und immer nur eine Teillösung sein werden. Dies gilt für Alt– und für Neuanlagen. Staubfilter, Entschwefelungs– und Entstickungsanlagen werden während der nächsten 10 bis 15 Jahre im Einsatzbereich bis 50 MW ebenfalls nur sehr bedingt wirtschaftlich eingesetzt werden können.

Wenn also die Einflußmöglichkeiten zur Reduzierung der o.a. Schadstoffe wirtschaftlich und technisch vertretbar nicht

- im Brennstoff,
- der Kesselkonstruktion,
- der Brennerkonstruktion und
- der Abgasentsorgung

liegen, dann verbleibt als Option der gezielte Einsatz von Additiven, ob im Brennstoff zugemischt, der Verbrennungsluft oder dem Abgas, sofern negative Nebenwirkungen nachweislich nicht eintreten und der wirtschaftliche Einsatz solcher Verfahrenstechniken, errechnet aus der Investition und den Betriebskosten, gesichert und die Verfahrenstechnik leicht beherrschbar und akzeptabel ist.

Während der letzten 30 bis 40 Jahre wurde immer versucht, Einzelprobleme durch den Zusatz eines Additivs bei der Industriefeuerung zu lösen. Dabei war es im allgemeinen so, daß man bemüht war, das Additiv, das rein theoretisch bestimmte Reaktionen bewirken sollte, entweder im Bereich des Problems selbst oder über den Brennstoff zur Problemstelle führte, wobei die dafür erforderlichen und eingesetzten Techniken überwiegend nicht den Anforderungen entsprachen. Demzufolge waren die Ergebnisse für ein und dasselbe Problem häufig auch nicht reproduzierbar. Nachdem dies erkannt war, wurde dem Engineering mehr Aufmerksamkeit gewidmet, so daß man heute feststellen kann:

- Die spezifisch wirkenden Additive für eine Reihe von Problemlösungen sind entwickelt.
- Die für die wirksame Nutzung der Additive erforderlichen Verfahrenstechniken sind ebenfalls entwickelt.

## 2. Das ERC–Emissions–Reduzierungs–Konzept für kleine und mittlere Heizöl S befeuerte Dampfkesselanlagen

Wie bereits ausgeführt, ist bei kleinen und mittelgroßen Wärmeerzeugungseinheiten der wirtschaftliche Einsatz von Primär– und Sekundärmaßnahmen häufig nicht mög-

lich, da sie sich überwiegend entweder auf die Primär– oder auf die Sekundärseite konzentrieren. Das ERC–System von SAT CHEMIE ist dagegen eine ganzheitliche Kombination von Primär– und Sekundärmaßnahmen aus einer Hand. Es besteht aus der Kombination zweier unterschiedlicher Additiv–Dosiersysteme: Aus dem Zudosieren von den Verbrennungsvorgang unmittelbar beeinflussenden Verfahrenshilfsstoffen (Additive), die in das Öl dosiert werden, und dem Eindosieren von $NO_x$–reduzierenden, wasserlöslichen Substanzen in den Kesselraum.

*1. Primärsystem*
- Dosieren von öllöslichen Additiven zum Heizöl S

*2. Sekundärsystem*
- SAT–BL–Löw–$NO_x$–System als ein in sich geschlossenes, unabhängiges Additiv–Dosiersystem zur sekundärseitigen $NO_x$–Reduzierung (SNCR–Verfahren).

Die beim Betrieb von Schwerölbefeuerung begrenzten Schadstoffe sind zur Erinnerung in der folgenden Übersicht nochmals aufgeführt. In der Bundesrepublik Deutschland sind diese Werte zum 1.3.1994 von allen schwerölbefeuerten Anlagen einzuhalten.

| Emissionsbegrenzter Schadstoff | Grenzwert |
|---|---|
| – CO | 170 mg/m³ |
| – $NO_x$ | 450 mg/m³ |
| – $SO_x$ | 1700 mg/m³ |
| – Staub | 50 mg/m³ bzw. 80 mg/m³ (bei 1 % –Ware) |

Diese Schadstoffe lassen sich in den unterschiedlichen Problemkreisen bzw. Systemen einstellen bzw. angeben:

Problemkreis 1 – Primärsystem:
- Staub–
- Ruß–
- $SO_3$–Emissionen
- Begrenzung thermisches NO

Problemkreis 2 – Sekundärsystem:
- $NO_x$–Emissionen

Wie bereits ausgeführt, werden die Schwefeldioxid–Grenzwerte durch die Verwendung von schwefelarmen Heizöl S eingehalten. Der "Kniff" dieses modernen Systems liegt in der Tatsache, daß sich durch die Verwendung primärseitiger Verfahrenshilfsstoffen eine nahstöchiometrische Fahrweise mit entsprechenden Reduzierungen des thermischen $NO_x$ einstellt, so daß auf der Sekundärseite nur noch ein relativ geringer $NO_x$–Gehalt der Abgase reduziert werden muß.

## 2.1 Primärsystem

Die Staub–, Ruß– und CO–Emissionen können durch die Additivierung des Schweröles entscheidend reduziert werden. Zur Erreichung optimaler Ergebnisse ist es uner-

läßlich, Dosierpumpen zu verwenden. Es stehen preisgünstige Dosiereinrichtungen zur mengenproportionalen Beimischung von Additiven zur Verfügung, wobei die Zugabe in die Brennstoffleitung vor dem Brenner erfolgt. Bei diesen Additiven handelt es sich um die bekannte satamin–Reihe, vollständig öllösliche metallorganische Verbindungen. Diese modernen Additive bestehen grundsätzlich aus mehreren Komponenten, die in der Flamme synergistisch zusammenwirken.

Wir müssen hierbei unterscheiden zwischen Wirkstoffen, die
- verbrennungsverbessernd
- neutralisierend

wirken.

### 2.1.1 Verbrennungsverbesserer

Die Wirkungen der in den Additiven eingesetzten Grundprodukte lassen sich grundsätzlich in drei differente Kategorien einteilen.

*1. Die Ionisation.*

Hierunter sind Wirkstoffe zu verstehen, die stark ionisierend in der Flamme auf Moleküle und Partikel wirken und dadurch die Bildung von Kernen bzw. deren Koagulationsrate herabsetzen. Das Ergebnis ist eine Abnahme der Rußmenge bzw. eine Verschiebung der Partikelvergrößerung zu kleineren, schneller abbrennenden.

*2. Bildung von OH–Radikalen.*

Diese Wirkstoffe bilden eine hohe Anzahl von OH–Radikalen. OH–Radikale sind bekanntermaßen in der Lage, außerordentlich rasch Rußpartikel und gasförmige Kohlenwasserstoffe zu oxidieren.

*3. Oxidationskatalysator.*

Hierunter ist allgemein eine Erhöhung der Oxidationsrate durch den Einsatz der Wirkstoffe festzustellen. Der interessierte Leser sei hier an die ausführliche Schilderung in dem Forschungsbericht des IVD der Universität Stuttgart mit dem Titel "Schadstoffminderung Schwerölfeuerungen durch Additive Ruß, $SO_3$ und $NO_x$" verwiesen. Durch die Kombination dieser Effekte lassen sich sehr individuelle Lösungsmöglichkeiten an unterschiedlichen Kessel– und Brennerkonfigurationen erarbeiten.

### 2.1.2 Neutralisation

Bei der Verbrennung des im Heizöl S vorhandenen Schwefels wird dieser zu Schwefeldioxid ($SO_2$) oxidiert. Ein gewisser Anteil des $SO_2$ wird in Abhängigkeit von Luftüberschuß, Flammentemperatur sowie Belegung des Kessels zu Schwefeltrioxid ($SO_3$) weiter aufoxidiert (Katalytische Nachoxidation). Das Schwefeltrioxid ergibt mit Wasserdampf die Schwefelsäure $H_2SO_4$, die bei Taupunktunterschreitung zu erheblichen Korrosionsschäden bzw. im Zusammenhang mit Ruß zu den gefürchteten sauren Rußflocken führen kann. Mit Hilfe metallorganischer Substanzen kann unter der Einhaltung

der Staubemission und unter Vermeidung der Gefahr der Kesselbelegung die $SO_3$–Rate drastisch reduziert werden bzw. der Taupunkt des Abgases erniedrigt werden.

Ausgehend von den unter 2.1.1. und 2.1.2. kurz geschilderten satamin–Typen ist durchschnittlich mit folgenden Reduktionen zu rechnen.

| Emissionen | Durchschnittliches Reduktionspotential |
|---|---|
| – Staub | 70 – 90 % |
| – $NO_x$ | 20 % |
| – $SO_3$ | 50 % |
| – CO | 60 % |

Als Beispiel mögen die Versuche des IVD gelten, die in den folgenden Bildern dargestellt werden.

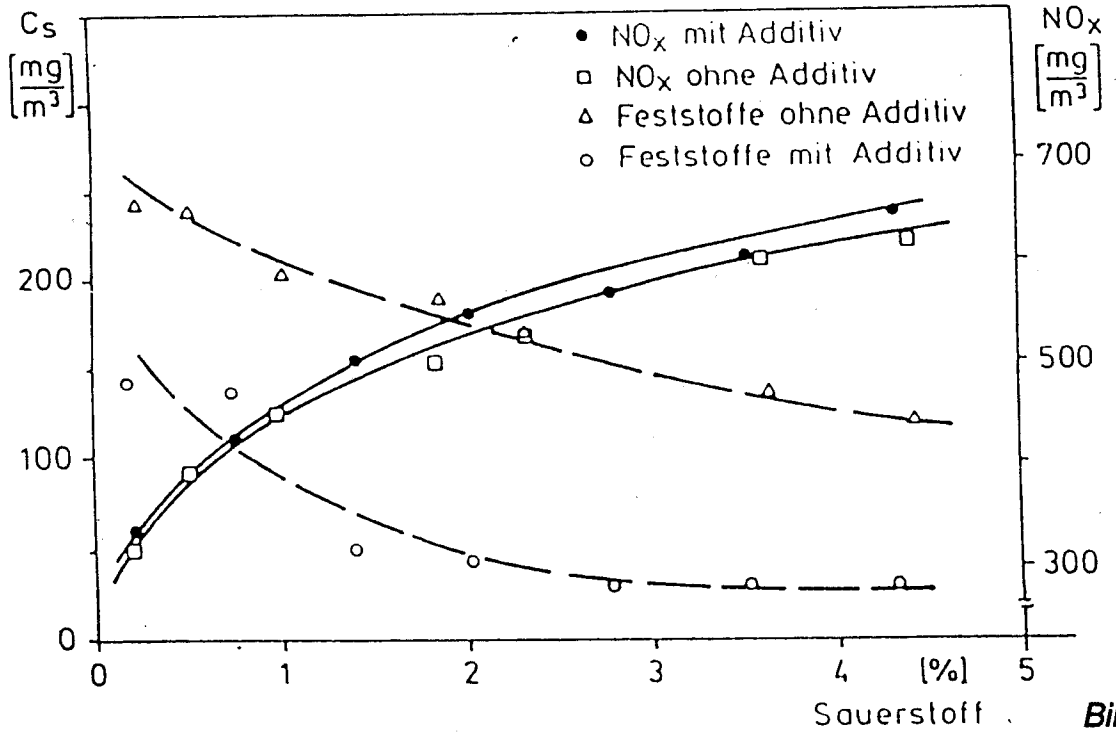



*Bild 3*

NO– und Feststoffkonzentrationen im Abgas in Abhängigkeit vom $O_2$–Gehalt (bezogen auf 3 % $O_2$) (Flammenversuchsanlage 0,9 $MW_{th}$ IVD). Es wird z.B. beim Vergleich des 100 mg–Staubwertes deutlich, daß die mit Hilfe des Additives erzielte $NO_x$–Reduktion bereits eine erhebliche Verbesserung der Ausgangsbedingungen für eine anschließende sekundärseitige $NO_x$–Reduktion darstellt.

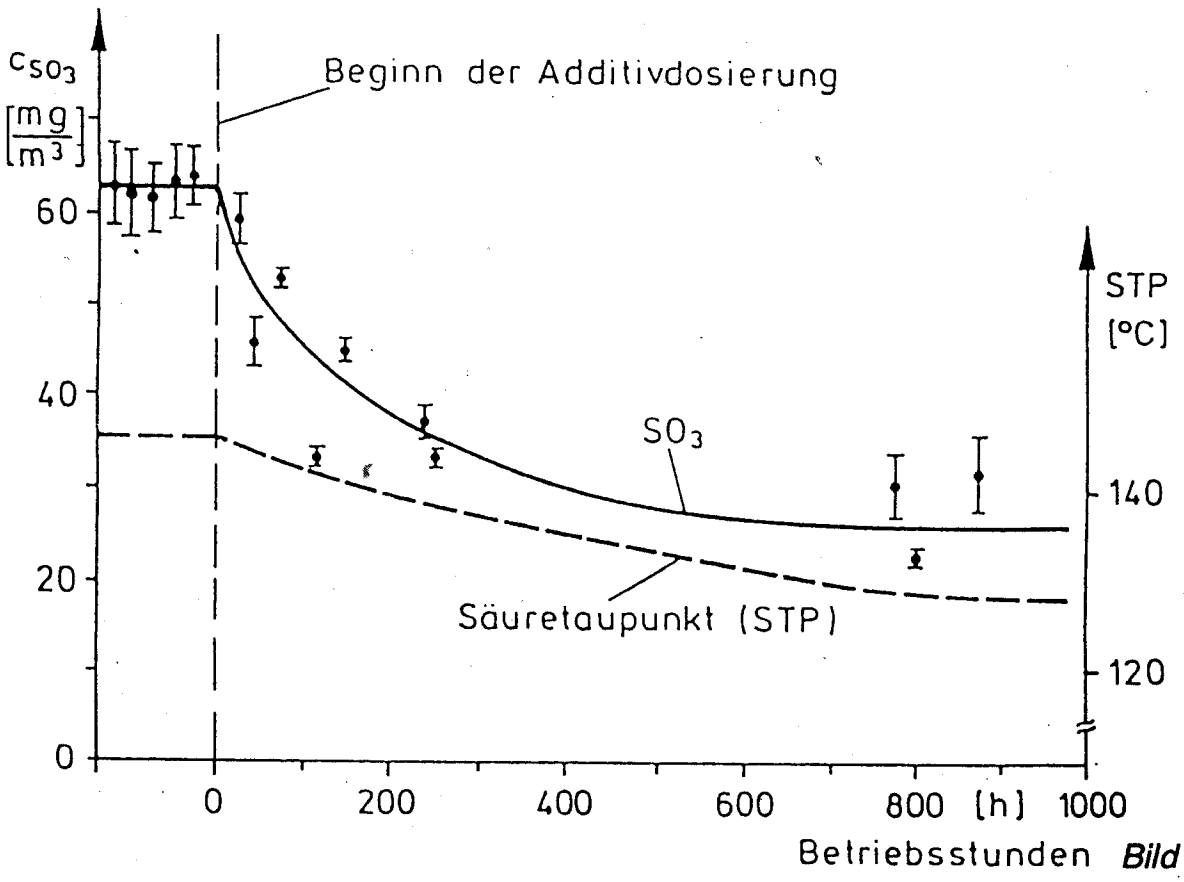



*Bild 4*

$SO_3$–Konzentrationen und Säuretaupunkt während eines 1000–Stunden–Versuchs am Kessel 6 (58 $MW_{th}$) des Heizkraftwerkes der Universität Stuttgart.

Es zeigt sich klar, daß durch den Einsatz der verbrennungsverbessernden Additive an dieser Versuchsanlage bereits eine $NO_x$–Reduktion in der Größenordnung von ca. 30 % erzielt werden konnte. Damit verbleiben für das Sekundärsystem nur noch relativ geringe Emissionsreduzierungsraten, um die gesetzlich geforderten 450 mg/m³ zu erreichen.

## 2.2 Das Sekundärsystem

Als Sekundärsystem wird das SAT BL–Low–Nox–System (Bild 5) ein in sich geschlossenes unabhängiges Additivdosierungssystem, zur sekundärseitigen $NO_x$–Reduzierung eingesetzt. Das SAT BL–Low–$NO_x$–System gehört zu den SNCR–Verfahren. Es besteht aus der Pumpendosiereinrichtung zur Additiveindüsung in das Rauchgas, der Steuerzentrale (ESD) und Verfahrenshilfsstoffen (satamin, z.B. S 249), die die Einhaltung der TA Luft ermöglichen (siehe Abbildung).

## SAT BL–Low–$NO_x$–System

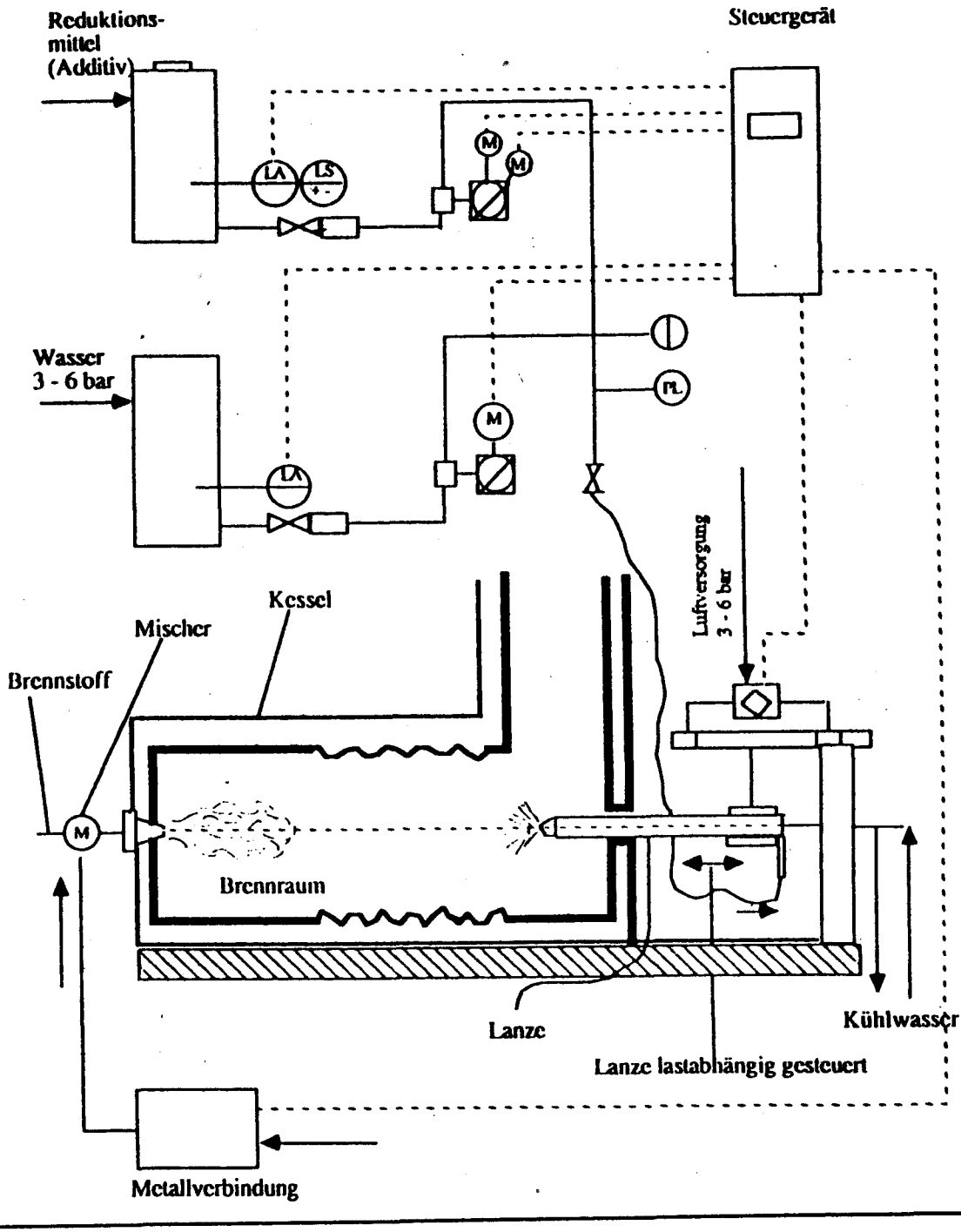



*Bild 5*

Satamin S 249 wird nicht dem Brennstoff zugegeben, sondern direkt in das Abgas eingesprüht. Als wirksame Reaktionstemperatur wird ein Wert zwischen 800 – 1000 Grad Celsius benötigt. Die Anwendungskonzentration richtet sich nach der Höhe der zu vermindernden $NO_x$–Emission. Unter den satamin SEKUNDÄRTYPEN sind grundsätzlich wasserlösliche Stickstoffverbindungen vorstellbar. Deren Mischung mit unterschiedlicher Gewichtung ergibt den weitgespreizten Reaktionstemperaturbereich.

Des weiteren kann über die Zusammensetzung dieser unterschiedlichen Komponenten z.B. die $NH_3$– sowie die $N_2O$–Emission beeinflußt werden. Als Hauptfunktionsteil des SAT–Sekundärsystems ist die verfahrbare, wassergekühlte Lanze zu nennnen, mit der die Eindosierung von satamin, z.B. S 249, vorgenommen wird. Über das an der Zerstäuberdüse sich bildende spezifische Tropfengrößenspektrum wird die allgemeine Verteilung des Reduktionsmittels im Kessel erzielt.

Das Reduktionsmittel satamin wird last– und $NO_x$–abhängig zudosiert. Um jedoch eine gleichmäßige Versprühung zu erreichen, wird die variable Additivierungsmenge grundsätzlich einer konkreten Trägermenge Wasser zudosiert. Dadurch wird ein stets gleichmäßiges Sprühbild erzielt. An Wasserkesseln werden festpositionierte Zerstäuberlanzen eingesetzt, da die Temperatur im Feuerraum im Gegensatz zum Dreizugkessel nicht zu starken Schwankungen unterliegt.

Die Steuerzentrale dosiert das satamin last– und $NO_x$–abhängig direkt in das Abgas.

## 3. Ökologische Relevanz der Einsatzstoffe

Es muß hierbei zwischen den primär– und sekundärseitigen Additiven unterschieden werden. Bei den primärseitigen Additiven handelt es sich, wie bereits ausgeführt, um metallorganische Verbindungen, also um aschegebende Substanzen. Auf der Sekundärseite werden Stickstoffverbindungen, die entsprechend aschefrei sind, eingesetzt. Bezüglich der Primäradditive müssen zwei Aspekte betrachtet werden.

1. Korngrößenverteilung der Feststoffpartikel

2. Umweltrelevanz der Emissionsprodukte der eingesetzten Metalle

Bei den Sekundäradditiven ist von Bedeutung der
- $NH_3$–Schlupf sowie die
- Lachgasemission.

Moderne Verbrennungsverbesserer, wie die satamin Primärreihe, beinhalten ausschließlich Metalle, deren Umweltrelevanz als relativ niedrig anzusetzen ist. Zumal in den vorgegebenen Dosierungsverhältnissen bestehen gemäß TA Luft und MAK–Listen u.a. Vorschriften keinerlei Bedenken gegen den Einsatz dieser Produkte. Ein entsprechendes Gutachten des TÜV Rheinland kann angefordert werden. Verbrennungsverbesserer allgemein können bei Betrachtung der Partikelgrößenverteilung des emittierten Staubes zu einer Verkleinerung führen. Bei der relativen Betrachtung wird durch das Additiv eine Erhöhung des Anteils des Feinstaubes bewirkt, da die groben und mittleren Anteile sozusagen verschwinden. Bei der absoluten Betrachtung, d.h. mit und ohne Einsatz des Additivs, ergibt sich dennoch eine deutliche Reduzierung des lungengängigen Feinstaubs. Die TA Luft schreibt bezüglich des $NH_3$–Schlupfes keine Wert vor. Die GFVO setzt dagegen einen Wert von 30 $mg/m^3$ fest. Bei den zahlreichen Feldmessungen, die zwischenzeitlich von uns durchgeführt wurden, ist die 30 mg Grenze immer absolut unterschritten worden. Hier muß zusätzlich noch der Aspekt beachtet werden, daß bei einem SNCR–Verfahren der einmal festgesetzte bzw. eingestellte $NH_3$–Schlupf über die Fahrdauer konstant bleibt, da sich nicht durch Katalysatorenvergiftung wie bei einem SCR–Verfahren eine Erhöhung des laufenden Betriebes einstellt. Messungen

der Technischen Universität München bezüglich der Lachgasproduktion haben Werte ergeben, die drastisch unter den in der Literatur bekannten liegen. Hier sind in etwa Größenordnungen um die 10 bis 15 mg als realistisch anzusetzen.

## 4. Wirtschaftlichkeit des Systems

Heizöl S hat in den letzten 10 Jahren stets einen Preisvorteil gegenüber den konkurrierenden Energieträgern, wie Heizöl EL oder Gas, von mindestens 200 bis 250 DM/t ausgewiesen. Legt man diese Preisdifferenz zugrunde, dann ergibt sich eine Amortisation der gesamten Innovationskosten von ca. 1/2 bis 3/4 Jahr. Die laufenden Betriebskosten sind mit ca. 15 DM/t zu veranschlagen. Es stellt damit das ERC unseres Wissens nach die wirtschaftlichste Lösung für TA Luft bzw. GFVO–Anlagen kleinerer Leistung dar.

## 5. Ausgeführte Anlagen

Grundsätzlich erfolgt die Ausführung einer Anlage nach Testläufen vor Ort. Dies ist besonders wichtig, um sämtliche Parameter der Anlage in die Prozeßführung mit einzuordnen. Sowohl die primärseitigen wie sekundärseitigen Additive müssen auf die spezifische Anlage optimiert werden. Daraus ergibt sich folgende Verfahrensweise:

1. Überprüfung der wichtigsten Verbrennungsparameter mit Hilfe einer Meßtechnik, wie sie auch vom offiziell zugelassenen Prüfinstituten eingesetzt wird.
2. Testlauf zur Staub– und $NO_x$–Reduzierung
3. Erstellung eines Meßprotokolls zur Dokumentation des Vorher/Nachher–Vergleiches.
4. Auf dieser Basis Erarbeitung eines individuellen Angebotes.

Die Übersicht am Ende dieses Beitrages gibt einen Überblick über die bereits in Praxis durchgeführten Anlagen. Sie zeigt, daß das ERC–System Schweröiprobleme bei den unterschiedlichsten Kessel– und Brennertypen in der professionellen Einsatzpraxis löst.

## 6. Besonderheiten des ERC–Systems

Das ERC–System ist eine ganzheitliche Kombination von Primär– und Sekundärmaßnahmen aus einer Hand. Staub, Ruß, $SO_3$ und CO–Emissionen werden dabei mit der bewährten satamin Technologie auf die bekannten Grenzwerte reduziert. Die zweite neue Komponente, das ergänzende SAT BL–Low–$NO_x$–System, löst mit geringem Aufwand auch die $NO_x$–Problematik. Ausschlaggebend für die Verknüpfung der Primär– und Sekundärsysteme war die Tatsache, daß die $NO_x$–Gesamtreduktion in diesem Fall größer ist als bei jeder der beiden Einzelmaßnahmen. Ein positiver Nebeneffekt: Gleichzeitig erhöht sich die Wirtschaftlichkeit der Sekundärmaßnahme, da der Verbrauch des Reduktionsmittels von der $NO_x$–Menge im Abgasstrom abhängt. Die ERC–Vorteile liegen für den Anwender sowohl in der Praktikabilität des Systems als auch in seiner besonderen Wirtschaftlichkeit. Der personelle und apparative Aufwand und die bauseitig zu erbringende Installation sind denkbar gering. Die Kombination aus primär–

und sekundärseitigen Maßnahmen ist nicht nur für die Heizöl S befeuerten Anlagen realisierbar, sondern auch vorstellbar, sie unter Berücksichtigung der speziellen Aspekte ohne weiteres auch für die kohlebefeuerten Kessel zu adaptieren. Diesbezügliche Vorarbeiten sind im Gang. Nach allen durchgeführten Untersuchungen, wie z.B. den vom BMFT geförderten Forschungsvorhaben an den Universitäten Stuttgart und München und den in Betrieb befindlichen Anlagen, kann festgestellt werden: Das ERC–System von SAT CHEMIE beschreibt den heutigen Stand der Technik. Es sichert dem Betreiber die zukünftige weitere Nutzung des preiswertesten Energieträgers HS.

## ERC–System – Ausgeführte Anlagen (Übersicht)

| Kessel-hersteller | Kesseltyp | Brenner-hersteller | Brennertyp/ Öldurchsatz |
|---|---|---|---|
| Steinmüller | Wasserrohrkessel 25 t/h | M.A.N. | Drehzerstäuber RB 10, 100-1000 kg/h |
| Walther | Flammrohr-Rauchrohrkessel 7,35 t/h SD | Saacke | SKV J 40 max. 500 kg/h |
| Julius Meyer | Flammrohr-Rauchrohrkessel 8 t/h | Saacke | SKV 80 c 6 max. 800 kg/h |
| Omnical | Dreizugkessel 8 t/h | Saacke | Rotationszerstäuber SKV 50 A |
| Loos | Dreizugkessel 10 t/h | Saacke | Rotationszerstäuber SKV 80 A |
| Julius Meyer | Dreizugkessel 8 t/h, SD 22 bar | Weißhaupt | UG MS/4/2/2-B 280-780 kg/h |
| M.A.N. | Dreizugkessel 8 t/h | M.A.N. | Rotationszerstäuber RB 6,5 |
| Omnical | Dreizugkessel 8 t/h | Ray | Rotationszerstäuber BGEC |
| Standard | Dreizug-Flammrohr-Rauchrohrkessel 12 t/h | Ray | BGEC 800 135 – 800 kg/h |
| Baumgarte | Flammrohr-Rauchrohrkessel 6 t/h | Saacke | SKV 40 b max. 400 kg/h |

## ERC–System – Ausgeführte Anlagen (Fortsetzung)

| Kessel-hersteller | Kesseltyp | Brenner-hersteller | Brennertyp/ Öldurchsatz |
|---|---|---|---|
| Loos | Dreizugkessel 14 t/h | Ray | Rotationszerstäuber BGEC |
| Esslinger | Wasserrohr-/Eck-rohrkessel 9 t/h | Ray | Rotationszerstäuber BGEC |
| Loos | Zweiflammrohr-Rauchrohrkessel 25 t/h | Ray | Rotationszerstäuber BGE 800 |
| Babcock | Steambloc 10 t/h SD 13 bar | Saacke | SKV 80 C 6 max. 800 kg/h |
| Babcock | Steilrohrkessel 70 t/h | Babcock | Dampfdruckzerstäuber 5.700 kg/h |
| Babcock | Steilrohrkessel 50 t/h | Babcock | Dampfdruckzerstäuber 4.500 kg/h |
| Siller + Jarmart | Dreizug-Flammrohr-Rauchrohrkessel 3,2 t/h | Saacke | SKV 30 a 300 kg/h |
| Siller + Jarmart | Dreizug-Flammrohr-Rauchrohrkessel 4 t/h | Saacke | SKV 30 a 300 kg/h |
| Baumgarte | Dreizugkessel 11,5 t/h | Saacke | Drehzerstäuber GMG 80-LK 6 |
| Baumgarte | Dreizugkessel 13,8 t/h | Saacke | Drehzerstäuber GMG 100-LK 7 |
| Standard | Flammrohr-Rauch-rohrkessel 8 t/h | Saacke | SKV 60 |
| Standard | Flammrohr-Rauch-rohrkessel 10 t/h | Saacke | SKV 80 |
| Engelke | Flammrohr-Rauch-rohrkessel | Saacke | SKV 80 a 800 kg/h |
| Loos | Dreizugkessel 12 t/h | Saacke | SKV 80-06 500 kg/h |

## *Diskussion – Dr. Norbert Schopf (SAACKE) und Dr. Thomas Reynolds (SAT CHEMIE)*

**Frage**: Dargestellt wurde der Versuch mit Brennstoffen, die keinen organischen Stickstoff enthalten, also Erdgas oder Heizöl EL, im Dreizugkesselbereich bis 10 MW thermischer Leistung, wobei Heizöl EL Grenzwerte von 150 mg/m³ als machbar dargestellt wurden. Wurde auch der Brennstoffstickstoff des Produktes untersucht, das hier verfeuert wurde?

**Dr. Schopf**: Bei jeder Öllieferung wird der N–Gehalt untersucht, der meistens um 150 – 160 mg/kg liegt. Die Erfahrung zeigt, daß die Schwankungsbreite aufgrund der Analysentoleranz größer sein kann, als die aufgrund unterschiedlicher Öllieferungen.

**Frage**: Wie hoch war die Temperatur des Heizmediums während der Versuche?

**Dr. Schopf**: Die Temperatur des Heizmediums Sattdampf betrug etwa 198 °C bzw. 172 °C. Die Versuche wurden also mit normalem Kesseldurck am Dampfdruckkessel gemacht – bei den 3 und 5 MW Brennern mit 14 bar und am 9 MW Brenner mit 8 bar – und entsprechen somit einem üblichen Bereich.

**Frage**: Additive können nur die verbrennbaren Staub– und Rußanteile mindern, nicht jedoch die Asche aus dem Schweröl. Wird der in Österreich gültige Normwert zugrunde gelegt, müßte allein der Aschegehalt schon mehr ausmachen als die 30 mg/m³ Feststoff. Wurde bei Ihnen im Versuch besonders aschearmes Öl verwendet?

**Dr. Reynolds**: In Deutschland liegt im allgemeinen der Aschegehalt im Öl bei 0,03 %, entsprechend etwa 25 mg/m³, zu dem noch etwa 3 mg/m³ Asche aus dem Additiv hinzuzurechnen sind, sodaß etwa insgesamt 25 – 28 mg Ascheteile zugrunde gelegt werden müssen, in denen noch etwa 4 mg Kohlenstoff enthalten sind. Die Oxidasche selbst kann nicht reduziert werden.

**Dipl.–Ing. Pangratz** (Magistratsabteilung 22, Wien): Wenn gesagt wird, daß eine gewisse Menge an verbrennbaren Staubanteilen emittiert wird, und die Aschenoxide im Öl hinzugerechnet werden müssen, so kann die Ausfallsrate sehr hoch sein. Wie hoch ist die Ausfallsrate?

**Dr. Heger** (Fa. ÖMV): Der Aschenormwert für Heizöl Schwer 1 liegt derzeit bei höchstens 0,06 %, für Sonderbrennstoffe bei 0,15 % Masse. Das heißt, wenn ich über die Verbrennungsrechnung kalkuliere, komme ich bei 0,06 % Masse auf etwa 48 mg/m³ Staubemission bezogen auf 3 % $O_2$. Die Ausfallsrate beim Aschegehalt liegt tatsächlich tiefer. Bei den derzeitigen Rohölqualitäten beträgt sie für Heizöl Schwer 1 etwa 0,03 – 0,05 % Masse.

**Dipl.–Ing. Pangratz**: Kann man also heute einen Staubanteil in Verbindung mit dem Aschegehalt im Öl garantieren?

**Dr. Reynolds**: Man müßte davon ausgehen, was in der Praxis vorliegt. In der Praxis liegen im Heizöl Schwer etwa 0,03 % Masse Asche vor. Das entspricht ungefähr 25 mg/m³ Staubemission.

**Prof. Hackl**: Es kommt manchmal in grenznahen Gebieten auch zu Lieferungen, die nicht aus der ÖMV stammen, und daher auch andere Werte haben können.

**Dr. Heger**: Ich möchte dazu klar sagen, daß die ÖMV derzeit im Bereich Heizöl Schwer österreichweit einen Marktanteil

von etwa 50 % hat, das heißt, 50 % Heizöl Schwer werden importiert.

**Dipl.–Ing. Kolbitsch** (Fa. Bertsch): Die Entwicklung, die hier dargestellt wurde im Vortrag über den TEMINOX–Brenner, bezieht sich auf Gas und Heizöl EL; heißt das, daß Schweröl für die Firma SAACKE nun kein aktuelles Thema mehr ist?

**Dr. Schopf**: Die Erfahrung zeigt, daß mit einem normalen Brenner, gefahren mit Schweröl, eine Emission von 600 bis 700 mg/m$^3$ $NO_x$ für Dreizugkessel erreicht wird. Mit einem Stufenbrenner (Luftstufung) ist am Dreizugkessel eine gleichzeitige Optimierung von Ausbrand und $NO_x$–Reduzierung nicht ausreichend realisierbar. Als Konsequenz ergab sich für die SAACKE–Entwicklung, daß eine Vorbrennkammer vor dem Kessel installiert werden muß, das heißt, die erste unterstöchiometrische Verbrennungsstufe vor dem Kessel liegen muß. Dieses Vorhaben wurde im Versuch mit Erfolg realisiert.

Bei einem 2 MW Kessel sind mit der reinen Primärmaßnahme "Luftstufung mit Hilfe einer Vorbrennkammer" Werte unter 450 mg/m$^3$ $NO_x$ erzielt worden. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung für die verbrennungstechnisch aufwendige Maßnahme mit einer Vorbrennkammer in Bezug auf die Investitionskosten allerdings zeigt, daß die Kosten eines derartigen Systems um den Faktor 3 bis 4 höher liegen als die einer SNCR–Anlage. Der Vorteil bei Einsatz einer Vorbrennkammer besteht eindeutig darin, daß keine Probleme mit dem $NH_3$–Schlupf auftreten und keine Sekundäradditive erforderlich sind.

Mit realistischen Baugrößen und Volumina sowie Verweilzeiten in der ersten Verbrennungsstufe allerdings können die 450 mg/m$^3$ $NO_x$ nicht deutlich unterschritten werden, insbesondere nicht auf den in der BRD geforderten Wert für Neuanlagen von 300 mg/m$^3$, da die Kesselhäuser nicht so groß sind, daß ein entsprechendes Volumen vor dem Kessel zur Verfügung steht. Aus diesem Grund empfiehlt SAACKE, daß bei Nachrüstungen für Altanlagen, für die die Gesetzgebung der BRD Werte von 450 mg/m$^3$ $NO_x$ fordert, die SNCR–Technik sinnvollerweise eingesetzt wird. Um den gesetzlichen Anforderungen für Neuanlagen zu genügen, hat die SNCR–Technik keine Chance. Die Erfahrungen von Jahren, die SAACKE in Zusammenarbeit mit SAT gesammelt hat, lassen erkennen, daß wenn Werte unter 450 oder 400 mg/m$^3$ erzielt werden sollen, der SNCR–Technik Grenzen aufgrund des $NH_3$–Schlupfes gesetzt sind.

Die einzig technisch realisierbare und kostenoptimale Lösung liegt in der Katalysatortechnik, um zukünftig wirklich niedrigere Grenzwerte zu erzielen, wenn auch der Investitionskostenfaktor 3 bis 4 mal höher liegt als bei der SNCR–Technik. Für Neuanlagen aber rechnet sich diese Investition, da die für die Katalysatortechnik einzusetzenden Kessel bei Neukonzipierung optimal ausgewählt werden können, zusammen mit einem guten normalen Brenner und einem Primäradditiv o.ä. als erste Stufe.

Alleinige Primärmaßnahmen für Industriedampferzeuger im Bereich der Dreizugkessel haben – wenn auch schon oft versprochen – keine Realisierung der niedrigeren Werte erreichen können.

**Dr. Ahmadi** (Fa. Weishaupt): Kann bereits aufgrund von Erfahrungen gesagt werden, welche Lebensdauer die Reaktionskammer beim SAACKE–TEMINOX–Brenner hat?

**Dr. Schopf**: Die Erfahrung bezieht sich auf einige hundert Prüf– und Betriebsstunden mit Reaktionskammern verschiedener Konstruktion. Metallurgische Untersuchungen an der Technischen

Universität Clausthal zeigen, daß es hier keinen signifikanten Verschleiß gibt. Die Reaktionskammer besteht aus einem Material, das bis 1150 °C verzunderungsbeständig ist. Eine computergestützte Dimensionierung von Reaktionskammer und Tragkonstruktion gewährleistet, daß die Betriebstemperatur im optimalen Bereich liegt und somit eine hohe Standzeit gewährleistet ist.

**Dr. Ahmadi**: Wie ist die Meinung der Kesselhersteller zum SAACKE TEMINOX–System?

**Dr. Schopf**: Die Einstellung der Kesselhersteller wie auch unserer Kunden ist sehr positiv, da beim TEMINOX–System die (nicht sehr beliebte) externe Rauchgasrezirkulation entfällt. Die Nachfrage ist groß, und wir streben an, diese ab Mitte 1993 befriedigen zu können.

**Frage**: Mit welchem Brennstoff wird SAACKE die Pilotphase des TEMINOX–Brenners starten?

**Dr. Schopf**: Die ersten Brenner werden Kombibrenner für Heizöl EL und Erdgas sein. Die erste Anlage von 7,5 MW läuft seit Dezember 1992 in Karlsruhe.

**Dipl.–Ing. Kolbitsch**: Wie kann die TEMINOX–Reaktionskammer nach einigen Jahren gegebenenfalls ausgebaut werden?

**Dr. Schopf**: Die Kesselfrontplatte wird demontiert und die gesamte Reaktionskammer herausgezogen. Sie ist nicht am Kessel fixiert.

ELCO
KLÖCKNER
FEUERUNGS-ANLAGEN-TECHNIK

**Betrachtungen für die Festlegung von Emissionsgrenzwerten**

**Brennerleistungen > 1 MW**

**Dipl.-Ing. Ewald Marx**

**Fa. Elco-Klöckner, Feuerungsanlagentechnik**

Bei der Betrachtung und Festlegung von Schadstoffen die bei der Verbrennung von flüssigen und gasförmigen Brennstoffen entstehen muß eine ganzheitliche Betrachtung dieser Stoffe vorgenommen werden, hierunter ist zu verstehen, die Reduzierung aller Schadstoffe und nicht nur einzelner, auch im Zusammenhang mit der Betriebsweise der Anlage, z. B. Anfahrvorgang, Fahrweise in den einzelnen Laststufen, Abschaltvorgang, auch unter Berücksichtigung der bisher gemachten praktischen Erfahrungen.

Die auftretenden wesentlichen Verbrennungsprodukte wie CO, CxHy, NOx und Ruß sind weitgehendst brennstoff-und prozessabhängig.

Betrachtet man noch die Wechselbeziehungen der Reaktionen einiger Stoffe so stellt man fest, daß z. B. durch starkes Absenken eines Stoffes einen Anstieg eines anderen möglich ist, wie z. B. Reduzierung von NOx durch Anstieg von CO und CxHy oder auch durch Anstieg von SO2 und somit Reduzierung von NOx.

Betrachtet man den NOx-Wert in den Abgasen der vorher erwähnten Stoffe, so haben wir es im wesentlichen mit dem thermischen NO und dem Brennstoff NO zu tun.

Die Haupteinflußgrößen hängen von einer Reihe brennstoffspezifischen, konstruktiven und betrieblichen Parametern ab.

Die Entstehungsmechanismen sind weitgehend bekannt und sollen hier im Wesentlichen nicht behandelt werden.

Es sind jedoch die maßgeblichen Größen zu nennen:

Physikalische und chemische Parameter:

Thermisches NO:

- Verbrennungstemperatur bzw. Temperaturspitzen
- Verweilzeit der Stoffe bei hohen Temperaturen
- O2-Gehalt

Brennstoff NO

- Anteil der im Brennstoff enthaltenden Stickstoffverbindungen
- Konversationsrate

Es ist bekannt, daß zunächst bei den vorher erwähnten Brennstoffen das thermische NO den größten Anteil stellt und somit auch die Maßnahmen diesen Anteil zu reduzieren bzw. erst nicht entstehen zu lassen, primäre Bedeutung haben.

Wie aus der Literatur und Untersuchungen bekannt übt auch die Höhe der im Brennstoff enthaltenen Stickverstoffbindungen einen wesentlichen Einfluß auf das Brennstoff - NO aus, so daß auch hier ein Grenzwert festzulegen ist, (die EN 267 nennt z. B. einen Wert von 150 mg/kg als Bezugsgröße).

Auf der heutigen Tagung sollen die Schadstoffwerte von Brennern größerer Leistung besprochen und behandelt werden.

Brennerspezifische Parameter

- Brennstoffumsatz in der Flammenwurzel
- Wärmestromdichte
- Mischgeschwindigkeit
- Verweilzeit bei hohen Temperaturen
- Flammenstabilität
- O2-Gehalt
- Ausbrennweg

Zieht man nun die brennerkonstruktiven Parameter in Betracht, so muß man zunächst von der Art der Brennerkonstruktion ausgehen, von der Umsetzung des Brennstoffes in der Mischeinrichtung des Brenners bzw. der Flammenwurzel, daß bedeutet, daß bei größeren Brenner-
leistungen das Verhältnis Wärmestromdichte also kW/m² wesentlich

größer ist als bei Brennern mit kleineren Leistungen und somit ein höherer Brennstoffumsatz pro Fläche erfolgt, was zunächst zu höheren Temperaturen führt, und somit zunächst zum höheren Anteil von thermischen NO.

Wesentlich im Bezug auf die Brennerkonstruktionen ist die exakte Durchmischung Brennstoff - Luft und somit die Bildung innerer und äußerer Rezirkulationszonen in Verbindung eines homogenen Gemisches und somit einer für alle Lastpunkte erforderlichen Flammenstabilität. Der Stoffaustausch hat so zu erfolgen, daß innerhalb einer bestimmten Zeit und eines bestimmten Weges ein vollständiger Ausbrand des Brennstoffes erfolgt.

Betriebliche Parameter

- Betriebsweise
- Regelbereich
- Schaltzyklus

Betrachtet man nun die betrieblichen Parameter, so ist hier die Betriebsweise zu sehen. Da in diesem Leistungsbereich nur regelbare Brenner eingesetzt werden, ist die Brennerleistung von der Wärmeanforderung abhängig, der Brenner wird in unterschiedlichen Laststufen gefahren in denen unterschiedliche Wärmestromdichten, Verbrennungstemperaturen und O2-Werte auftreten, so daß die Höhe

der Schadstoffbildung und somit der Schadstoffauswurf von den jeweiligen Laststufen abhängig ist und den effektiven Ausstoß darstellen. Bei der Betriebsweise spielt auch der Regelbereich des Brenners eine wesentliche Rolle, da dadurch der Schaltzyklus mit bestimmt wird. Je größer der Regelbereich umso geringer die Schalthäufigkeit und umso weniger Emissionen im An- und Abfahren des Brenners.

Da die Feuerungsanlage für diese Betrachtungen aus Brenner und Kessel besteht sind weitere Parameter mit einzubeziehen.

Kesselspezifische Parameter

Hier sind zu nennen:

- Feuerraumwandtemperatur
- Mediumtemperatur
- Feuerraumbelastung
- Feuerraumgeometrie
- Führung der Verbrennungsgase.

Die Feurraumwandtemperatur bzw. Mediumtemperatur ist maßgeblich für das Abströmen der Wärme aus der Flammenfront, da es zwischen der Flammen und Feurraumwandtemperatur zu einem Wärmeaustausch kommt, da die Wandflächen als Kühlflächen dienen und somit die NO-Bildung beeinflussen.

Wie bekannt ist die NO-Bildung temperaturabhängig und mit steigenden Temperaturen steigt sie an und zwar exponentiell.

Ebenfalls beeinflusst die Feuerraumbelastung die NO-Bildung derart, daß mit ansteigender Leistung und somit höherer Wärmestromdichte im Feuerraum der NOx-Wert ebenfalls ansteigt.

Aber nicht nur die Feuerraumbelastung, sondern auch die Ausführung des Feuerraumes und die Führung der Verbrennungsgase üben einen entsprechenden Einfluß auf die Höhe der NOx-Emission aus.

Hieraus ist abzuleiten, daß auch diese vorerwähnten Parameter den NO-Gehalt wesentlich beeinflussen und bei der Festlegung von Grenzwerten Berücksichtigung finden müssen, da die unterschiedlichsten Konstruktionen auf dem Markt angeboten werden.

<u>Sicherheitsrelevante Parameter</u>

- Flammenstabilität
- Anfahrverhalten
- Verfügbarkeit

Zur Erreichung des Zieles "Minimale Emissionsbildung" ist davon auszugehen, daß die Anlage betriebssicher arbeitet und ständig für den Betreiber zur Verfügung steht. In diesem Zusammenhang ist zu beachten, das Anfahrverhalten, hierunter versteht man die sichere Zündung des Brennstoff-Luftgemisches, Betriebsverhalten und somit die Flammenstabilität und weiterhin die ständige Verfügbarkeit der Anlage für den Betreiber.

Wirtschaftliche Parameter

- Preis
- Service
- Lebensdauer

Im Hinblick auf die Reduzierung von Emissionen und somit Verbesserung der Umwelt ist auch die Wirtschaftlichkeit zu sehen. Hierbei ist zu berücksichtigen das bei Minderungsmaßnahmen keine Verschlechterung des Wirkungsgrades auftritt und somit unnötig hoher Brennstoffverbrauch, der im Enddefekt wieder zu einem erhöhten Abgasmassenstrom führt. Die Anlage muß mit einem im Verhältnis stehenden Serviceaufwand betrieben werden können und sie ist so zu konstruieren und bauen, daß eine dem Stand der Technik entsprechenden Lebensdauer erwartet werden kann.

Schließlich ist auch der Anschaffungspreis mit ins Kalkül zu ziehen.

Meßtechnische Parameter

- Meßgeräte, Genauigkeit, Toleranzen
- Meßeinrichtung
- Temperatur
- Feuchte

Wie bekannt sind die Durchführungen der Meßungen und somit Erfassung der Schadstoffe von vielen Einflüssen abhängig und unterliegen auch einem bestimmten Schwierigkeitsgrad sie genau zu erfassen.

Dies wird umso schwieriger je niedriger die Grenzwerte sind.

Dies beginnt schon bei der Auswahl der Meßgeräte, deren Genauigkeit und Toleranzen, sowie bei der Ausführung der Meßeinrichtung. Auch weitere Parameter wie Temperatur und Feuchte spielen eine wesentliche Rolle.

In den letzten Jahren wurden umfangreiche Untersuchungen durchgeführt um die entsprechenden Abschlußparameter zu erfassen.

Das bedeutet, daß bei der Einführung von Grenzwerten unbedingt auch diese technischen Parameter festgelegt werden müssen.

In diesem Zusammenhang sind sehr intressante und sicher auch zu übernehmend Festlegungen in der EN267 getroffen worden.

ELCO KLÖCKNER
FEUERUNGS-ANLAGEN-TECHNIK

Zusammenfassung

Es ist sicherlich nicht strittig, daß Emissionsgrenzwerte festgelegt werden müssen.

Wie die Ausführungen zeigen sind aber eine Reihe von Parametern zu berücksichtigen, die den Zyklus mitbestimmen und im Sinne der Emissionsminderung negativ oder positiv beeinflussen.

Es muß noch gesagt werden, daß die Entwicklung zur Reduzierung von Emissionen in Verbindung mit Festlegungen und Ausführungen von Geräten und Anlagen schon seit Jahren durchgeführt werden und somit bereits große Erfahrungen vorliegen.

Es muß jedoch weiter erwähnt werden, daß viele theoretisch als machbar erschienene Ausführungen sich in der Praxis nicht bewährt, bzw. nicht zum gewünschten Erfolg, aus unterschiedlichen Gründen, führten, da doch viele Anlagenspezifische Parameter mit einfließen.

Wesentlich erscheint mir, daß nicht niedrigste Grenzwerte einge-setzt werden, die unter bestimmten günstigsten Bedingungen erreicht werden können, sondern das brauchbare Grenzwerte festgelegt werden, mit denen ohne große Schwierigkeiten flächendeckend die Emissionen reduziert werden können.

## *Diskussion – Dipl.–Ing. Ewald Marx (ELCO–KLÖCKNER Feuerungsanlagentechnik)*

**Prof. Hackl:** Von meiner Seite die Frage. Wie würden Sie sich stellen zu den genannten Werten, die etwa von der Firma Saacke vorgetragen wurden? Sehen Sie auch eine Gliederung etwa in dem Bereich bis 10 Megawatt und darüber? Wie sieht das bei Ihnen von der Fabrikation und der Entwicklung her aus?

**Dipl.–Ing. Marx:** Ja, ob man gerade eine Grenze bei 10 Megawatt ziehen kann, oder soll, das ist akademisch. Aber sicherlich hängt hier die Art der Kesselkonstruktion auch mit zusammen. Wir sehen das vielleicht einmal so, daß, wenn wir von einem Kessel mit zylindrischen Feuerraum ausgehen, dann haben wir so bei 10 Megawatt die Grenze, auch haben wir hier andere Einflüsse hinsichtlich der Geometrie, sodaß man hier von dieser Seite her schon eine Grenze ziehen könnte oder sollte. Die Kessel, die dann darüber liegen, haben dann ja meist mehr kubische Feuerräume und niedrigere Feuerraumbelastungen. Wir haben bei diesen zylindrischen doch etwas höhere Feuerraumbelastungen. Das wurde auch schon mehrmals erwähnt, daß man hier mit diesen Feuerraumbelastungen doch recht vorsichtig sein muß. Es hat sich gezeigt, daß die hohe Feuerraumbelastung doch zu negativen $NO_x$–Erscheinungen führen, d.h. $NO_x$–Werte ansteigen lassen. Deswegen sollte man vielleicht mehr Grenzen ziehen, die sich mehr aus der Feuerraumgeometrie ergeben als unbedingt aus einer Leistung. Zu den Werten selbst, wir haben sicherlich Werte unter 150 $mg/m^3$. Das ist schließlich eine Zahl, die man heute mit Zusatzmaßnahmen erreichen kann, bei Heizöl EL und Erdgas. Hier sollte man sehr vorsichtig sein, wenn man hier jetzt anfängt, Werte wesentlich herunterzufahren, bevor man, das kam aus den bisherigen Vorträgen deutlich hervor, weitere Erfahrungen aus der Praxis gesammelt hat. Bis man weiß, ob diese Konstruktionen auch über Jahre einwandfrei funktionieren und betriebssicher stehen.

# NOx-arme Feuerungssysteme für Kesselanlagen mittlerer Leistungen

Dr. Ing. Uwe Wiedmann

## I. Einführung

Seit 1985 sind die zulässigen Emissionsgrenzwerte für Feuerungsanlagen durch die "Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA-Luft)" festgelegt, die zum Zeitpunkt ihrer Einführung in den Vorgaben für einige Brennstoffe und Anwendungsbereiche über den Stand der Technik hinausging. Zudem haben einzelne Betreiber in Erwartung einer zukünftigen weiteren Verschärfung der Gesetzgebung höhere Forderungen an die Lieferanten neuer Anlagen gestellt. Das Ausland ist zum Teil dem Trend der Bundesrepublik gefolgt, im Fall der Schweiz sogar mit einer eigenständigen, erheblich schärferen Gesetzgebung vorbeigezogen.

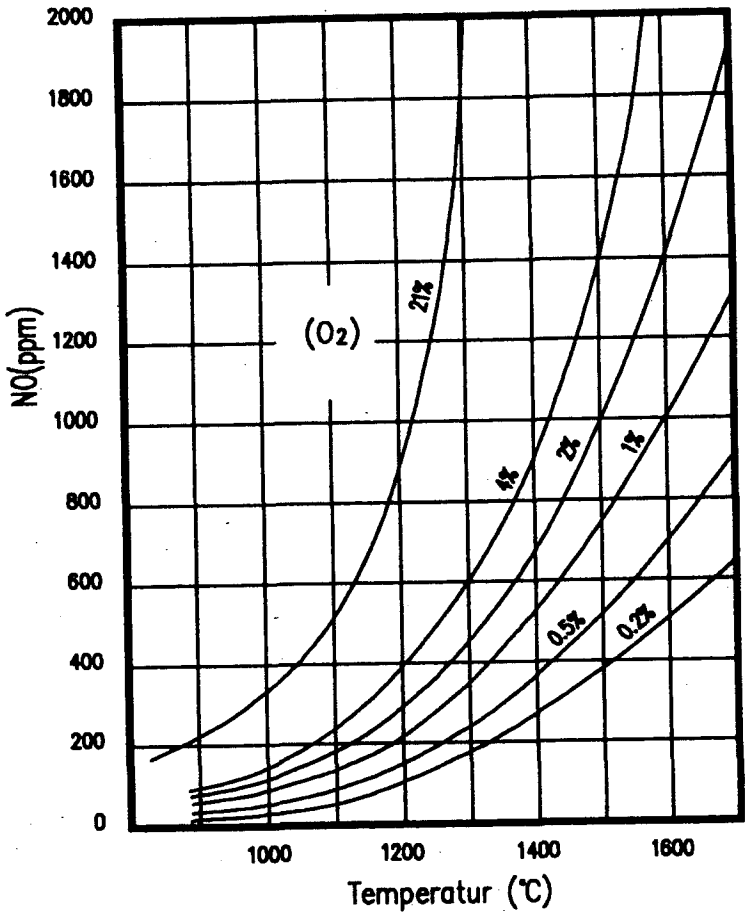



Abb.1: Einfluß von Verbrennungstemperatur und O2 auf die NOx-Bildung

Vor diesem Hintergrund gab es große Anstrengungen seitens der Brennerindustrie, entsprechende Feuerungssysteme kurzfristig bereitzustellen.

Ziel der hier im weiteren vorgestellten Entwicklungen ist es, für die stickstoff-freien bzw. -armen Brennstoffe Erdgas und Heizöl EL eine spezifische Lösung zu finden, mit der die gültigen Emissionsgrenzwerte bei ausreichendem Sicherheitsabstand unterschritten werden.

## II. Verbrennungstechnik

Im Hinblick auf die Gesamt-Emissionen ist das Stickoxyd der entscheidende Faktor bei der Verbrennung von Öl und Gas. Hier sind bei einer Reduzierung der Emissionswerte die größten Anstrengungen erforderlich.

Die grundsätzlichen Zusammenhänge der NOx-Bildung sind für stickstofffreie Brennstoffe in Abbildung 1 dargestellt.

Bei Fehlen von Brennstoffstickstoff ist die thermische NOx-Bildung der entscheidende Faktor. Wesentliche Möglichkeiten der Einflußnahme sind über den

- Sauerstoffpartialdruck in der Flamme
  und
- die Verbrennungstemperatur

gegeben.

Zur Senkung des Sauerstoffpartialdrucks werden in der Praxis durch die Brennerkonzeption

- nahstöchiometrischer Betrieb der Feuerung mit
- unterstöchiometrischen Flammenzonen

angestrebt.

Als weitere Primärmaßnahme bietet sich die Rückführung von ausgebrannten Abgasen in die Verbrennungsluft an, die den O2-Gehalt durch Verdünnung reduziert und durch zusätzlichen Rauchgasballast die maximale Verbrennungstemperatur absenkt.

Hierbei sind zwei Verfahren möglich:

- die Rückführung heißer Abgase im Feuerraum, eine Lösung, die aufgrund der sehr hohen Gastemperaturen nur eine bedingte Reduzierung der NOx-Werte zuläßt und Sorgfalt bei der Vermeidung von Hochtemperatur-Korrosion erfordert;

- die externe Rücksaugung bzw. Rückführung (Gebläse) bereits abgekühlter Abgase.

Für eine hohe Effizienz des Abgases ist der Ort der Zufuhr entscheidend, da sich die NOx-Bildung vorwiegend auf den brennernahen Mündungsbereich konzentriert. Die Abgaszufuhr

in den Bereich bereits abgekühlter Flammenzonen am Flammenende ist weitgehend wirkungslos. Ferner sind die maximal möglichen Abgasmengen durch den Anstieg des Feuerraumwiderstandes sowie durch die CO-Bildung bei größeren Rezirkulationsraten begrenzt.

Ziel der Entwicklung des CK-Brenner-Konzeptes war es, bereits in der Grundversion allein durch die Verbrennungstechnik ein günstiges Ausgangsniveau sicherzustellen. Die Maßnahmen für eine weitere NOx-Minderung durch Abgasrückführung sollten nur einen geringen Zusatzaufwand für Investitionen und Betrieb erfordern.

## III. Brenner

### III. 1 Grundkonzeption

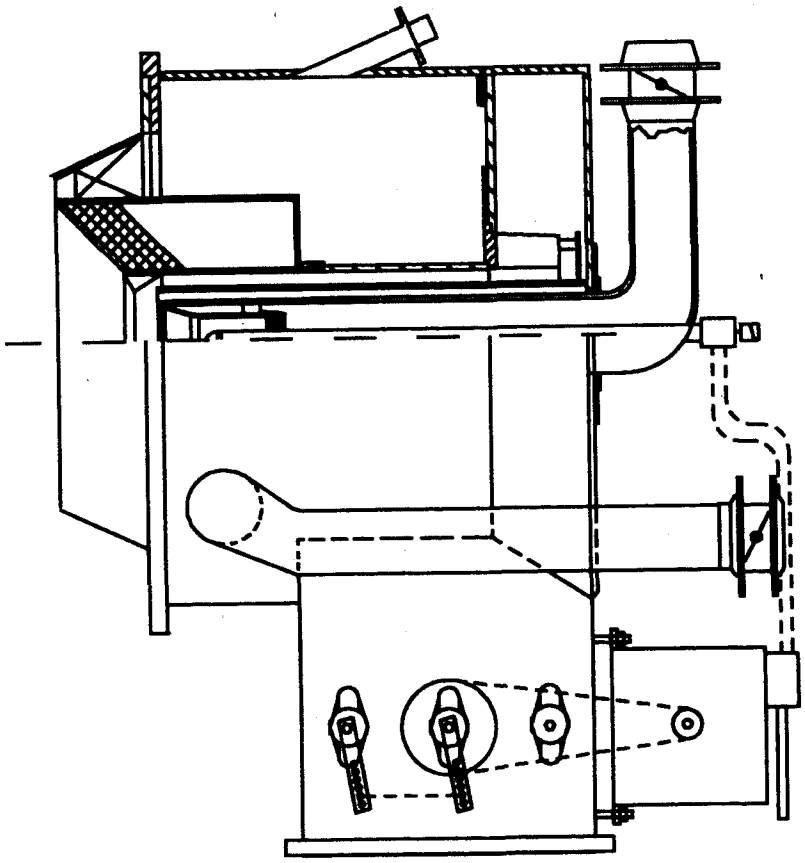


Abb. 2: Brennergrundkonzeption

In seiner Grundkonzeption weist der Brenner folgende Merkmale auf:

- Aufteilung der Verbrennungsluft auf drei Mündungsdüsen
- zweigeteilte Gasführung mit Gas/Luft-Vormischung.

Die Verbrennungsluft wird über drei getrennte Verstelleinrichtungen lastabhängig so zugeführt, daß im gesamten Leistungsbereich eine hohe Mischleistung ermöglicht wird.

Bei der Verbrennung von Gas werden Brennstoff und ein Teil der Verbren-

nungsluft intensiv vorgemischt und in einer zentralen, brennernahen Primärzone unterstöchiometrisch verbrannt. Entsprechend erfolgt bei Heizöl EL die Vormischung mit der primären Zerstäubungsluft, wobei durch eine starke innere Rezirkulation des Zerstäubers heiße Gase zur zusätzlichen Brennstoffaufbereitung zurückgeführt werden.

Im Kernbereich der Flamme kann auf diese Weise die NOx-Entstehung erheblich vermindert werden. Der vollständige Ausbrand erfolgt in der zweiten Verbrennungsstufe unter Zugabe der Stufenluft mit

- geringem Luftüberschuß bei dann bereits
- niedrigen Flammentemperaturen und
- geringer Verweilzeit.

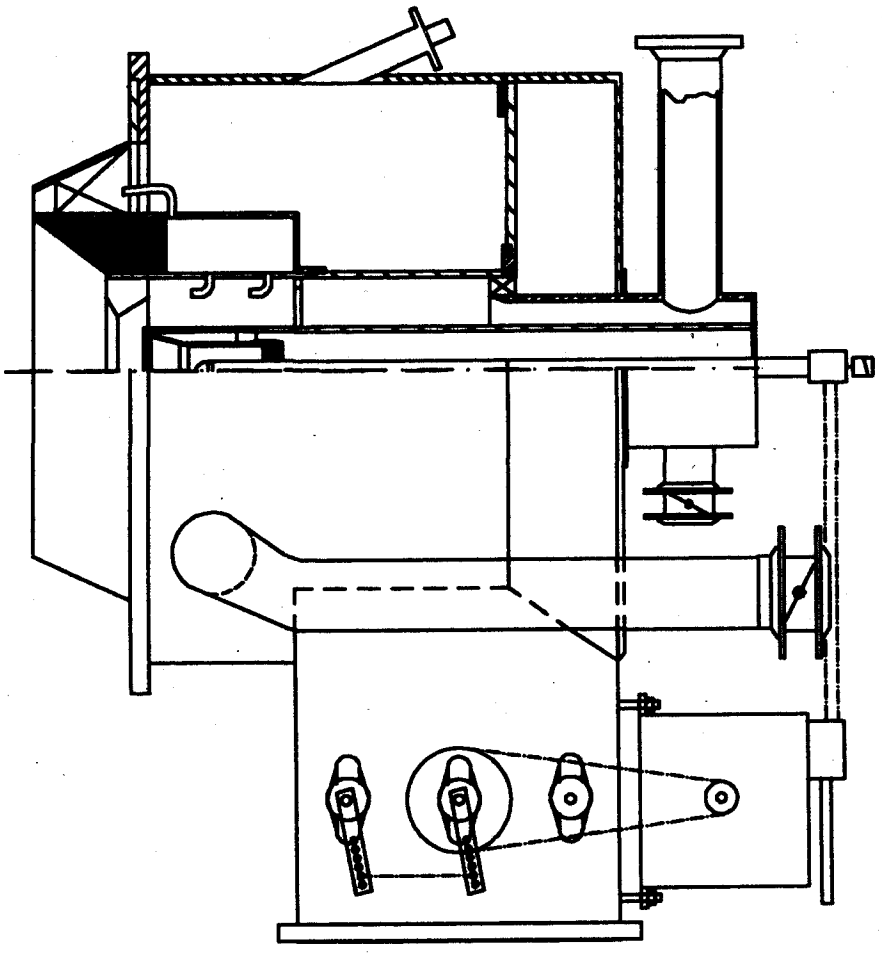


Abb. 3: Brenner mit Abgasrücksaugung

## III. 2 Abgasrücksaugung

Eine weitere Absenkung der NOx-Emission wird durch die Rücksaugung von Abgas ermöglicht. Entsprechend den vorausgehenden Forderungen wurde hier eine Konzeption mit einem in den Brenner integrierten Injektor entwickelt, der das Abgas eigenständig ansaugt und zentral der Flammenwurzel zuführt. Bei diesem Verfahren ist es möglich, bei minimalem Aufwand, d.h.

- ohne zusätzliche Apparate und Verstelleinrichtungen und
- ohne Betriebskosten für ein zusätzliches Abgasgebläse

in jedem Betriebspunkt der Flamme die optimale Abgasmenge zuzuführen.

Vorzugsweise bietet sich bei Flammrohrkesseln für die Absaugung der Abgase die vordere Wendekammer an, so daß lediglich ein kurzes Rohrstück mit Kompensator für die Gasführung ausreicht.

Ferner können bei dieser Lösung Korrosionsprobleme vermieden werden, da

- ausschließlich die zentrale Abgasführung mit Abgas beaufschlagt wird und
- die abgasberührten Wandungen bei Temperaturen von 150 - 300°C keiner Korrosion durch aggressive Kondensate oder Hochtemperaturkorrosion ausgesetzt sind.

## III.3 Abgas-Dampfstrahl-injektor

Zusätzlich zu der vorgenannten Möglichkeit der eigenständigen Rücksaugung durch den Brenner ist eine weitere NOx-Minderung durch Aufschaltung eines dampfbetriebenen Injektors möglich. Die Wirkung beruht hierbei auf der Vergrößerung der abgesaugten Abgasmenge sowie der zusätzlichen Senkung der Flammentemperatur durch den zugeführten Treibdampfstrom. Die Addition beider Einflüsse ermöglicht eine weitere Absenkung der bereits reduzierten NOx Werte um bis zu 30 %.

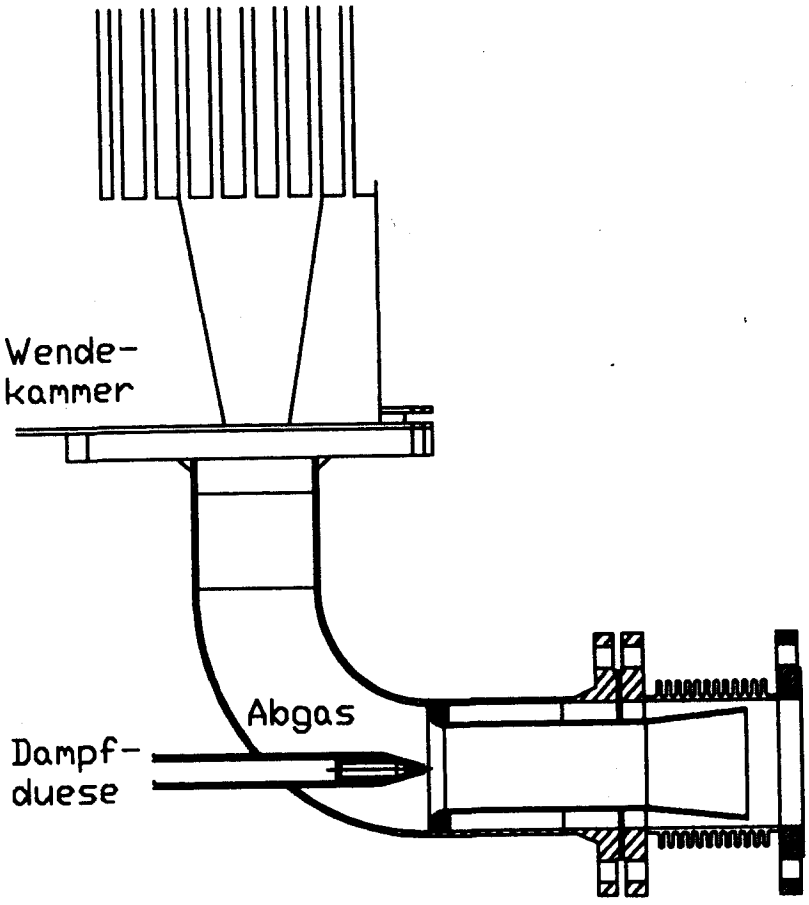



Abb.:4 Abgasrücksaugung mit zusätzlichem Dampfstrahlinjektor

Die hierfür erforderlichen Treibdampfmengen sind mit 3-5 kg Dampf/h je MW Feuerungsleistung zu veranschlagen. Der Installationsaufwand beschränkt sich auf die in die Rauchgasleitung integrierte Treibdüse mit Mischstrecke sowie auf eine Dampfzuleitung geringer Nennweite. Den entsprechenden Systemaufbau zeigt Abb.4.

## IV. Ausgeführte Anlagen

In seiner Grundkonzeption wurde der Brenner in den letzten Jahren in einer großen Zahl von Kesselanlagen eingesetzt. Durch die v.g. Maßnahmen ist über einen weiten Leistungsbereich bei hohen $CO_2$-Werten, d.h. bei hohem Wirkungsgrad, eine nahezu CO-freie Verbrennung möglich. Dies bedeutet, daß niedrige Emissionswerte auch bei guten Wirkungsgraden verwirklicht werden können.

Mit der Forderung, bei Heizöl EL 150 mg/$m_n^3$ und bei Erdgas 100 mg/$m_n^3$ zu unterschreiten, wurden 1989 zwei Anlagen für die Schweiz mit je 8 MW Feuerungsleistung (Bild 5) in Auftrag genommen.

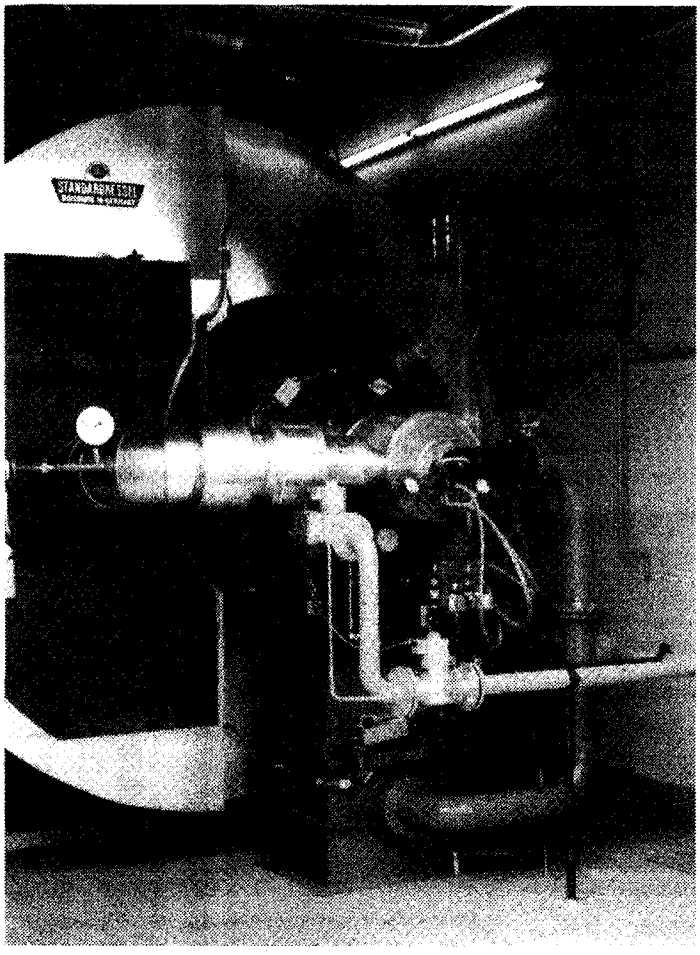


Bild 5: 12 t Dampfkessel mit Abgasrücksaugung und Dampfstrahl-Injektor

Beide Anlagen wurden von den zuständigen Genehmigungsbehörden abgenommen. Im Rahmen der behördlichen Messungen konnten bei Anwendung aller Maßnahmen

- emissionsarmes Brennerkonzept
- Abgasrücksaugung und
- Dampfstrahlinjektor

die geforderten Grenzwerte mit ausreichendem Sicherheitsabstand unterschritten werden (Tabelle 1).

| **Brennstoff: Erdgas** | | **Grundlast** | **ca. 60 %** | **Vollast** |
|---|---|---|---|---|
| Brennstoffverbrauch | (Nm3/h) | 120 | 420 | 660 |
| Abgastemperatur nach Kondensator | (°C) | 40 | 54 | 60 |
| Abgasverluste nach Kondensator | (%) | 0,6 | 1,1 | 1,3 |
| CO | (mg/m3 3 % O2) | 14 | 40 | 24 |
| NOx (NO2) | (mg/m3 3 % O2) | 24 | 54 | 72 |

| **Brennstoff:Heizöl EL** | | **Grundlast** | **ca. 60 %** | **Vollast** |
|---|---|---|---|---|
| Brennstoffverbrauch | (kg/h) | 230 | 434 | 561 |
| Russzahl | | 0-1 | 0-1 | 0-1 |
| Rauchgastemperatur | (°C) | 144 | 147 | 144 |
| Abgasverluste | (%) | 6,7 | 4,9 | 5,3 |
| CO | (mg/m3 3 % O2) | 38 | < 10 | < 10 |
| NOx | (mg/m3 3 % O2) | 94 | 100 | 110 |

Tabelle 1: Verbrennungs- und Emissionswerte für Gas- und Ölfeuerung mit Abgasrücksaugung und Dampfstrahlinjektor (VFA, Thalwil)

CK-Feuerungssysteme haben sich bisher in über 100 ausgeführten Anlagen bewährt und bestätigen, daß auch zukunftsweisende Verbrennungs- und Emissionswerte mit begrenztem Zusatzaufwand und ohne betriebliche Zugeständnisse realisiert werden können.

## *Diskussion – Dr. Uwe Wiedmann (Körting Hannover AG)*

**Frage:** Die letzten Tabellen beziehen sich ausschließlich auf Nachrüstungen mit Dampfstrahlinjektor?

**Dr. Wiedmann:** Hier waren durchwegs alle Maßnahmen verwirklicht worden; das heißt, Abgasrücksaugung plus Dampfstrahlinjektor. Ohne Dampfstrahlinjektor lagen die $NO_x$–Werte bei 155 bis 190 mg/m$^3$ je nach Auslegung.

**Frage:** Auf welche Sauerstoff–Bezugswerte haben Sie sich bezogen?

**Dr. Wiedmann:** Für alle Emissionswerte gilt als Bezugsgröße 3 % $O_2$.

**Fa. ELCO:** Sie haben uns gerade das Perpetuum Mobile vorgestellt, denn Sie haben gesagt, Sie brauchen keine Zusatzenergie für die Rücksaugung. Können Sie uns das mal erklären?

**Dr. Wiedmann:** Wenn Sie, ich hatte das zuvor angesprochen, Drehströmungen erzeugen, – das ist eine Technik wie sie seit 50 Jahren bei Staubfeuerungen eingesetzt wird – so entsteht im Kern der Strömung ein Unterdruck und zwar selbst gegenüber der Umgebung. Dieser wird bei der Staubfeuerung genutzt, um heiße Gase zur Zündung des Staubes in die Flammenwurzel zurückzuführen. Wir nutzen ihn für die externe Rücksaugung von Abgasen. Der Unterdruck ist so stark, daß bei einem Druckgefälle von 3 mbar von 6 – 7 % Abgas zurückgesaugt werden können. Das ist kein Perpetuum Mobile, denn letztlich wird der Druck des Verbrennungsluftgebläses genutzt. Wobei dieser Druck nicht höher sein muß als bei anderen Brennern.

**Prof. Hackl:** Und für die Dampfinjektion sind das 3 Promille.

**Dr. Wiedmann:** Wir benötigen 3 kg Dampf je t erzeugtem Dampf. Das sind 3 Tausendstel. Wobei das ausreichend ist, wenn man sieht, daß die an diesen Anlagen gemessenen $NO_x$–Emissionen ja um 20 – 30 mg unter den Grenzwerten lagen.

**Frage:** Das heißt, für Warm– oder Heißwasserkessel ist die Unterschreitung von 150 mg nicht möglich?

**Dr. Wiedmann:** Hier ist gegenwärtig eine Anlage im Bau, wo wir das an einem Heißwasserkessel realisieren. Und zwar wird das Wasser über einen Wärmetauscher verdampft, der in der Wendekammer installiert ist.

**Prof. Hackl:** Danke für diese Ergänzung.

**Frage:** Sie sagen, 3 kg Dampf/t erzeugtem Dampf. Wie ist das jetzt in der Umrechnung auf kg Brennstoff?

**Dr. Wiedmann:** Als Größenordnung benötigen wir für 10 t Dampferzeugung 7 MW, das sind 700 l Heizöl. Somit ergeben sich 30 kg Dampf pro 700 l Heizöl.

**Dipl.–Ing. Löffler** (Magistratsabteilung 22, Wien): Was sagt Ihr Fachverband zu Ihren Brennerentwicklungen?

**Dr. Wiedmann:** Da stehen wir nicht in so engem Kontakt. Wir haben diese Technik entwickelt, und da ist es einfach unsere Zielsetzung, sie auch abzusetzen. Die Entwicklung hat uns Geld gekostet, und dieses Geld müssen wir wieder erwirtschaften. Wir gehen in die Märkte, die sich bieten. Deshalb haben Sie auch gesehen, die meisten Anlagen laufen in der Schweiz. Mittlerweile ist es allerdings so, daß wir den größten Anteil in der Bundesrepublik, und da insbesondere in den neuen Bundesländern, installieren. So wird gegenwärtig in Dresden ein Kesselhaus mit 10 Brennern in Betrieb genommen. Hier ist es so, daß man das, was in der Schweiz grundsätzlich machbar ist,

auch in den neuen Ländern realisieren möchte. Vor allem sind die Preisunterschiede nicht so gravierend. Es kommen bei den Investitionen geringe Mehrkosten für die Rücksaugung hinzu, ferner entsteht ein kleiner, zusätzlicher Dampfverbrauch. In 3 – 4 Jahren wird die Technik soweit sein, daß vernünftige Emissionswerte zum gleichen Preis zu bekommen sein werden.

**Prof. Hackl**: Darf ich das so zusammenfassen: Sie sind bereit, auch ins Ausland zu liefern. Das klingt weniger lächerlich, als es ist! Wir hatten eine Situation, das ist schon einige Jahre her, wo bundesdeutsche Firmen nicht bereit waren, ins Ausland bessere Technik zu liefern, als es im eigenen Land gesetzlich geregelt war.

**Dr. Wiedmann**: Das ist sicher bei uns nicht der Fall, wobei der Hintergrund ein anderer sein kann. Sie brauchen natürlich eine entsprechende Infrastruktur mit Service und Wartungsdienst. Also wir handhaben das in der Schweiz mit Partnerfirmen, die das für uns tun. Für uns ist im Grunde jeder Markt attraktiv in Europa, wo entsprechende Grenzwerte anstehen. Wir sehen da keine Begrenzungen.

**Prof. Hackl**: Ja, danke vielmals. Noch eine Frage: Planen Sie solche Anlagen auch für Rückstandsheizöl zu bauen?

**Dr. Wiedmann**: Nein, im Moment nicht. Das gilt ausschließlich für Heizöl Extra Leicht und Erdgas.

# NOx-Emissionen der Gas- und Ölfeuerungen mit einer Leistung größer 3 MW

**Dr. B. Ahmadi, Max Weishaupt GmbH**

Der derzeitige Stand der Technik im Hinblick auf den NOx-Ausstoß bei Feuerungen mit den Brennstoffen Erdgas und Heizöl extra leicht für die betrachteten Leistungsgrößen wird durch die Festlegungen in der TA-Luft sehr gut beschrieben. Danach gilt ein Grenzwert von 200 mg/m³ für Erdgas und 250 mg/m³ für HEL, jeweils berechnet als $NO_2$ bei 3 % $O_2$ im Abgas.

Dieser Stand wird auch durch zahlreiche Meßergebnisse an solchen Anlagen bestätigt, wo NOx-Emissionen je nach Anlagenbedingungen von etwa 220 - 250 mg/m³ bei Ölfeuerungen und 150 - 200 mg/m³ bei Gasfeuerungen erzielt wurden.

Die NOx-Emissionen bei Verfeuerung der genannten Brennstoffe entstehen in der Hauptsache durch thermische NO-Bildung, die im wesentlichen von Verbrennungstemperatur, Sauerstoffpartialdruck und Verweilzeit bei hohen Temperaturen beeinflußt wird. Im Gegensatz zu Gasfeuerungen ist bei Verbrennung von flüssigen und festen Brennstoffen mit einem, je nach Gehalt des atomar gebundenen Stickstoffs, mehr und minder großen Anteil vom Brennstoff-NO zu rechnen.

## NOx-Reduktionstechniken

Die NOx-Reduktionsmaßnahmen lassen sich durch zwei Hauptgruppen, nämlich Primär- und Sekundärmaßnahmen, beschreiben (Bild 1).

.../2

Bei primärseitigen Maßnahmen wird unmittelbar auf die Verbrennung Einfluß genommen, mit dem Ziel, die Entstehung von NO während des Verbrennungsablaufes zu behindern.

Hierzu gehören z. B. Mehrstufenverbrennung und Abgasrückführung allein und/oder in Kombination. Mit beiden Verfahren wird auf unterschiedliche Art die Verbrennungstemperatur herabgesetzt.

Die sekundärseitigen Maßnahmen haben im allgemeinen keine Auswirkung auf die NOx-Entstehung und kommen erst zur Nachbehandlung des Abgases zum Einsatz. Hierbei handelt es sich im wesentlichen um katalytische Abgasreinigungsverfahren, die dann eingesetzt werden, wenn die primärseitigen Maßnahmen nicht berücksichtigt werden können oder auch auf Grund der Prozessbedingungen den gewünschten Erfolg nicht erbringen. Aus Kostengründen sind grundsätzlich die Möglichkeiten einer Primärmaßnahme auszuschöpfen.

Bei emissionsarmen Brennstoffen wie Gas und Heizöl EL werden ausschließlich Primärmaßnahmen angewendet, wobei die Rückführung der Abgase in den Verbrennungsprozeß die einfachste und weitverbreitete Form der NOx-Reduktion darstellt, worauf nachfolgend eingegangen wird.

Durch die Rückführung eines Abgasteilstromes in den Verbrennungsprozeß werden zum einen die Temperaturspitzen in der Flamme abgebaut und damit die mittlere Flammentemperatur abgesenkt.

Darüberhinaus wird durch die Zugabe des sauerstoffarmen Abgases gleichzeitig der Partialdruck des Sauerstoffes in der Flamme reduziert. Aufgrund dieser Einflußnahmen wird die thermische NO-Bildung nachhaltig gemindert.

.../3

Verschiedene Systeme basieren auf demselben Minderungsmechanismus und unterscheiden sich lediglich nach der Art der Abgaseinbringung in den Verbrennungsprozeß. Während bei der internen Rauchgasrezirkulation die Abgase unmittelbar im Feuerraum über den Brennerkopf der Flamme beigemischt werden, wird bei externer Abgasrückführung der Abgasteilstrom üblicherweise außerhalb am Ende des Kessels entnommen.

Bei interner Rauchgasrezirkulation sind besondere Maßnahmen zur Stabilisierung der Flamme, insbesondere in der Startphase, zu treffen und korrosions- und hitzebeständigere Materialien für den Brennerkopfbereich notwendig. Dieses Verfahren wird aufgrund der geschilderten Probleme bei Brennern kleiner Leistung angewendet. Die bisherigen Ergebnisse solcher Systeme im Bezug auf Betriebssicherheit sind jedoch keineswegs zufriedenstellend, insbesondere dann nicht, wenn relativ niedrige Grenzwerte für NOx erzielt werden sollen.

Probleme dieser Art sind bei externer Abgasrückführung im technisch sinnvollen Einsatzbereich nicht gegeben bzw. leicht beherrschbar. Dieses Verfahren ist besonders für mittlere und größere Brennerleistungen geeignet.

Bei diesem Verfahren wird das Abgas mittels eines Abgasgebläses dem Verbrennungsprozeß zugeführt (Bild 2). Dabei durchströmt das zurückgeführte Abgas zunächst eine Abgasklappe, die leistungsabhängig über eine Steuereinheit gesteuert wird. Das Abgas gelangt schließlich über einen Zwischenflansch, der zwischen Brenner und Kessel angeordnet ist, unter Umgehung des Brenners fein verteilt in die Flammenwurzel.

.../4

Blatt 4

Die Steuereinheit berücksichtigt alle zeitlichen und funktionalen Abläufe, die für einen sicheren Betrieb sowohl in der Anfahrphase als auch im Dauerbetrieb erforderlich sind. Sie bietet darüberhinaus die Möglichkeit einer optimalen Zuordnung von Abgasrate und Brennerleistung für maximal zwei Brennstoffe unabhängig voneinander.

Mit diesem Verfahren lassen sich die NOx-Werte bei HEL um ca. 40 % auf 150 mg/m³ und bei Erdgas um ca. 50 % auf 100 mg/m³ reduzieren.

Eine weitere Reduktion der NOx-Werte ist nur mit erheblichem Aufwand unter Inkaufnahme von Betriebsstörungen denkbar, jedoch nicht empfehlenswert.

Der Einsatz von solchen Systemen ist mit einem gewissen apparativen Aufwand und Anstieg von Antriebsenergie verbunden. Darüberhinaus ist die Betriebsweise der Anlage für die Auswahl solcher Minderungstechniken von entscheidender Bedeutung.

Erdgas- und Heizöl-EL-Feuerungen sind im Vergleich zu anderen Verbrennungssystemen emissionsarm. Durch Einsatz von NOx-Minderungstechniken einerseits oder Festlegung von scharfen Grenzwerten andererseits dürfen die Belange eines sicheren und störungsfreien Betriebs nicht außer Acht gelassen werden. Bei der Beurteilung von Grenzwerten sind der zahlreichen und nur mit erheblichem Meßaufwand erfassbaren Einflußfaktoren durch Vorgaben von entsprechenden Meßtoleranzen Rechnung zu tragen.

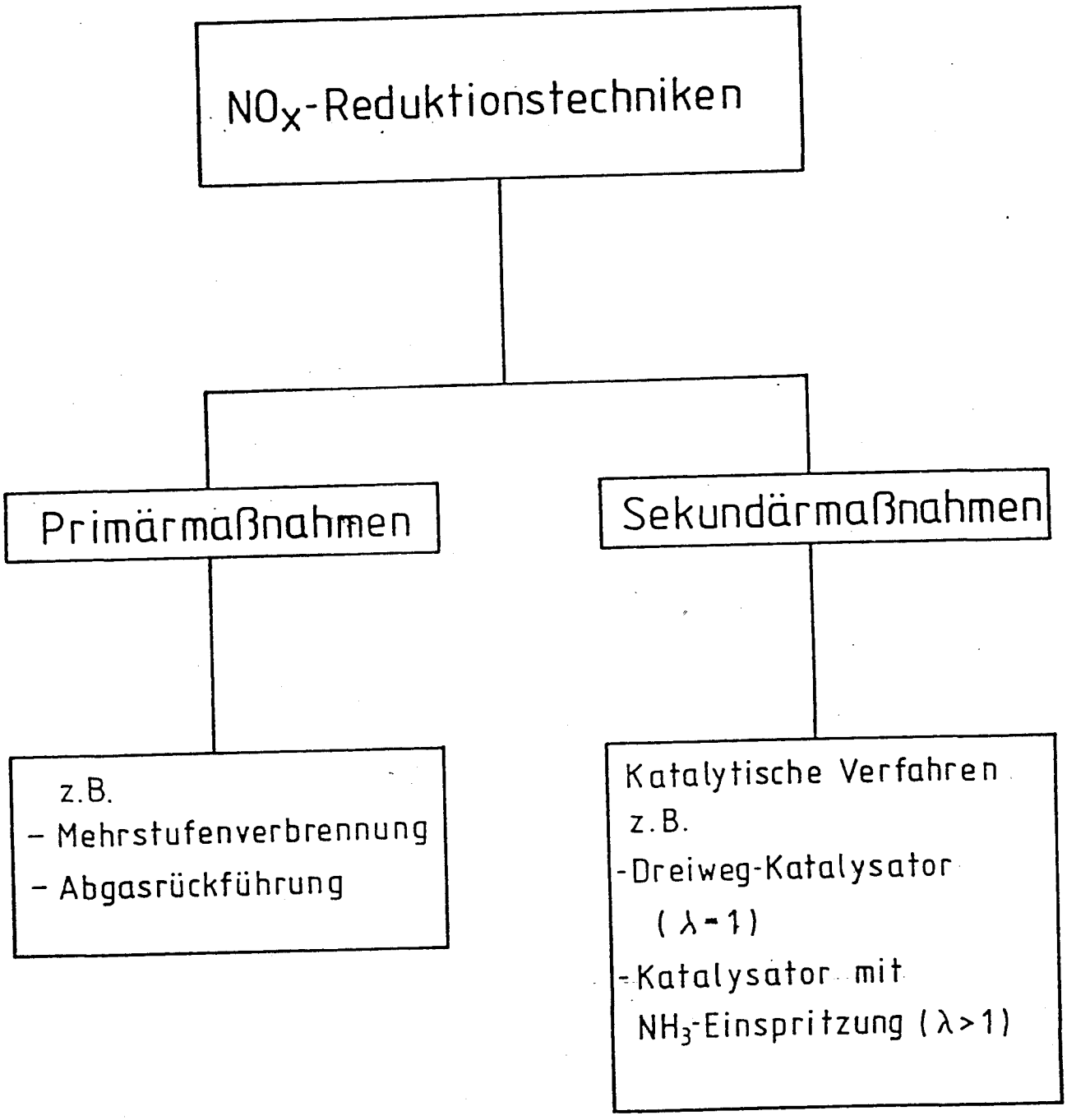
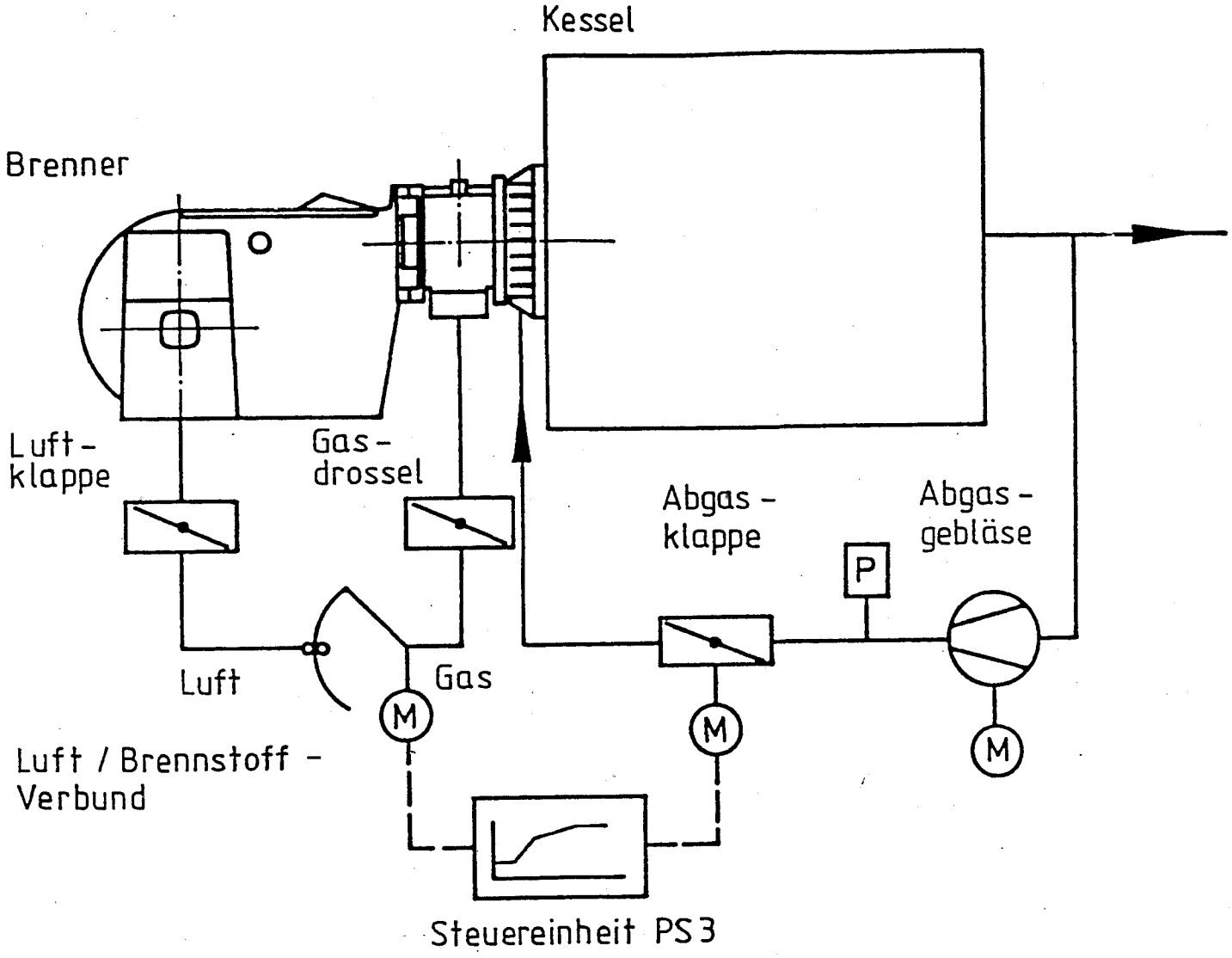

$NO_X$-Reduktionstechniken
Primärmaßnahmen
Sekundärmaßnahmen
z.B.
– Mehrstufenverbrennung
– Abgasrückführung
Katalytische Verfahren
z.B.
-Dreiweg-Katalysator
(λ=1)
-Katalysator mit
$NH_3$-Einspritzung (λ>1)

Bild 1




Aufbauschema ARF für modulierende Brenner

Bild 2

## *Diskussion – Dr. Behrouz Ahmadi (Max Weishaupt GmbH)*

**Prof. Hackl**: Sie haben den Eigenverbrauch angesprochen, in welcher Größenordnung würden Sie diesen einstufen?

**Dr. Ahmadi**: Die Erhöhung des Eigenverbrauches ist im wesentlichen auf die notwendige elektrische Antriebsleistung des Abgasrückführgebläses zurückzuführen. Abhängig von der Abgastemperatur sowie der zurückgeführten Abgasmenge nimmt der elektrische Eigenverbrauch bei Verwendung einer konventionellen Technik (Drosselung) ca. 30 – 40 % zu. Das heißt, in diesem Fall, daß die Antriebsleistung des Abgasrückführgebläses in der Größenordnung von 30 – 40 % der Antriebsleistung des Verbrennungsluftgebläses liegt.

BERTSCH

JOSEF BERTSCH, GESELLSCHAFT m. b. H. & Co., KESSEL- UND MASCHINENFABRIK
INDUSTRIEANLAGENBAU, A-6700 BLUDENZ

# Möglichkeit der Emissionsminderung

# an

# BERTSCH-Industriedampferzeugern

## Beitrag der Fa. BERTSCH im Rahmen des Expertenhearings vom 18./19.11. in Laxenburg

Die Fa. Bertsch hat in den letzten 3 Jahren eine Dampfkesselreihe entwickelt mit integriertem Katalysator um den Kesselbetreibern die Möglichkeit zu bieten, auch bei Industriedampfkesseln weiterhin das preiswerte Heizöl S zu verfeuern und trotzdem das LRG nicht nur einzuhalten sondern weitgehenst zu unterschreiten.
Durch die Umstellung vieler kleiner Kesselanlagen auf Gasfeuerung besteht in Zukunft sicher ein Überhang an Heizöl S.
Das vom Energiehaushalt her hochwertige Produkt Heizöl S kann daher bei Anwendung der neuen Technologie auch in Industrie-dampfkesseln verbrannt werden.

Die Fa. Bertsch sieht den neuen Stand der Technik wie folgt:

Kesselgröße 10 - 30 MW (evtl. 50 MW)

NOx bisher 450 mg/Nm3
neu 300 mg/Nm3

Mit Hilfe der KAT-Technik ist es ohne weiters möglich 300 mg einzuhalten wie auch bereits durchgeführte TÜV-Messungen bewiesen haben. Eine NOx-Reduktion ist auch im Hinblick auf die Ozonbildung erstrebenswert.

EN
DERBANK BANK AUSTRIA AG
.E BLUDENZ, KTO. 870-130-371
ITANSTALT BANKVEREIN FELDKIRCH
86-20007
SBANK BLUDENZ, KTO. 800-11011-0
KASSE DER STADT BLUDENZ, KTO. 3760-6
)-BANK BLUDENZ, KTO. 381-246-116

BERTSCH WIEN
1170 WIEN XVII
GEBLERGASSE 84
TEL. (0222) 453522
TELEFAX (0222) 45352445
TELEX 134845

BERTSCH OBERÖSTERREICH
4063 LINZ/HÖRSCHING
BUNDESSTRASSE -
AM KIRCHENHOLZ 4
TEL. (07221) 73448*
TELEFAX (07221) 73623
TELEX 221308

WERK I - ZENTRALE
BLUDENZ
HERRENGASSE 23
WERK II
LINZ/HÖRSCHING
BUNDESSTRASSE
AM KIRCHENHOLZ 4
WERK III
BLUDENZ-NÜZIDERS

ZENTRALE BLUDENZ
FERNRUF (05552) 63294-0
(05552) 62235-0
TELEFAX (05552) 66359
TELEX 52704

WERK III-6714 BLUDENZ-NÜZIDE
BUNDESSTRASSE
FERNRUF (05552) 67473

## Ammoniakschlupf:

Industriekessel fahren bekanntlich nicht mit konstanter Last wie Kraftwerkskessel sondern sind ständigen Lastwechseln unterworfen.
Derzeit sieht das Gesetz vor, Ammoniakschlupf bei konstanter Last zu messen, das Gesetz wurde seinerzeit im Hinblick auf Kraftwerke konzipiert.

Da wir es hier mit Industriekesseln zu tun haben, sollte die Bandbreite für den Ammoniakschlupf bis 50 mg/Nm3 erweitert werden, um auch bei Wechsellast dann die so festgelegten Schlupfwerte einhalten zu können. Dann würde die Messung auch den tatsächlichen Betriebsverhältnissen nahe kommen.

Die Fa. Bertsch hat umfangreiche TÜV-Messungen durchgeführt einschließlich olfaktometrischer Untersuchungen und Ausbreitungsrechnung; die Untersuchungen wurden in den Monaten Feber, März 92 gemacht.
Es hat sich herausgestellt, daß die SO2-Komponente auch bei hohen NH3-Werten (über 80 mg/Nm3) im Geruch überwiegt.

## Einschränkung für 50 mg Ammoniakschlupf:

Dies gilt nur für Anlagen die ohne Luvos betrieben werden. Im Bereich des Economisers wurden bisher keine Salzbildungen auch bei erhöhten Schlupfwerten festgestellt.

## SO2-Emissionen:

Stellungnahme zu HS mit 0,5 % S

Wird in Zukunft Heizöl S mit 0,5 % S am Markt angeboten anstelle von 1 %-iger Ware kann angenommen werden, daß es unter Umständen nicht genügend Heizöl S mit 0,5 % zu kaufen gibt.
Die Fa. Bertsch hat eine dem Kessel nachgeschaltete RG-Wäsche entwickelt, sodaß auch in Zukunft mit z. B. 1 %-iger Ware weitergefahren werden kann.

BERTSCH

JOSEF BERTSCH, GESELLSCHAFT m. b. H. & Co., KESSEL- UND MASCHINENFABRIK
INDUSTRIEANLAGENBAU, A-6700 BLUDENZ

## Kostennutzenrechnung:

Bezogen auf die Umweltschutz-Investitionen

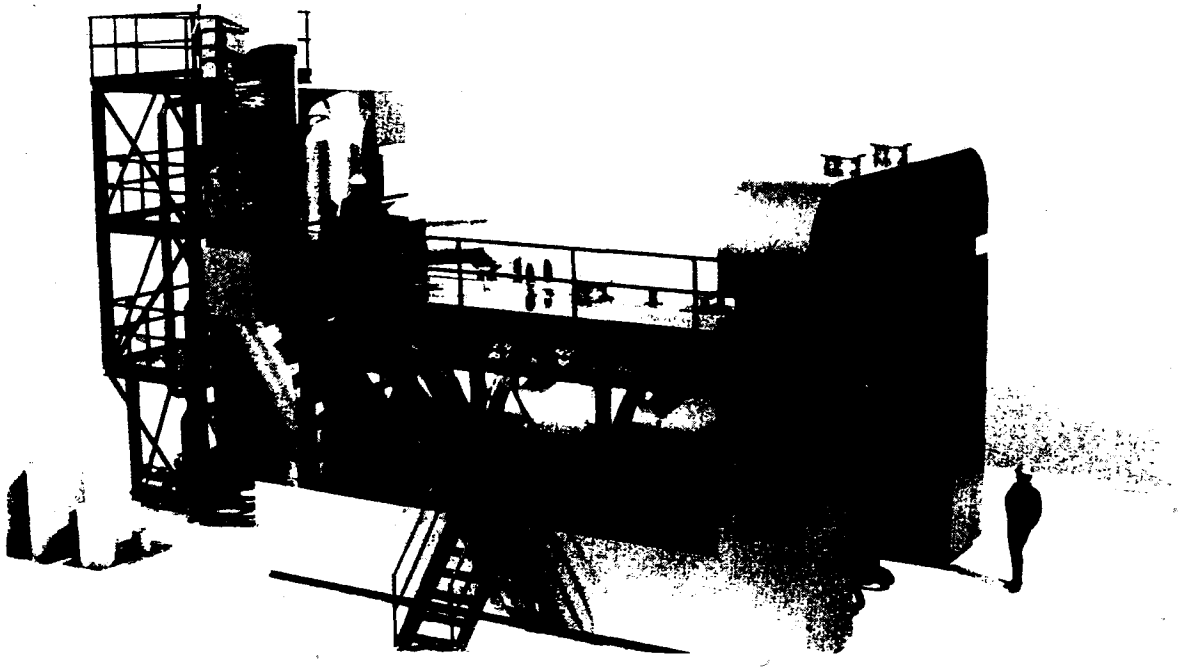
Bei der heutigen Preislage zwischen Heizöl S und Heizöl L Schwechat 2000 können folgende Ziffern angegeben werden:

Betrachtet man lediglich eine Entstickungsanlage, die zu einem Kessel dazugebaut werden muß, so wird sich innerhalb von 3,5 - 4 Jahren eine solche Anlage rentieren, wenn ein Öldurchsatz von 1200 to/Jahr oder größer gegeben ist.

Wird die Anlage mit einer Entstickung und einer Entschwefelung ausgerüstet, so kann hier eine Jahresbrennstoffmenge von ca. 2400 to/Jahr als untere Grenze angesetzt werden.

## DAMPFKESSEL MIT INTEGRIERTEM KATALYSATOR UND RAUCHGASWÄSCHER

Anlage: LACTOPROT Ried i. Innkreis
Kesselleistung 11 MW
Heizöl S mit 2 % S, tatsächlicher Schwefelgehalt 1,7 %
$SO_2$ vor Wäscher ca. 2890 mg/$Nm^3$



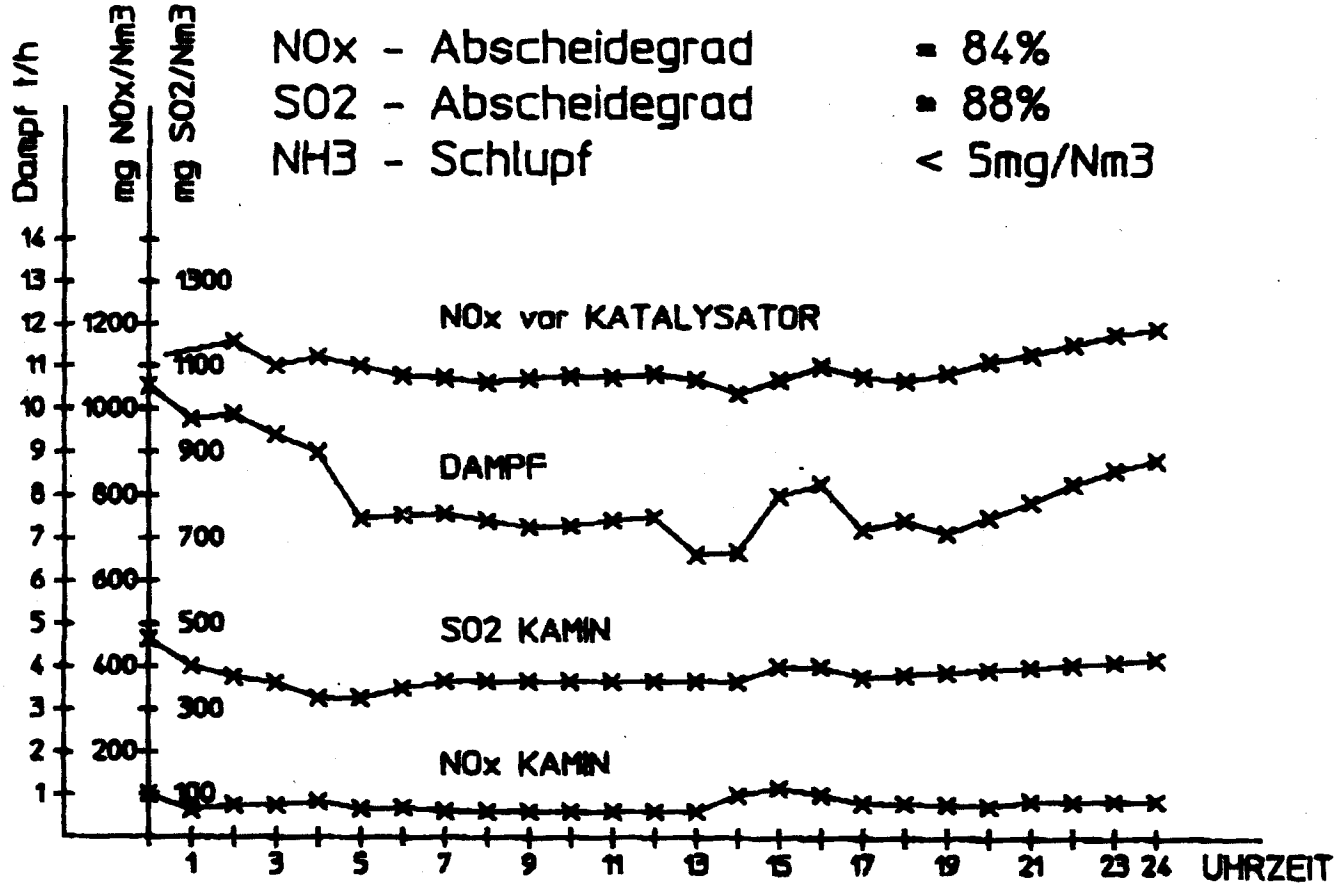
**DAMPFKESSEL mit integriertem KATALYSATOR und RAUCHGASWÄSCHER**

Anlage: LACTOPROT Ried i. Innkreis  Kesselleistung 11MW

Dampfleistung: 16 t/h  26 barü

Heizöl S mit 2% S tats. Schwefelgehalt 1,7%

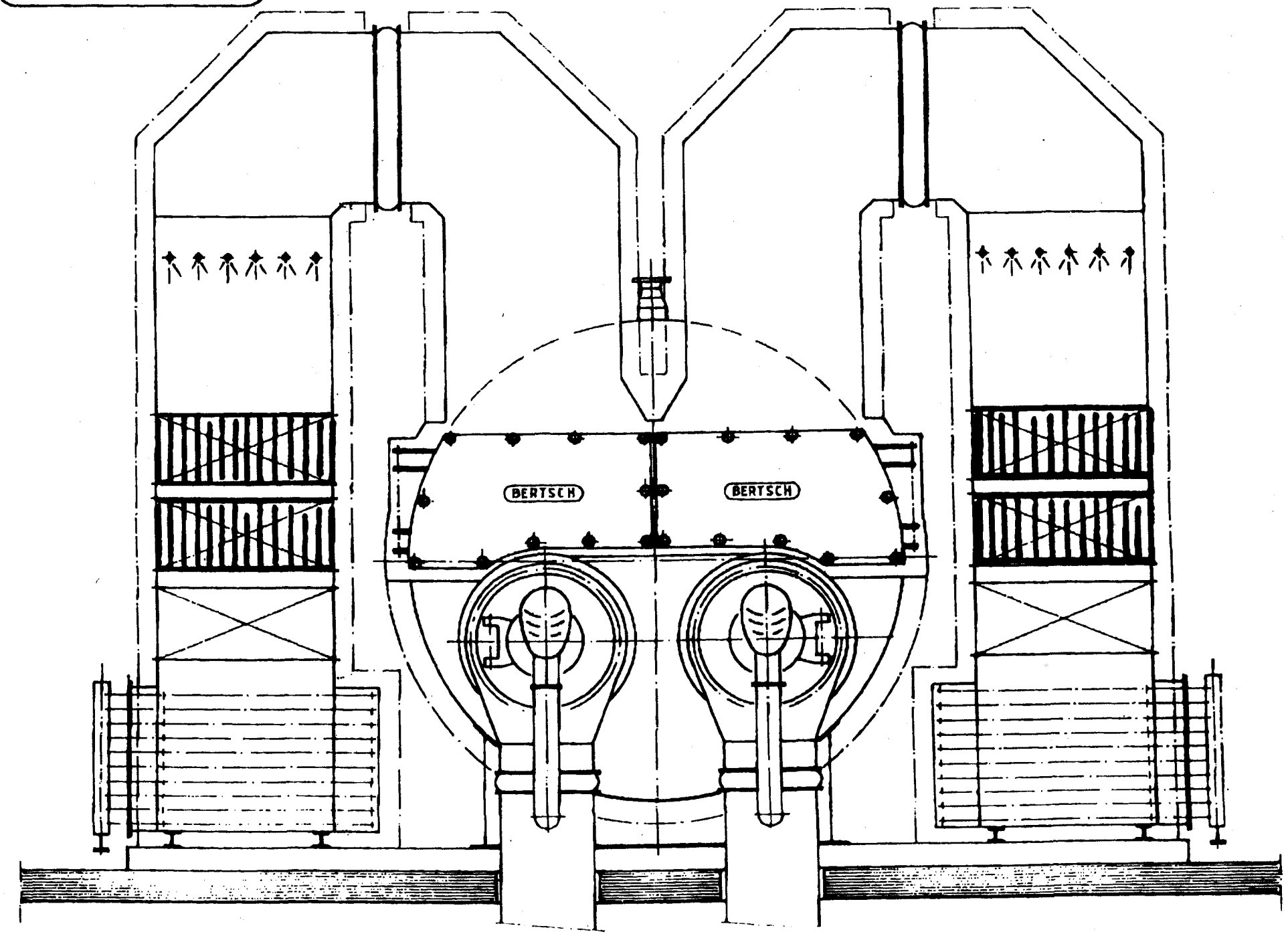
SO2 vor Wäscher ca. 2890 mg/Nm3




Auszug aus Meßprotokoll vom 30. Okt. 1990

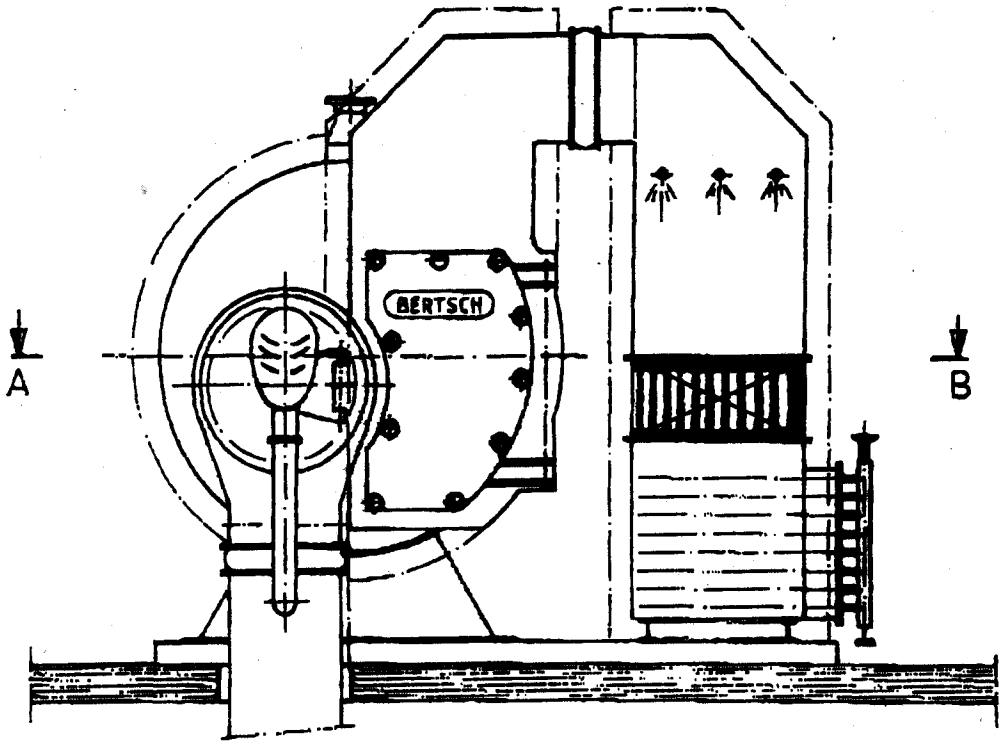
Anlage: LACTOPROT Ried i. Innkreis

BERTSCH DAMPFKESSEL TYPE HREK-C LEISTUNG 12-20 MW Pat. angem.

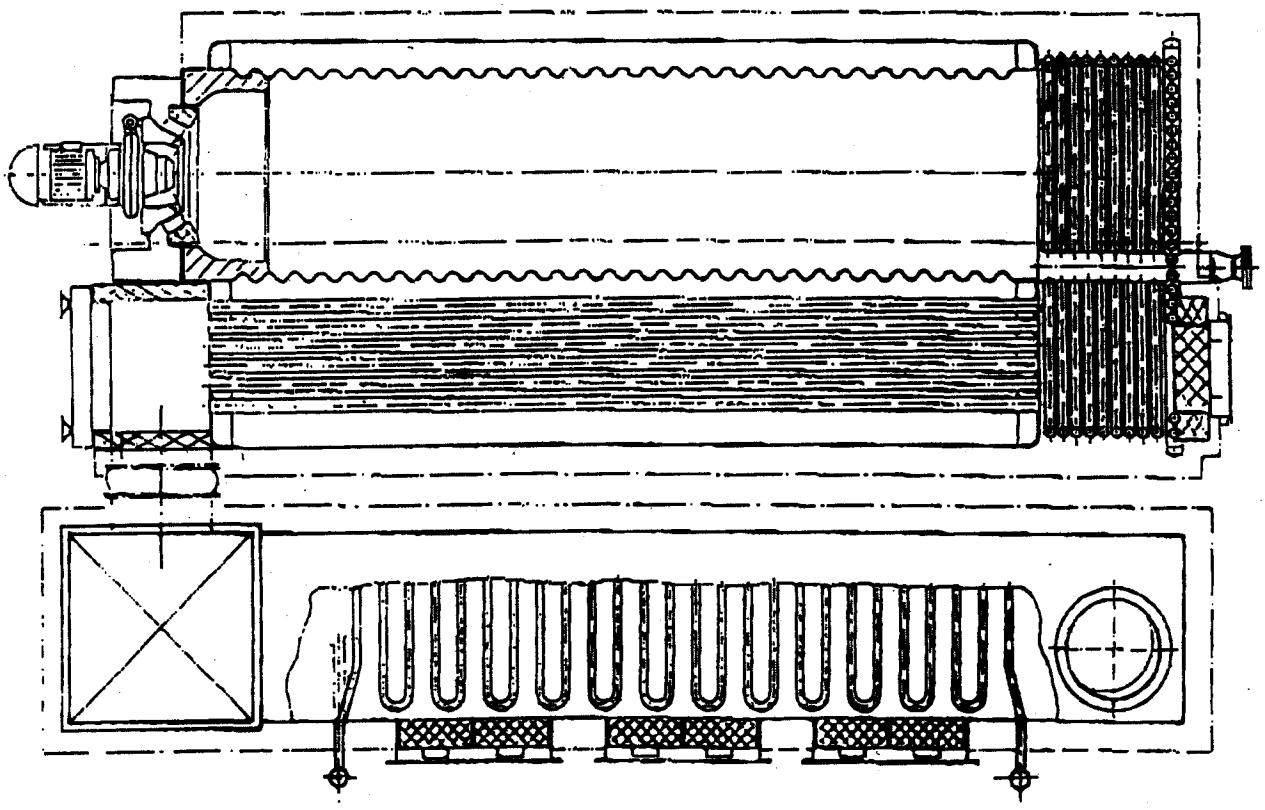


BERTSCH

# DAMPFKESSEL TYPE HREK-C
# LEISTUNG 10-15 MW

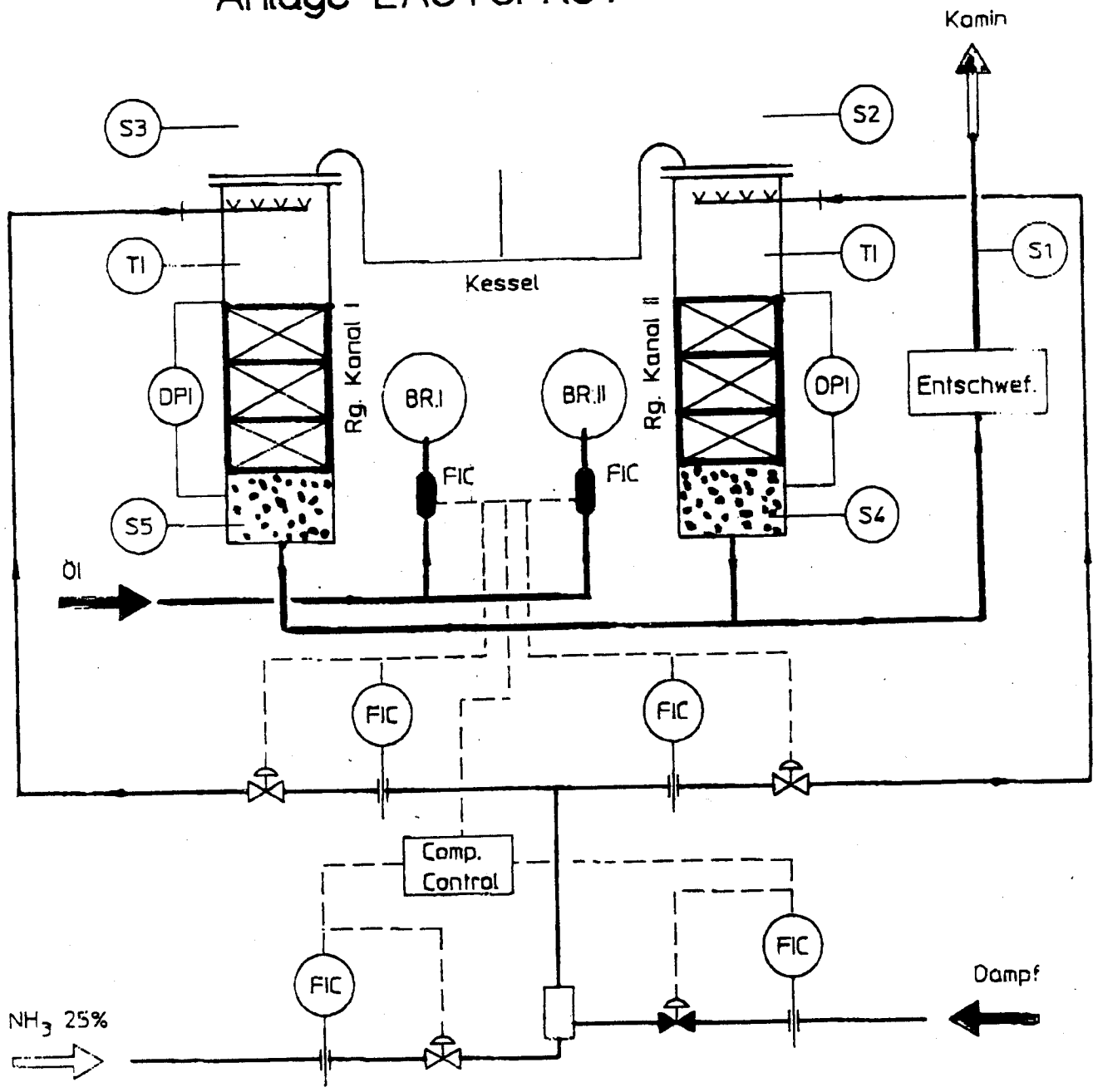



SCHNITT A-B



# MSR - Schema - Entstickung

## Anlage LACTOPROT




BERTSCH

DAMPFKESSEL TYPE HREK-C
LEISTUNG ca. 11 MW

## *Diskussion – Dipl.–Ing. Arno Kolbitsch (Josef Bertsch GesmbH)*

**Frage**: Wie groß war der Aufwand der Primärmaßnahmen um die Stickoxidwerte von 1300 auf 800 mg/Nm$^3$ senken zu können?

**Dipl.–Ing. Kolbitsch**: Die anfänglichen 1300 mg/Nm$^3$ wurden nach Kalibrierung und Verbesserung der $NO_x$–Messung auf tatsächliche 1000 mg/Nm$^3$ berichtigt. Die Senkung auf 800 mg/Nm$^3$ wurde durch Sauerstoff–Optimierung und Brennereinstellung bewerkstelligt.

**Frage**: Was ist Waschwasser?

**Dipl.–Ing. Kolbitsch**: Unter Waschwasser verstehen wir alkalisches Wasser, wie es in Molkereien anfällt und im Prinzip neutralisiert werden muß, um in den Vorfluter abgegeben werden zu können. Bei dem von uns vorgesehenen Waschturm wurde also prinzipiell saures Rauchgas durch dieses Waschwasser ausgewaschen und gleichzeitig das Waschwasser neutralisiert. Reichte die natürliche Alkalität nicht aus, so wurde nachalkalisiert.

**Frage**: In einem Diagramm wurde eine $NO_x$–Reduktion von 95 % dargestellt. Wie hoch war dabei der Ammoniakschlupf?

**Dipl.–Ing. Kolbitsch**: Bei der hier vorgestellten Anlage haben wir mit Ammoniakwasser gearbeitet. Versuche laufen jedoch auf Basis Harnstoff und wir werden selbstverständlich bei Bedarf auch mit Harnstoff die Anlagen betreiben können. Der Ammoniakschlupf bei dieser 95 %–igen $NO_x$–Reduktion lag zwischen 8 und 30 mg/Nm$^3$, dabei ist es sehr abhängig von der Beharrung der Anlage, ob gute Schlupfwerte oder ob stark schwankende Werte mit Ausreißern nach oben gemessen werden können. Unserer Erfahrung nach ist bei derartigen Kesselanlagen ein Beharrungszustand äußerst schwer einzustellen, da die Kessel prinzipiell nach dem Druck bei den Verbrauchern gefahren werden. Aus diesem Grunde habe ich auch bei den Grenzwerten für den Ammoniakschlupf für derartige Industriekesselanlagen mit Katalysator einen oberen Grenzwert von 30 mg/Nm$^3$ vorgeschlagen. 5 mg/Nm$^3$ wie in den Unterlagen für zukünftige Grenzwerte gefordert, sind unserer Meinung mit Industriekesseln für Produktionsdampf nur unter äußerst günstigen Bedingungen, das heißt nicht praxisgerechten Fahrweisen möglich.

**Frage**: Warum ist der $NO_x$–Wert auf der einen Katalysatorseite niedriger als auf der anderen Seite und wie haben sich die Erfahrungen bei Vollast dargestellt, da die von Ihnen genannten Werte bei Halblast gemessen wurden?

**Dipl.–Ing. Kolbitsch**: Der Unterschied von 50 – 100 mg $NO_x$ zwischen der linken und rechten Kesselseite hatten wir am Anfang und war im Prinzip brennereinstellungsbedingt. Mittlerweile haben wir durch Nachjustierung die Werte auf dem selben Niveau und liegen derzeit bei ca. 750 – 800 mg/Nm$^3$. Dieser Wert ist relativ unabhängig von der Kessellast, das heißt, auch bei 100 % erreichen wir nicht merklich höhere Werte. Maßgebend ist hierbei nach unserer Erfahrung das Brennstoffluftverhältnis bei der jeweiligen Last.

**Frage**: Wie sieht es mit der Belagsbildung auf der Katalysatorseite aus? Was für Erfahrung haben Sie mit Verschmutzung des Katalysators?

**Dipl.–Ing. Kolbitsch**: Durch die Verschmutzung steigt ganz klar der Druckverlust, welcher über entsprechende Gebläsereserve und Regelung ausgeglichen werden muß. Desweiteren konnten wir eine leichte Zunahme des Ammoniakverbrauches feststellen, da die aktive

Oberfläche des Katalysators abnimmt. Im Prinzip haben wir unsere Katalysatoren so konstruiert, daß sie relativ leicht über ziehbare Laden ausgebaut und für die Reinigung zugänglich gemacht werden können; weiters gibt es je Element ein Schnellreinigungsfenster, wo binnen Minuten der oberflächliche Staub abgesaugt werden kann.

**Frage**: Wie sieht es mit der Garantie für Ihre Katalysatoren aus?

**Dipl.–Ing. Kolbitsch**: Wir gewähren 16.000 Stunden Garantie bei entsprechender Wartung und vertragskonformen Fahrweisen der Anlage. Bei der Anlage die ich Ihnen hier zeigen konnte, haben wir ca. 13.000 Stunden Betrieb hinter uns.

**Frage**: In welchem Leistungsbereich bieten Sie Ihre Anlagen an und was machen Sie mit den Reststoffen bzw. mit den verbrauchten Katalysatormodulen?

**Dipl.–Ing. Kolbitsch**: Der Leistungsbereich dieser vorgestellten Kesseltypen bewegt sich von 1 MW bis 21 MW wobei sinnvollerweise Katalysatoren im oberen Leistungsbereich angesiedelt werden (8 – 21 MW). Zur Entsorgung des Katalysators: Es besteht die Möglichkeit den Katalysator in einem Ofen zu brennen, wodurch sich die Oberfläche schließt und dadurch die Schadstoffe in dem Katalysatorvolumen eingeschlossen werden. Diese Technik wird von unserem Verfahrensgeber aus den USA praktiziert. Wir selber hier in Europa waren bis heute nicht genötigt, den Katalysator zu entsorgen, sehen jedoch aus heutiger Sicht keine größere Probleme dabei.



AUSTRIAN
ENERGY & ENVIRONMENT
SGP/WAAGNER-BIRÓ GMBH

# KURZVORTRAG ZUM EXPERTENHEARING DES BUNDESUMWELTAMTES AM 18. und 19.11.1992 IN LAXENBURG BETREFFEND $NO_x$ und $SO_2$

Autor: Prok. Werner VALE, Bereichsleiter Revamping

AUSTRIAN ENERGY & ENVIRONMENT

SGP/WAAGNER-BIRO Ges.m.b.H., Graz

A U S T R I A N
ENERGY & ENVIRONMENT
SGP/WAAGNER-BIRÓ GMBH

# Primärmaßnahmen zur Verminderung der $NO_x$-Emission bei gasförmingen und flüssigen Brennstoffen

Sehr geehrte Damen und Herren !
Gestatten Sie mir, daß ich mich vorranging mit der Sanierung von Altanlagen nach dem LRG-K § 12 im Laufe dieses Vortrages auseinandersetze und hier mehr auf praktische Erfahrungen und nachprüfbare Meßergebnisse eingehe.

Primärmaßnahmen stellen die wirtschaftlichste Form der $NO_x$-Minderungstechnologie dar.

Sieht man von einem eventuell erhöhten Eigenbedarf ab, werden keine zusätzlichen Verbrauchsstoffe, wie z.B. $NH_3$ benötigt, welche unter Umständen zu weiteren Problemen in der Anlage führen können.

Die Einflüsse die zur $NO_x$-Bildung in Feuerungen führen sind vielfältig und in ihren Auswirkungen zahlenmäßig nicht faßbar, d.h. nicht vorausberechenbar. Die wichtigsten Faktoren sind:

- Stickstoffgehalt des Brennstoffes bei flüssigen Brennstoffen
- Brennraumbelastung bzw. Temperatur
- Anzahl und Anordnung der Brenner
- Brennerabstände und zugeordnete Kühlflächen
- Verbrennungslufttemperatur
- Luftüberschuß im Brennerbereich
- Strömungsverhältnisse im Brenner- und Flammenbereich

A U S T R I A N
ENERGY & ENVIRONMENT
SGP/WAAGNER-BIRÓ GMBH

Die wichtigsten Primärmaßnahmen zur $NO_x$-Minderung, welche sich in der Praxis nachweisbar bewährt haben, sind:

- Ausbildung und Einstellung der Gaslanzen sowie entsprechende konstruktive Ausbildung der Luftvorlagen
- Ausbildung der Öldüse in Bezug auf Winkel, Anzahl und Durchmesser der Düsenbohrungen
- Rauchgasrezirkulation in die Verbrennungsluft sowie im Flammenbereich
- Luft- und Brennstoffstufung
- Kaltluftbetrieb
- Ausbrandluft im Zusammenhang mit möglichst nahstöchiometrischer Verbrennung

Alle diesen Maßnahmen haben einen mehr oder weniger großen $NO_x$-Minderungseffekt, wobei es derzeit nicht möglich ist, die einzelnen Maßnahmen exakt zu berechnen.

Welche Maßnahmen nun realisiert werden, hängt von den verlangten Grenzwerten sowie von den Möglichkeiten die die Anlage bietet ab und vor allem der Erfahrung des Projekteurs den Aufwand so weit zu treiben, um einerseits die geforderten Werte zu erreichen und andererseits unnötige Investitionen zu vermeiden.

Müssen sehr tiefe $NO_x$-Werte erreicht werden, sollen die erforderlichen Rahmenbedingungen wie:

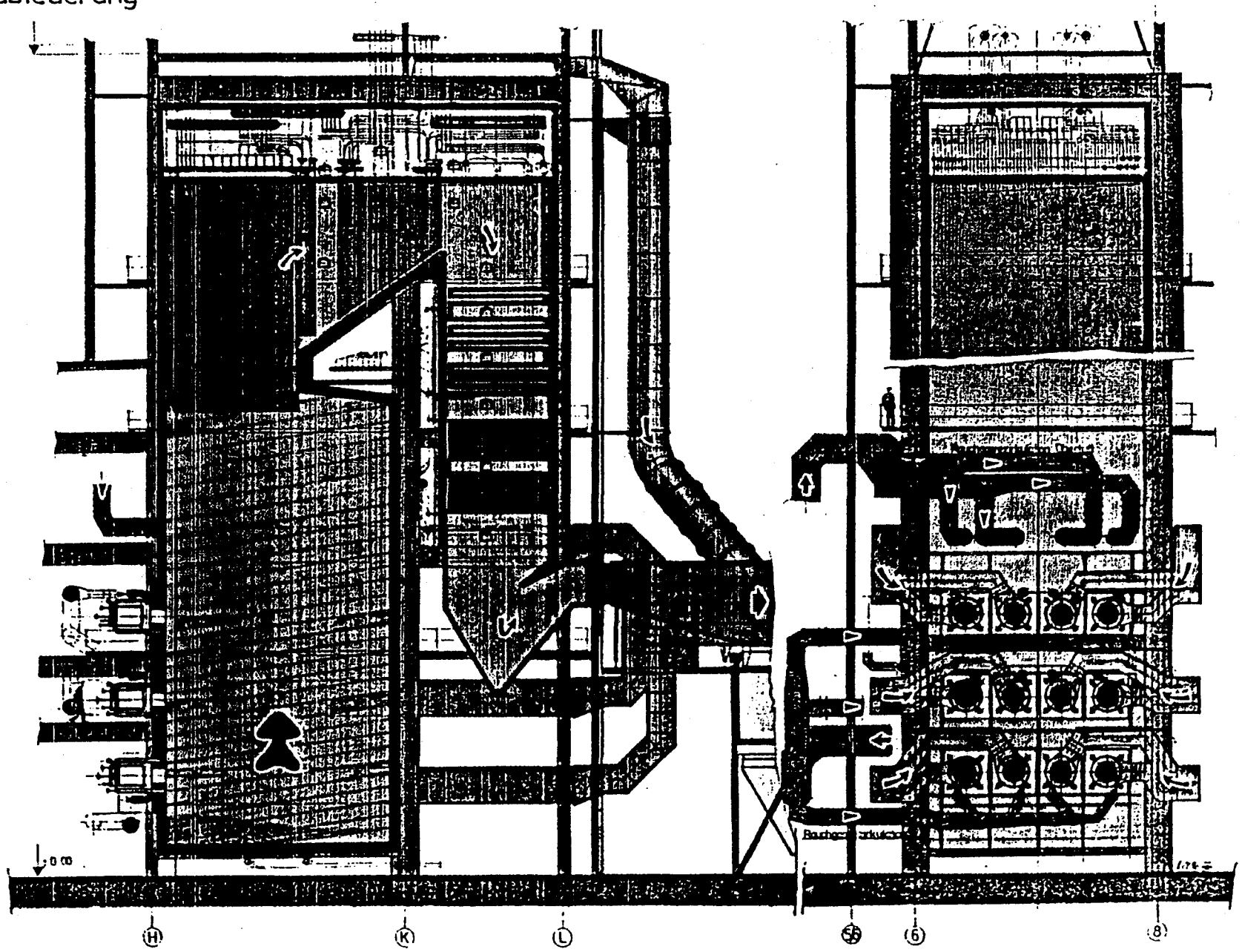
- Einzelluftmessung der Verbrennungsluft
- Einzelmessungen der Ausbrandluft und der Rezigasströme

unbedingt erfüllt werden.

## Dampfkraftwerk Werndorf

Bensonkessel für Öl- u. Gasfeuerung
mit Zwischenüberhitzer:

x Dauerlast K1 340 t/h
ıehmigter Druck 162 bar
ßdampftemp. 540/540 °C



***$NO_X$-Gehalt der Rauchgase vor Umbau:***

| | |
|---|---|
| Erdgas: | ca. 500 mg/Nm³, tr. 3% $O_2$ |
| Schweröl: | ca. 700 mg/Nm³, tr. 3% $O_2$ |

***Emissionswerte nach Umbau:***

| | |
|---|---|
| *Garantiewerte | |
| Erdgas: | |
| $NO_X$-Gehalt | *max. 100 mg/Nm³, tr. |
| CO-Gehalt | *max. 50 mg/Nm³, tr. |
| CH-Gehalt | *max. 50 mg/Nm³, tr. |
| Heizöl Extra leicht: HEL | |
| $NO_X$-Gehalt | *max. 150 mg/Nm³, tr. |
| CO-Gehalt | *max. 50 mg/Nm³, tr. |
| Feststoffauswurf | *max. 30 mg/Nm³, tr. |
| *mg/Nm³, tr. bezogen auf 3% $O_2$ | |
| Heizöl Extra leicht/Erdgas: | 50:50 |
| $NO_X$-Gehalt | |
| CO-Gehalt | |
| Feststoffauswurf | |
| CH-Gehalt | |
| $SO_2$-Gehalt | |

***BVFA-Abnahmemeßwerte:***

| | | | |
|---|---|---|---|
| 110 | 75 | 50 | Elektr. Blockleistung MW |
| 65 | 57 | 49 | $NO_X$ mg/Nm³, tr. 3% $O_2$ |
| 9 | 6 | 21 | CO mg/Nm³, tr. 3% $O_2$ |
| <4 | <4 | <4 | CH mg/Nm³, tr. 3% $O_2$ (als C) |
| 119 | – | 86 | $NO_X$ mg/Nm³, tr. 3% $O_2$ |
| 10 | – | 7 | CO mg/Nm³, tr. 3% $O_2$ |
| <4 | – | <4 | CH mg/Nm³, tr. 3% $O_2$ (als C) |
| 157 | - | 151 | $SO_2$ mg/Nm³, tr. 3% $O_2$ |
| 101 | – | 70 | $NO_X$ mg/Nm³, tr. 3% $O_2$ |
| 6 | – | 128 | CO mg/Nm³, tr. 3% $O_2$ |
| <5 | – | <5 | Staub mg/Nm³, tr. 3% $O_2$ |
| <4 | – | <4 | CH mg/Nm³, tr. 3% $O_2$ (als C) |
| 79 | – | 88 | $SO_2$ mg/Nm³, tr. 3% $O_2$ |

## Zusammenfassung der NOx-Versuche bei Gasfeuerung

| Test Nr. | | G12 | G7 | G1 | G11 | G6 | G2 | G9 | G8 | G3 | G10 | G5 | G12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Datum | | 14.6.92 | 14.6.92 | 14.6.92 | 14.6.92 | 14.6.92 | 14.6.92 | 14.6.92 | 14.6.92 | 14.6.92 | 14.6.92 | 14.6.92 | 15.6.92 |
| Uhrzeit | | 18:20 | 14:50 | 10:10 | 17:50 | 14:20 | 10:50 | 16:40 | 15:20 | 12:15 | 17:15 | 13:55 | 15:10 |
| Oberluft | % | 5 | 5 | 5 | 100 | 100 | 100 | 5 | 5 | 5 | 100 | 10 | 100 |
| Rez. Gas | % | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 25 | 23 | 12 | 23 | 22 | 22 |
| Dampfmenge | t/h | 60 | 50 | 30 | 60 | 50 | 30 | 59 | 50 | 31 | 57 | 50 | 28 |
| Dampfdruck | bar | 72 | 72 | 73 | 72 | 72 | 74 | 72 | 72 | 71 | 72 | 72 | 70 |
| Dampftemp. | °C | 516 | 515 | 515 | 512 | 514 | 509 | 513 | 505 | 516 | 517 | 514 | 524 |
| Gasmenge | Nm³/h | 5300 | 4547 | 2742 | 5300 | 4542 | 2673 | 5300 | 4543 | 2673 | 5280 | 4554 | 2761 |
| Gasreglerstellung | % | 97 | 87 | 67 | 97 | 87 | 65 | 97 | 87 | 67 | 97 | 87 | 68 |
| Luftmenge | Nm³/h | 55600 | 49990 | 29500 | 58500 | 50240 | 29970 | 53400 | 47800 | 30193 | 57400 | 49300 | 30150 |
| Luft-Reglerstellung | % | 49 | 36 | 13 | 50 | 38 | 16 | 49 | 36 | 12 | 55 | 38 | 12 |
| Rez. Gasmenge | Nm³/h | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13150 | 11150 | 3590 | 13250 | 10970 | 6585 |
| Rez. Gasmenge | % | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 25 | 23 | 12 | 23 | 22 | 22 |
| O2-feucht | %-f | 1,6 | 2,5 | 2,4 | 2,9 | 3,1 | 3,2 | 1,3 | 2,0 | 2,3 | 2,8 | 2,9 | 3,2 |
| Extinktion (WB) | % | 1,3 | 1,2 | 0,9 | 1,5 | 1,3 | 1,5 | 1,3 | 1,2 | 0,9 | 1,5 | 1,4 | 1,1 |
| Staub aus Extinktion | g/Nm³ | 11 | 10 | 7 | 13 | 11 | 13 | 10 | 10 | 8 | 12 | 11 | 10 |
| O2 - n. Luvo (WB) | % - tr | 2,4 | 3,4 | 4,1 | 3,6 | 4,0 | 4,8 | 2,1 | 3,0 | 4,2 | 3,8 | 3,9 | 5,0 |
| CO bez. 3% ( WB ) | mg/Nm³ | 71 | 32 | 36 | 95 | 88 | 83 | 62 | 36 | 38 | 50 | 55 | 79 |
| NOx bez. 3% ( WB ) | mg/Nm³ | 508 | 480 | 236 | 390 | 311 | 173 | 156 | 159 | 151 | 133 | 110 | 77 |

## Zusammenfassung der NOx-Versuche mit bestehendem Öl N = 0,51

Brennerdüse: Y 90° Düse

| Test Nr. | | Öl 0 | Öl 10 | Öl 5 | Öl 01 | Öl 1 | Öl 9 | Öl 6 | Öl 2 | Öl 8 | Öl 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Datum | | 12.6.92 | 16.6.92 | 16.6.92 | 12.6.92 | 15.6.92 | 16.6.92 | 16.6.92 | 15.6.92 | 16.6.92 | 16.6.92 |
| Uhrzeit | | 23:30 | 20:30 | 17:20 | 0:10 | 11:40 | 20:10 | 18:00 | 12:35 | 19:35 | 18:50 |
| Oberluft | % | 5 | 5 | 5 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Rez. Gas | % | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 11 | 10 |
| Dampfmenge | t/h | 69 | 51 | 30 | 69 | 70 | 51 | 33 | 67 | 50 | 31 |
| Dampfdruck | bar | 73 | 71 | 72 | 73 | 72 | 71 | 73 | 70 | 71 | 72 |
| Dampftemp. | °C | 493 | 484 | 491 | 486 | 493 | 474 | 463 | 505 | 474 | 492 |
| Ölmenge | l/h | 5480 | 4025 | 2513 | 5490 | 5510 | 4030 | 2510 | 5364 | 4065 | 2516 |
| Ölreglerstellung | % | 85 | 67 | 43 | 85 | 85 | 67 | 43 | 83 | 67 | 43 |
| Luftmenge | Nm³/h | 62500 | 46209 | 27800 | 69700 | 68400 | 52250 | 31800 | 68400 | 52300 | 31439 |
| Luft-Reglerstellung | % | 59 | 31 | 11 | 95 | 90 | 39 | 16 | 100 | 41 | 15 |
| Rez. Gasmenge | Nm³/h | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8120 | 5538 | 3200 |
| Rez. Gasmenge | % | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 11 | 10 |
| O2-feucht | %-f | 1,3 | 2,1 | 1,8 | 3,2 | 3,2 | 4,1 | 3,8 | 3,2 | 4,2 | 3,8 |
| Extinktion (WB) | % | 24,3 | 16,3 | 14,2 | 22,7 | 25,0 | 15,3 | 17,4 | 23,7 | 16,4 | 13,6 |
| Staub aus Extinktion | mg/Nm³ | 192 | 136 | 119 | 196 | 217 | 128 | 146 | 206 | 138 | 114 |
| O2 - n. Luvo (WB) | % - tr | 1,8 | 5,0 | 3,3 | 3,6 | 3,7 | 4,9 | 5,2 | 3,7 | 4,9 | 5,3 |
| CO bez. 3% ( WB ) | mg/Nm³ | 57 | 44 | 53 | 51 | 44 | 48 | 44 | 33 | 46 | 44 |
| NOx bez. 3% ( WB ) | mg/Nm³ | 582 | 521 | 557 | 549 | 537 | 539 | 535 | 495 | 509 | 510 |

## Zusammenfassung der NOx-Versuche N-armen Öl, N = 0,25

Brennerdüse: Y 90° Düse

Datum: 15.6.1992

| Test Nr. | | N1 | N6 | N7 | N2 | N5 | N8 | N3 | N4 | N9 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Uhrzeit | | 17:25 | 22:37 | 23:12 | 18:25 | 21:50 | 23:25 | 19:30 | 21:25 | 23:55 |
| Oberluft | % | 5 | 5 | 5 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Rez. Gas | % | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 13 |
| Dampfmenge | t/h | 68 | 50 | 30 | 67 | 49 | 33 | 66 | 50 | 31 |
| Dampfdruck | bar | 72 | 72 | 69 | 71 | 73 | 72 | 71 | 74 | 72 |
| Dampftemp. | °C | 503 | 488 | 487 | 498 | 481 | 467 | 513 | 490 | 480 |
| Ölmenge | l/h | 5610 | 3990 | 2593 | 5610 | 4014 | 2691 | 5600 | 4031 | 2600 |
| Ölreglerstellung | % | 87 | 64 | 44 | 88 | 65 | 44 | 88 | 64 | 44 |
| Luftmenge | Nm³/h | 60200 | 43700 | 27347 | 67100 | 49000 | 30900 | 65140 | 47698 | 29960 |
| Luft-Reglerstellung | % | 57 | 30 | 13 | 85 | 33 | 13 | 89 | 33 | 12 |
| Rez. Gasmenge | Nm³/h | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6380 | 4940 | 3822 |
| Rez. Gasmenge | % | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 13 |
| O2-feucht | %-f | 1,3 | 2,0 | 1,4 | 3,1 | 3,7 | 3,6 | 3,0 | 3,6 | 3,3 |
| Extinktion (WB) | % | 20,6 | 16,4 | 17,4 | 16,1 | 15,3 | 17,1 | 14,8 | 15,3 | 14,8 |
| Staub aus Extinktion | mg/Nm³ | 162 | 135 | 145 | 139 | 140 | 164 | 127 | 140 | 138 |
| O2 - n. Luvo (WB) | % - tr | 1,8 | 2,7 | 2,9 | 3,7 | 4,5 | 5,3 | 3,5 | 4,5 | 5,0 |
| CO bez. 3% ( WB ) | mg/Nm³ | 108 | 62 | 58 | 66 | 52 | 57 | 84 | 67 | 72 |
| NOx bez. 3% ( WB ) | mg/Nm³ | 501 | 413 | 459 | 443 | 427 | 458 | 383 | 335 | 334 |

AUSTRIAN
ENERGY & ENVIRONMENT
SGP/WAAGNER-BIRÓ GMBH

Je mehr Erfahrungen gesammelt werden können, um so besser wird man auch die Problematik in den Griff bekommen, aber das wird noch einige Zeit dauern, da erst relativ wenige Anlagen mit einer $NO_X$-armen Feuerung nachgerüstet wurden und eine systematische Durchmessung der Anlagen oft nicht erfolgen kann, weil die Anlagen aus betrieblichen Gründen dafür nicht zur Verfügung stehen. (Lastverteiler oder dauernde Lastwechsel aus Produktionsgründen u.a.m.)

Trotz der nicht immer optimalen Voraussetzungen können wir auf sehr schöne Erfolge verweisen und haben bis dato das gesetzte Ziel immer erreicht.

Als derzeitgen Stand der Technik für Primärmaßnahmen zur $NO_X$-Minderung sehen wir für:

| | |
|---|---|
| Erdgas | 100 mg/$Nm^3$ tr.Rg. 3 % $O_2$ |
| Heizöl extra leicht | 150 mg/$Nm^3$ tr.Rg. 3 % $O_2$ |

Bei Schweröl sehen wir die Einhaltung von 450 mg/$Nm^3$ nur unter folgenden Randbedingungen als möglich:

- Stickstoffgehalt des Schweröles limitiert mit max. 0,3 % Gew.
- zulässiger CO-Gehalt min. 150 mg/$Nm^3$
- Einbau eines Rauchgasfilters zur Einhaltung der Staubemission

(Vortrag)

rü

## *$NO_x$– und $SO_2$–Minderung bei Feuerungsanlagen (3 – 50 MW)*

*Ing. Richard Budin, Austrian Energy & Environment, SGP/Waagner Biró GesmbH, Postfach 2, A–1211 Wien*

Ich möchte Ihnen präsentieren, wie die SCR Technologie bei Kleinanlagen angewendet werden kann. Ein wesentlicher Punkt hierbei ist, daß die SCR Technologie mit Sicherheit nicht nur bei Großanlagen sondern auch bei Kleinanlagen anwendbar ist, im Gegenteil bei Kleinanlagen eigentlich leichter anzuwenden ist. Es ist jedoch zu beachten, daß die pro MW Kosten deutlich gegenüber Großanlagen ansteigen. Werden gewisse Randbedingungen eingehalten, können trotzdem mit noch vertretbarem Aufwand niedrige $NO_x$–Werte erreicht werden. Bei Kleinanlagen bis etwa 10 MW kann durch Verwendung von Standardmodulen eine drastische Kostenersparnis erreicht werden. Es wurden von uns bereits einige Anlagen errichtet, bei denen diese Standardmodule stehend oder liegend zusammengeflanscht und an das bestehende System angeschlossen werden. Wie dies in der Praxis aussieht, ist in der Abbildung 1 (Standardmodul) ersichtlich. Mit diesem System können mit Sicherheit, eigentlich unabhängig vom Brennstoff, Werte unter 100 mg/Nm$^3$ bzw. darunter eingehalten werden. Die von uns errichteten Anlagen werden alle unter 100 mg/Nm$^3$ betrieben, unabhängig der $NO_x$–Eintrittsfracht, die zwischen 200 und über 6000 mg/Nm$^3$ liegt. Die in der Abbildung 2 (Aufstellungsbeispiel) dargestellte Anlage besitzt eine $NO_x$–Rohgaskonzentration von 6750 mg/Nm$^3$. Hier werden einfach entsprechend viele Standardmodule aneinandergeflanscht bis ein $NO_x$–Reingaswert von 100 mg/Nm$^3$ erreicht werden kann. Es wird auch hier eine relativ einfache $NH_3$–Eindüsung verwendet, die in der Einlaufstrecke untergebracht ist. Ein großer Kostenpunkt bei Entstickungsanlagen ist die Ammoniakversorgung. Die einfachste Lösung stellt die Ammoniakdirektverdampfung dar, wie sie in der Abbildung 3 ($NH_3$–Direktverdampfung) dargestellt ist. Hierbei wird das benötigte $NH_3$ gasförmig aus $NH_3$–Gasdruckflaschen entnommen. Bei diesem System sind nur einige $NH_3$–Gasdruckflaschen, eine Druckreduzierung und eine Mengenregelung notwendig. Sollte anstelle von Ammoniak Ammoniakwasser gewünscht werden, so gibt es auch hier eine einfache Lösung. In dieser Größenordnung gibt es Standard–Ammoniakwasserkunststoffbehälter, die wiederbefüllbar sind. Hier kann mittels einer Dosierpumpe das Ammoniakwasser direkt in das Rauchgas eingedüst werden.

Schwieriger wird es bei Nachrüstungen von Anlagen in der Größenordnung zwischen 10 und 50 MW. Hierbei muß vor allem auf die Platzgegebenheiten geachtet werden. Bei diesen Anlagen muß der Katalysator in das Kesselsystem integriert werden. Dies ist bei bestehenden Anlagen als Nachrüstung fast nicht möglich. Kann der Katalysator jedoch von Beginn an im Kesselsystem integriert werden, so sind auch hier relativ einfache Lösungen möglich. Der Katalysator wird in diesem Fall zwischen den ECO bzw. Wärmetauscherpaketen eingebaut. Bei der Feuerung mit Schweröl oder Kohle kann das Ammoniakwasser nicht direkt eingedüst werden, und muß extern mit heißer Luft verdampft werden. Dies ist jedoch ein großer Aufwand. Wird der Kessel jedoch mit Leichtöl oder Erdgas betrieben, kann das Ammoniakwasser ebenfalls direkt über Zweistoffdüsen eingedüst werden. Dabei wird das $NH_3$ direkt im Rauchgasstrom verdampft und über den Katalysator reduziert. Eine Alternative hierzu ist mit Sicherheit Ammoniak. Ammo-

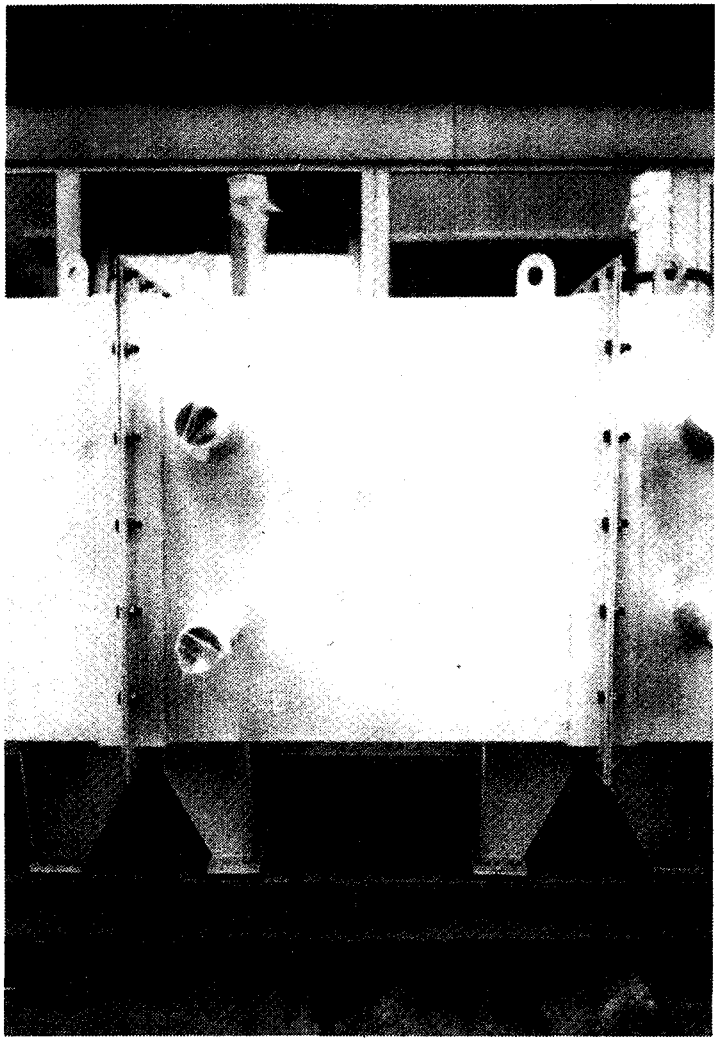
niak kann ebenfalls druckverflüssigt in Standardfässern bezogen werden. Dieses flüssige $NH_3$ muß jedoch extern in einem elektrischen $NH_3$–Verdampfer verdampft werden. Ein Standard $NH_3$–Verdampfermodul ist in Abbildung 4 dargestellt (elektrische $NH_3$–Verdampfung).

Generell ist festzustellen, daß 100 mg $NO_x/Nm^3$ mit Sicherheit auch mit einfachen Mitteln einzuhalten ist. Weiters können in dieser Anlagengröße auf Emissionsmeßgeräte verzichtet werden. Die benötigte Menge an $NH_3$ wird mittels Kalibrierkurven ermittelt. Weiters ist jedoch festzuhalten, daß die pro MW Kosten doch deutlich über denen einer Großanlage liegen.

# DENOX-ANLAGEN 3-10 MW

## Standard-Modul

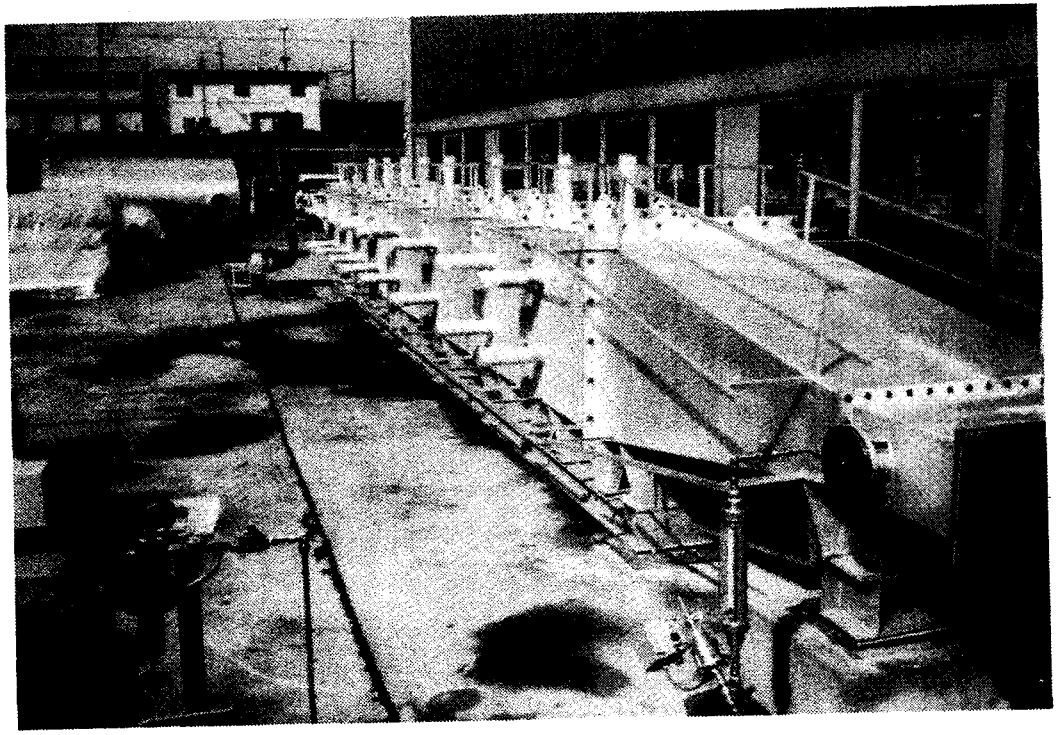
AUSTRIAN
ENERGY & ENVIRONMENT



# DENOX-ANLAGEN 3-10 MW

## Aufstellungsbeispiel

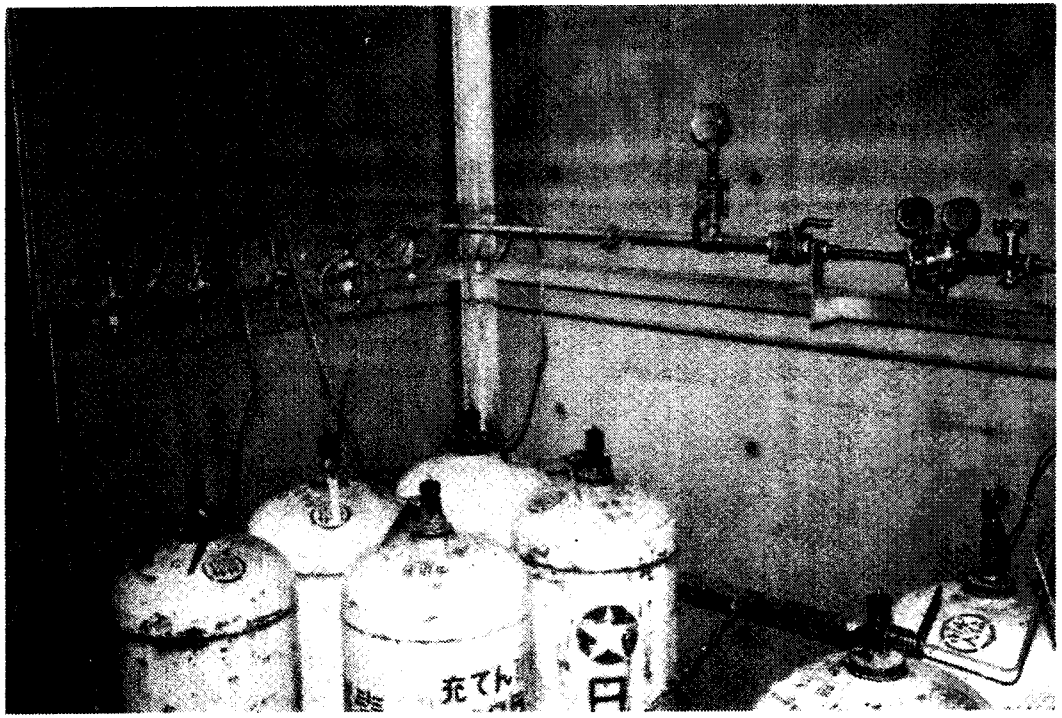
AUSTRIAN
ENERGY & ENVIRONMENT



# DENOX-ANLAGEN 3-10 MW

## NH3-Direkt-Verdampfung

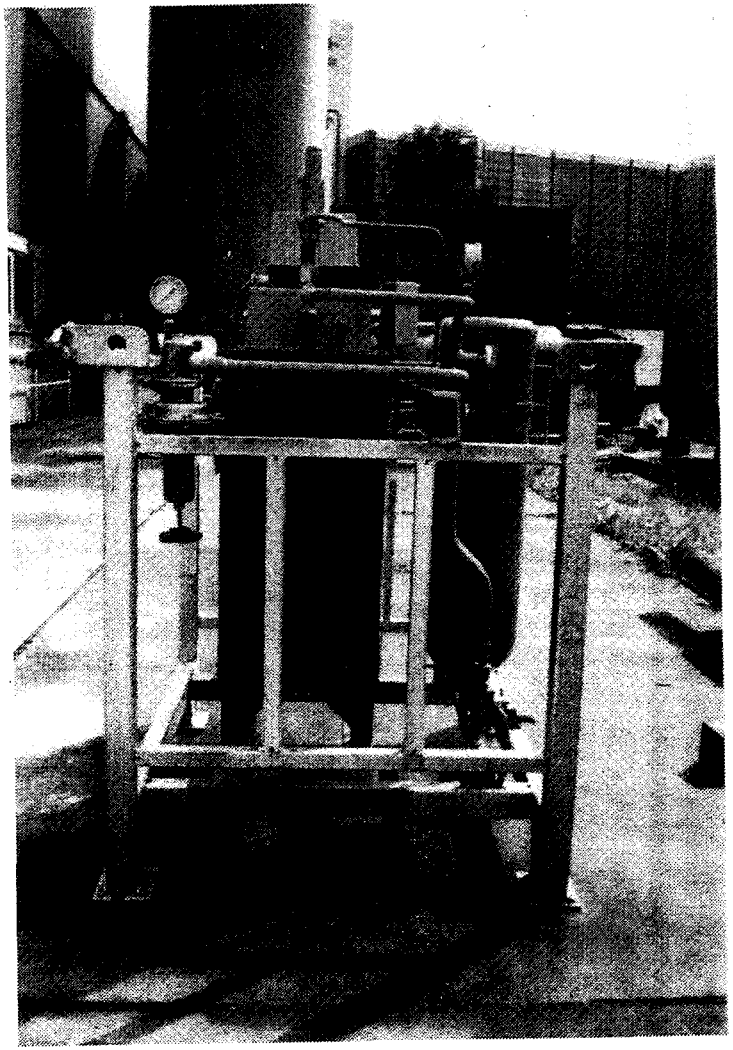
AUSTRIAN
ENERGY & ENVIRONMENT



# DENOX-ANLAGEN 10-50 MW

## Elektrische NH3-Verdampfung

AUSTRIAN
ENERGY & ENVIRONMENT



## *Diskussion – Ing. Richard Budin, Prok. Werner Vale (Austrian Energy & Environment SGP/Waagner Biró GesmbH)*

**Prof. Hackl**: Gleich zur Klarstellung. Bei diesem Katalysator, den Sie jetzt gezeigt haben, handelt es sich um einen Homogenkatalysator.

**Frage**: Ich habe drei Fragen. Bei welcher Betriebsweise funktioniert dieses Modul mit 100 mg/m$^3$? Ich habe bereits in dem Vortrag der Firma Bertsch gehört, daß im Anfang doch wesentlich höhere Werte entstehen und ich glaube, daß die Betriebsweise eine sehr wichtige Frage ist. Das Zweite: Wirtschaftlichkeit. Das ist natürlich hier die Frage, ob hier Maßnahmen diskutiert werden, die auch wirtschaftlich durchführbar sind. Das Dritte: Hintereinanderschalten. Wie schaut es mit dem Ammoniakschlupf aus?

**Ing. Budin**: Die Garantiewerte liegen bei den hier präsentierten Anlagen alle unter 5 ppm. Zur Betriebsweise ist zu sagen, daß ab Erreichen der minimalen Betriebstemperatur nach dem Anfahren die Werte eingehalten werden können. Das ist an und für sich kein Problem. Die Anlage, die Sie gesehen haben, werden in einem Lastbereich zwischen 10 und 100 % betrieben. Ein schwieriger Punkt ist die Anpassung an das Temperaturfenster des Kessels. Das ist generell sehr schwierig. Bei schwerölgefeuerten Kesseln kann es durchaus sein, daß der Lastbereich eingeschränkt ist. Der würde dann bei ca. 40 bis 100 % liegen.

**Prof. Hackl**: Ich möchte von meiner Seite zwei Fragen anschließen. Einerseits, wie schaut es mit der Konversionsrate bei diesen Katalysatoren aus, und wie ist es mit dem Eigenbedarf in Abhängigkeit davon, ob Sie $NH_3$ verdampfen oder Ammoniakwasser eindüsen?

**Ing. Budin**: Also zwischen Ammoniak und Ammoniakwasser ist eigentlich kein Unterschied. Das ist für die Abscheideleistung egal. Bei der Konversionsrate ist es so, daß die unterschiedlich liegen in dem Anwendungsfall je nach den verwendeten Typen von Katalysator.

**Prof. Hackl**: Ich meine für Schweröl.

**Ing. Budin**: Für Schweröl müssen Sie bis zu 2 % rechnen.

**Prof. Hackl**: Es gibt Katalysatoren, die unter diesem Wert liegen, also nicht Meßwerte, sondern Garantiewerte.

**Ing. Budin**: Es ist so, daß Sie bei Schweröl das Problem haben, daß der Katalysator zu Beginn der Reisezeit garantiert darunter liegt. In der Brennstoffasche ist jedoch Vanadium enthalten. Man muß davon ausgehen, daß sie sich bei 2 % einpendelt. Wenn die Anlage neu ist, liegen sie ca. bei einem halben Prozent.

**Prof. Hackl**: Das führt uns jetzt auch zur Frage der Garantie, nämlich der Betriebsstundengarantie. Wie sieht es damit aus in Abhängigkeit vom Brennstoff?

**Ing. Budin**: Bei Schweröl müssen Sie davon ausgehen, daß Sie um einen 2%igen Garantiewert nicht herumkommen in Abhängigkeit vom Vanadiumgehalt.

**Prof. Hackl**: Bezüglich der Aktivität?

**Ing. Budin**: Bei Schweröl ist es normalerweise so, daß die Aktivität mit den Betriebsstunden ein wenig zunimmt. Das ist gerade beim Titan–Vanadiumkatalysator so, wenn sich der Vanadiumgehalt anreichert, steigt die Aktivität.

**Prof. Hackl**: Das heißt, daß man nach einiger Zeit wieder eine Lage Katalysator herauszieht. Ich meine es aber in Bezug auf die Aktivität bei Brennstoffen ganz allgemein.

**Ing. Budin**: Bei Kleinanlagen ist eine Standzeit von 2 Jahren kein Problem,

was die Garantiezeit betrifft. Erwartungswerte liegen ca. bei 3 Jahren.

**Prof. Hackl**: Das heißt also 16.000 Betriebsstunden. Und der Eigenenergiebedarf?

**Ing. Budin**: Der Eigenenergiebedarf ist normalersweise sehr gering, das wird verursacht, wenn Sie Ammoniak verdampfen müssen bzw. durch den Druckverlust der Anlage.

**Frage**: Können Sie uns sagen, wie der Anteil an Prozenten der Investitionskosten für so eine Anlage zu rechnen ist? Bei den großen liegt das ca. bei 25 bis 30 %. Das zweite, Ammoniak darf ja nicht mit der Hand transportiert werden.

**Ing. Budin**: Diese kleinen Gebinde der Ammoniakfässer sind keine gefährlichen Transportgüter. Die 1000 kg schweren Gebinde dürfen transportiert werden.

**Frage**: Wie hoch sind die Kosten?

**Ing. Budin**: Ich wollte mir das vorbereiten, aber das ist fast nicht möglich. Ich habe die 4, 5 Anlagen, die wir gehabt haben, genommen, aber das sind so unterschiedliche Zahlen, die von so vielen Randbedingungen abhängen.

**Prof. Hackl**: Vielleicht können Sie den Bereich angeben.

**Ing. Budin**: Ich kann Ihnen nur die Größenordnung von einer Anlage von 150 MW angeben; bei einer kleineren liegen Sie sicher bis zum 5–fachen pro MW darüber. Das gilt bei Anlagen mit Eintritt bei 6000 mg. Bei Eintritt von 300 mg liegen Sie ca. beim 1,5–fachen bis 2–fachen. Das ist die Bandbreite.

**Dipl.–Ing. Hammer–Kossina** (Umweltbundesamt, Wien): Dieses Verfahren wurde bei den 4, 5 Anlagen angewendet. Aufgrund welcher Bestimmungen wurden Entstickungsmaßnahmen getroffen?

**Ing. Budin**: Teils aufgrund behördlicher Bestimmungen, teils, weil der Betreiber an und für sich ein gutes Image bekommen wollte.

**Prof. Hackl**: Aber alle Anlagen waren unter 50 MW.

**Ing. Budin**: Alle waren unter 50 MW.

**Frage**: Waren das verstaatlichte Anlagen?

**Ing. Budin**: Etwa die Hälfte.

**Dr. Heger** (Fa. ÖMV): Herr Vale, bei Ihren Versuchen haben Sie Heizöl Schwer mit 2500 ppm Stickstoff eingesetzt. Wie lange haben Sie danach gesucht? Welche Viskosität hatte das Produkt?

**Prok. Vale**: Das kann ich nicht sagen. Das Heizöl Schwer hat der Kunde gekauft. Ich weiß nicht, woher er es hatte.

**Dr. Heger**: Wesentlich ist für mich die Viskosität. Normalerweise liegt das Produkt bei 50 ct. Ich kann das Produkt verdünnen. Gemäß der Norm habe ich eine Bandbreite von 15 – 50 ct. Ich kann das Produkt auf ca. 20 ct einstellen. Damit habe ich die Hälfte des Brennstoffstickstoffs und bin sicherlich noch immer in der Norm, aber das ist nicht vergleichbar mit einem anderen Produkt.

**Frage**: Sie haben zwei verschiedene Staubwerte bei zwei verschiedenen Produkten gezeigt. Haben Sie ein Additiv eingesetzt, haben Sie den Aschegehalt bestimmt? Könnten Sie noch etwas über dieses Produkt sagen?

**Prok. Vale**: Der Aschegehalt war in der Tabelle angegeben. Aus dem angegebenen Aschegehalt sehen wir, daß wir aus der Verbrennung etwa 30 mg Staub bekamen. Wir hatten kein Additiv eingesetzt.

**Frage**: Das kann nicht stimmen. Sie haben über 200 mg und über 140 mg gezeigt. Wenn Sie 30 mg aus dem Unver-

brannten haben, dann haben Sie also über 0,06 % Asche. Das Produkt war also nicht normgerecht.

**Prok. Vale**: Ich weiß nicht, woher es war. Das erste Produkt mit den 0,51 % Stickstoff war sicher irgendwo von einem Spotmarkt gekauft. Wir haben nur gesehen, aufgrund der Angaben bleiben uns etwa 30 mg an Unverbranntem, die wir produzieren.

**Fa. Klöckner**: Welches Brennersystem hatten Sie da eingesetzt? War das ein Kessel mit einem oder mehreren Brennern?

**Prok. Vale**: Bei 50 MW haben wir vier Stirnbrenner, die arbeiten als Dampfzerstäubern.

**Ing. Budin**: Es gibt natürlich auch Wirbelschichtkessel, die durch das System der Verbrennung schon $NO_x$–arm sind. Ich möchte davor warnen, zu tiefe Werte zu erwarten. 300 mg/m$^3$ ist für Wirbelschichtfeuerung ohne zusätzliche Maßnahme sicher eine Grenze für die $NO_x$–Werte, sowohl für stationäre Wirbelschichten als auch für zirkulierende, wo man nur zu zusätzlichen Maßnahmen greifen kann, um unter 200 mg/m$^3$ zu kommen.

**Prof. Hackl**: Bei welchem Einsatz?

**Ing. Budin**: Dieser Kessel ist mit einer Mischung aus Holzabfällen und Klärschlamm gefeuert. Das ist auch zufälligerweise mit Holz und Klärschlamm gefeuert, was ich da mit habe, bei Kohle wird es aber etwa ähnliche Verhältnisse geben. Da ist nicht viel Unterschied.

**Prof. Hackl**: Beziehen Sie das auch auf die innen zirkulierende Wirbelschicht?

**Ing. Budin**: Ja. Natürlich gibt es da auch Unterschiede, aber so als Richtwert ist es ziemlich gleich.

**Frage**: Gibt man auch Sauerstoff dazu?

**Ing. Budin**: Das ist immer auf 6 % Sauerstoff bezogen.

CERAM

FRAUENTHAL, November 1992

# SCR-DENOX-KATALYSATOREN FÜR KLEINFEUERUNGEN

---

Beitrag zum Expertenhearing am 18./19.11.1992 in Laxenburg
von Dipl.-Ing. Dr. techn. Irene Binder-Begsteiger
**FRAUENTHAL KERAMIK AG**
**Catalyst Division**

---

## Zusammenfassung

In diesem Beitrag soll die katalytische Abgasreinigung für Feuerungen im Leistungsbereich von 3 bis 50 MW aus der Sicht eines Katalysatorherstellers vorgestellt werden.

Die Firma FRAUENTHAL KERAMIK ist einer der vier großen europäischen Hersteller von Denoxkatalysatoren und hat bisher zur völligen Zufriedenheit der Kunden Katalysatoren vorallem für Großfeuerungen geliefert. Es wurden jedoch auch eine Reihe von volumsmäßig kleinen Aufträgen bereits durchgeführt. Es wird über die bisherigen Erfahrungen im Zeitraum der letzten sieben Jahre berichtet sowie andererseits die Eigenschaften von Katalysatoren insbesondere für kleine Abgasvolumina diskutiert.

Auf Grund der guten Erfahrungen erwartet FRAUENTHAL keine technischen Probleme beim Einsatz der Denoxkatalysatoren für Kleinfeuerungen.

## Referenzen

Die Firma FRAUENTHAL kann auf einen sehr großen Erfahrungsschatz zurückgreifen, da seit August 1985 Denoxkatalysatoren hergestellt werden und in verschiedensten Abgasen stationärer Feuerungen installiert wurden. Die Referenzen belaufen sich inzwischen auf 8600 $m^3$ Katalysatorvolumen. Seit 1986 wurden für Österreich ca. 1000 $m^3$ geliefert, ca. 5000 $m^3$ nach Deutschland exportiert, und gegenwärtig beläuft sich der Auftragsstand für Italien auf 2400 $m^3$. Das größte Kraftwerk befindet sich in Deutschland, wo ca. 3 Mio. $m^3$ (i.N.T.p) Abgase pro Stunde katalytisch entstickt werden. Der kleinste Abgasstrom, in dem FRAUENTHAL-Katalysatoren eingesetzt werden, liegt in der Größenordnung von 2000-4000 $m^3/h$.

Die eingesetzten Brennstoffe decken das gesamte Spektrum von Steinkohle, Braunkohle, Öl, Gas, Diesel , Reingas hinter REA bzw. Müllverbrennungen ab.

## Lebensdauer der Katalysatoren

Die Denoxkatalysatoren, die seit nunmehr 17 Jahren großtechnisch in Japan und seit 7 Jahren in Europa zur Stickoxidreduktion in Kraftwerken eingesetzt werden, haben

CERAM

sich als außerordentlich robustes und widerstandsfähiges System zur problemlosen, langjährigen Abgasreinigung erwiesen. Die Lebensdauer der Katalysatoren ist üblicherweise auf 16000 bis 24000 Betriebsstunden ausgelegt. Diese Daten gehen auf die Erfahrungen der japanischen Lizenzgeber zurück. Die Situation in Europa in den vergangenen 7 Jahren hat jedoch gezeigt, daß die Katalysatoren wesentlich länger hochaktiv bleiben. Ist die Schwelle des 15%igen Aktivitätsverlustes erreicht, so wird 1/6 bis maximal 1/3 des installierten Katalysatorvolumens als zusätzliche Lage eingebaut. FRAUENTHAL hat zwar bereits einige Zusatzlagen geliefert, aber es mußten bisher noch nie desaktivierte Katalysatoren ausgebaut werden, obwohl die Erstausstattung vom Fernheizkraftwerk Mellach seit nunmehr mehr als 6 Jahren in Betrieb ist.

Ein Grund für diese hohe Restistenz gegen Vergiftungen liegt im Aufbau und der chemischen Zusammensetzung der Denoxkatalysatoren: Sie werden als Vollkeramik hergestellt, d.h. der gesamte Monolith besteht aus katalytisch aktivem Material. Dies bedeutet wesentlich größere Aktivitätsreserven gegenüber Katalysatorgiften, Abrieb durch Flugasche oder anderen mechanischen Beanspruchungen.

## Eigenschaften der Katalysatoren

Die wichtigsten Kenngrößen eines Katalysators sind

1. Aktivität
2. Selektivität
3. Vergiftungsresistenz
4. Geometrie

In FRAUENTHAL wurden inzwischen fast 20 Katalysatortypen mit verschiedenen chemischen und mechanischen Eigenschaften hergestellt. Da die Katalysatorproduktion aber auf Aufträge unter 10 $m^3$ praktisch nicht eingestellt ist, wird folgende Strategie für kleine Abgasvolumina vorgeschlagen, um auch für Kleinbetreiber preiswerte Katalysatoren liefern zu können:

Drei bis vier Katalysatortypen werden aus der großen Palette gemäß unseren Erfahrungen herausgegriffen und konfektioniert, also auf Lager gelegt. Außerdem wurden bereits Standardmodule zum flexiblen baukastenartigen Einbau der Katalysatoren ausgearbeitet.

Die in den Bildern 2 und 3 vorgestellten Katalysatortypen sollten das Spektrum der Anwendungen abdecken können:

**Typ 40-500V:** Geometrie: 3mm Kanalweite;
Tiefsttemperaturkatalysator
Die zugehörigen Aktivitätskonstanten, als K-Werte ausgedrückt, können Bild 2 entnommen werden. Dieser Katalysator weist jedoch eine hohe Oxidationskapazität für $SO_2$ auf (Bild 3).
Im Einsatz hinter Müllverbrennungsanlagen hat dieser Katalysatortyp bereits außerdem - als sehr erwünschte Eigenschaft - eine hohe katalytische Aktivität bezüglich Dioxinabbau bewiesen.

CERAM

**Typ 40-180V:** 3mm Kanalweite;
"Allroundkatalysator"
Es ist der aktivste FRTL-Katalysator über den gesamten Temperaturbereich mit Ausnahme von Abgastemperaturen unter 200°C - bei jedoch gleichzeitig moderater $SO_2$-Oxidation.

**Typ 20-045V:** 6mm Kanalweite;
meistverkaufter Standardkatalysator
für aschereiche und $SO_2$- hältige Abgase

**Typ 40-000V:** 3mm Kanalweite;
Hochtemperaturkatalysator
bzw. zum Entsticken in Abgasen in denen keine $SO_2$-Oxidation stattfinden darf. Bei 380°C liegt die $SO_2$-Oxidationsrate im Bereich des Blindwertes.

Bild 4 stellt die typischen Druckverluste als Funktion der Geometrie der Katalysatoren sowie der Abgastemperatur dar.

## Entwicklungen neuer Katalysatortypen

Die oben vorgestellten vier Katalysatortypen haben sich bereits langjährig in der Praxis bewährt. Für besondere Anforderungen hat sich FRAUENTHAL intensiv bemüht, neue Katalysatortypen zu entwickeln:

1. Katalysatoren mit dünneren Wänden; Vorteil: geringerer Druckverlust

2. Katalysatoren mit kleineren Kanälen; Vorteil: Volumseinsparung

3. Kreuzkanalkatalysatoren; Vorteil: Volumseinsparen oder Ammoniakschlupf vermindern.

CERAM

BILD 1:

**CERAM GRUPPE**
**STANDORTE DER BETRIEBE**

X .. REFERENZANLAGEN




▲ HAUPTSITZ DES UNTERNEHMENS

● PRODUKTION, VERTRIEB

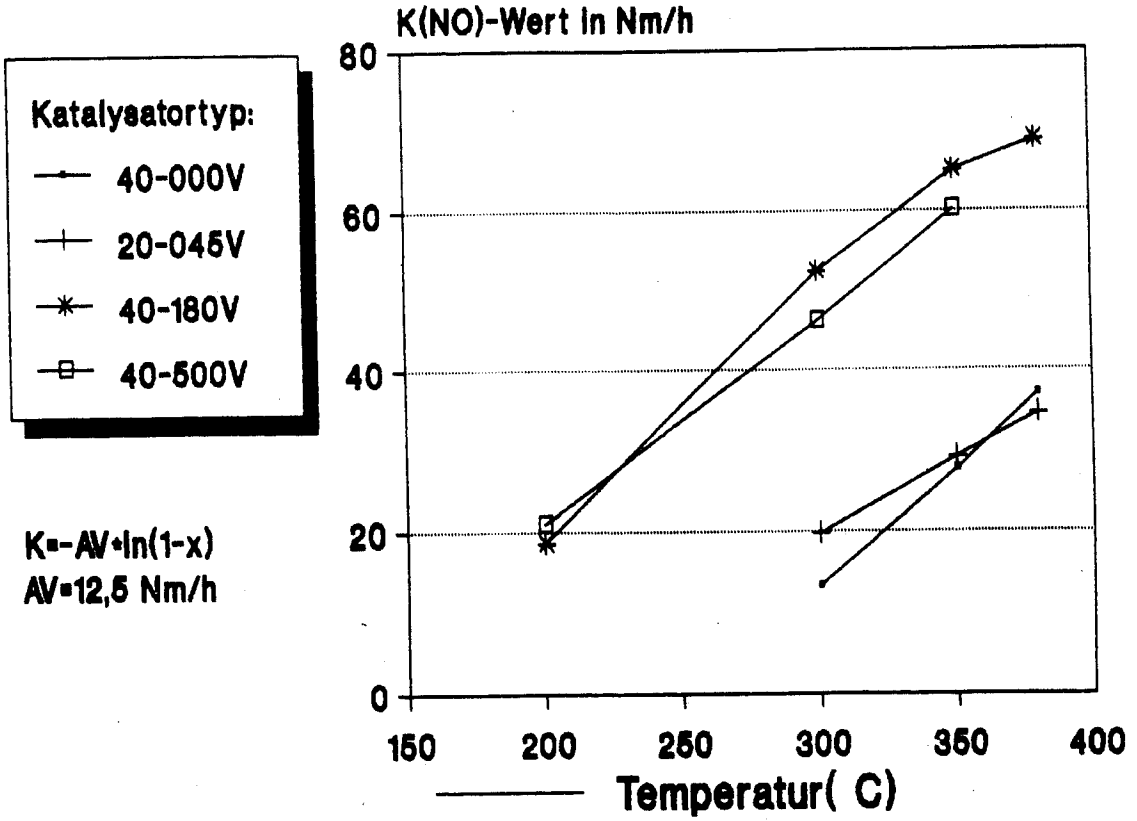
CERAM

BILD 2:

SCR-DENOX KATALYSATOREN

# SCR-REDUKTION VON NO

## Aktivitätskonstante K als Funktion von Temperatur und Katalysatortyp




IBB 091192

FRAUENTHAL KATALYSATOREN


FRAUENTHAL KERAMIK Aktiengesellschaft

Gamserstraße 38
A-8523 Frauental a. d. L.

Tel. (03462) 2000-0
Telex: 34 227
Telefax: (03462) 2000-286

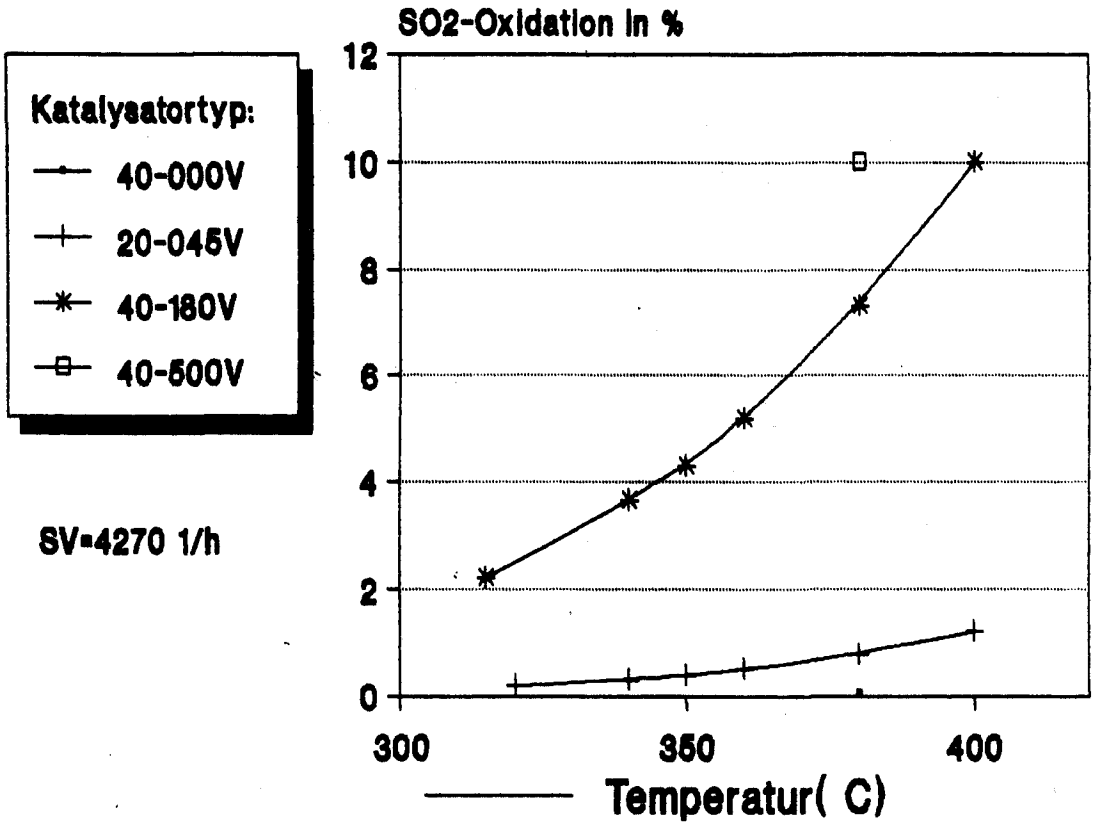
CERAM

BILD 3:

SCR-DENOX
KATALYSATOREN

# OXIDATION VON SO2

## als Funktion von Temperatur und Katalysatortyp




IBB 091192

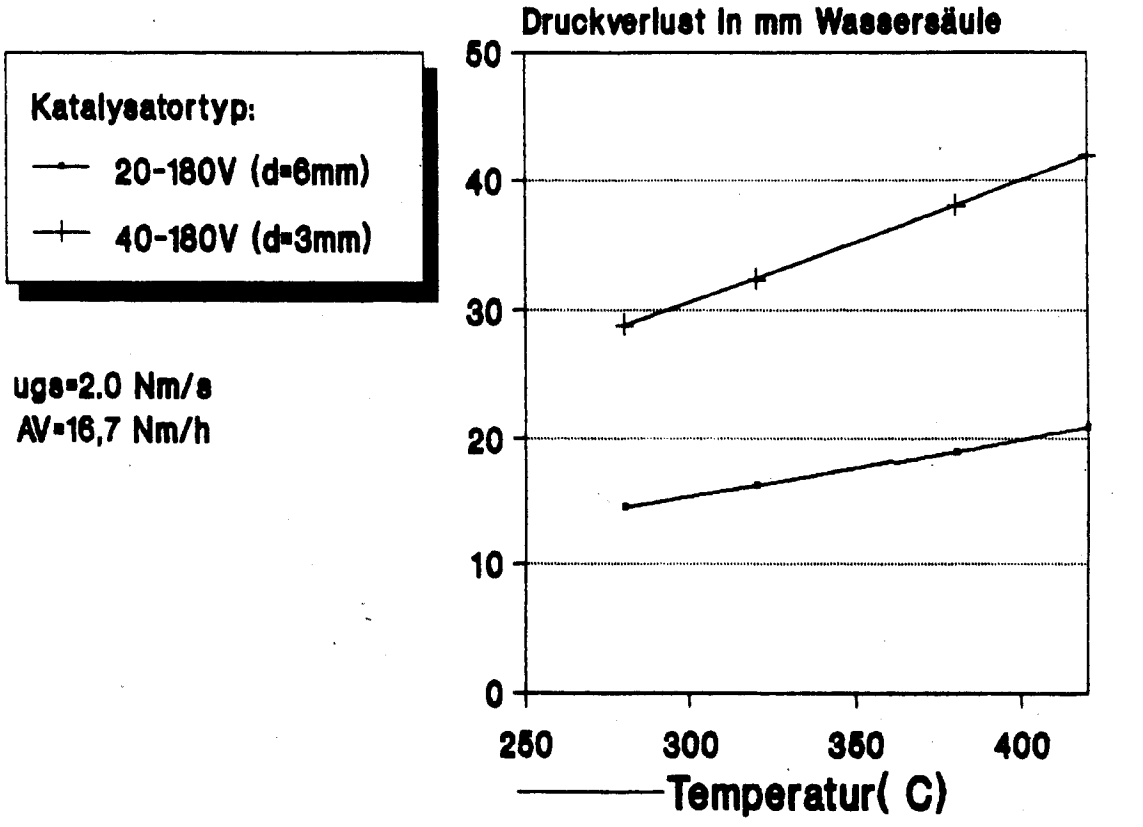
FRAUENTHAL KATALYSATOREN

CERAM

BILD 4:

SCR-DENOX
KATALYSATOREN

# DRUCKVERLUST
## in Abhängigkeit von Temperatur und Geometrie




IBB 091192

FRAUENTHAL KATALYSATOREN

## *Diskussion – Dr. Irene Binder–Begsteiger (FRAUENTHAL KERAMIK AG)*

**Prof. Hackl**: Wir haben in den letzten 10 Jahren eine sehr drastische Reduktion der Kosten für den Katalysator gehabt. Wie läuft in dieser Hinsicht die Preisentwicklung? Das ist schließlich von großer Bedeutung neben der technischen Entwicklung.

**Dr. Binder–Begsteiger**: Es ist richtig, daß der Preisverfall in den letzten Jahren ziemlich stark war. Die Preisentwicklung hängt sehr stark von der Gesetzgebung ab, wie bei jedem Umweltschutzprodukt. Österreich und Deutschland hatten ab 1984 die europaweit strengsten Stickoxidemissionsgrenzwerte – dementsprechend auch in diesen Ländern die Häufung der Referenzanlagen. Seit ein bis zwei Jahren sind die Erstausrüstungen jedoch für alle Kraftwerke ausgeliefert. Das bedeutet freie Produktionskapazitäten bei den Katalysatorherstellern und damit einen harten Preiskampf, wenn ein neuer Auftrag winkt.

**Prof. Hackl**: Sehen Sie irgendwelche weiteren Reduktionsmöglichkeiten zum Beispiel im Zuge der Fertigung?

**Dr. Binder–Begsteiger**: Der Spielraum der Kostenminimierung ist schon ziemlich ausgereizt. Die Katalysatorfertigung selbst ist sehr rationell und preiswert. Kostenbestimmend ist der Rohstoff. Auch der Energieverbrauch der kontinuierlichen Fertigung ist minimal. Im Gegensatz zur Konkurrenz, bei der die Produktion voll automatisiert ist, wird in FRAUENTHAL ca. ein Drittel von den Arbeiten mit der Hand gemacht. Das hat die Kosten gesenkt und bringt zusätzlich den Vorteil, daß FRAUENTHAL schneller und flexibler auf Kundenwünsche eingehen kann und eine bessere Qualität als eine vollautomatische Anlage herstellen kann.

**Frage**: Nehmen Sie desaktivierte Katalysatoren zurück?

**Dr. Binder–Begsteiger**: Ja, natürlich.

**Frage**: Haben Sie Erfahrung mit Abgasen der Glasindustrie mit ihren Katalysatoren?

**Dr. Binder–Begsteiger**: Wir haben noch keine Erfahrung, jedoch haben die Anfragen innerhalb des letzten Jahres zugenommen, gerade in Bezug auf kleine Anlagen mit ungewöhnlichen Abgasen.

**Prof. Hackl**: Die österreichischen Glashütten haben sich auf Elektrobeheizung der Öfen umgestellt.

**Frage**: Bei neuentwickelten Katalysatoren ist die geometrische Oberfläche mehr als verdoppelt. Hat das Einfluß auf die Lebensdauer?

**Dr. Binder–Begsteiger**: Nein. Die Lebensdauer der Katalysatoren wird nur durch die chemische Zusammensetzung des Katalysators sowie der des Abgases beeinflußt. Die feinere Geometrie erniedrigt einerseits den Volumenbedarf, erhöht jedoch andererseits die Gefahr von Verstopfung. Ein weiterer negativer Aspekt ist auch die Erhöhung des Druckverlustes, der sogar quadratisch mit kleiner werdenden Katalysatorkanälen ansteigt. Es gibt aber Möglichkeiten, den Druckverlust durch geeignete Einbauarten ebenfalls etwas zu verringern, zum Beispiel durch größere Querschnitte und geringere Länge des $DeNO_x$–Reaktors.

**Prof. Hackl**: Ich könnte mir vorstellen, daß bei den erwähnten neuentwickelten Kreuzstromkatalysatoren eine gewisse Abrasion bei stärker staubhältigen Abgasen auftritt. Im wesentlichen sind es bei Parallelkanalkatalysatoren immer die schmalen Anströmflächen, die erodiert

werden. Könnten bei einer turbulenzerzeugenden Konstruktion im Inneren des Katalysators nicht ähnliche Effekte auftreten?

**Dr. Binder–Begsteiger**: Das ist möglich und tritt wahrscheinlich eher auf als Verstopfung, wegen der Turbulenz in den Kreuzkanälen. Allerdings muß hinzugefügt werden, daß bei Katalysatoren, die schon viele tausend Stunden in Betrieb waren, die Wandabnahme praktisch nicht meßbar war. Ein zusätzlicher positiver Effekt dieser geringen Wanderosion durch Flugasche im Mikrometerbereich ist sogar die dadurch freigelegte, völlig neuwertige Katalysatoroberfläche.

**Prof. Hackl**: Erosionsprobleme sind vor allem an den Anströmflächen aufgetreten, nicht an den Wänden?

**Dr. Binder–Begsteiger**: Das ist richtig für Parallelkanäle, allerdings konnten die Anströmprofile in den großen $DeNO_x$–Reaktoren in der Zwischenzeit beträchtlich verbessert, das heißt vergleichmäßigt werde.

**Dr. Ahmadi** (Fa. Weishaupt): Wieviel $m^3$ Katalysatorvolumen sind pro MW bei einer Kohlefeuerung oder Schweröl-feuerung notwendig?

**Dr. Binder–Begsteiger**: Der Volumsbedarf ist ca. 1 $m^3$ pro MW, bei Katalysatoren mit höherer geometrischer Oberfläche bis zu einem halben $m^3$. Das ist jedoch nur ein Näherungswert, der genaue Volumsbedarf hängt noch von einer Reihe weiterer Parameter ab, zum Beispiel der Abgastemperatur.

**Dr. Ahmadi**: Was passiert mit den verbrauchten Katalysatoren? Ich nehme an, Sie nehmen sie zurück. Was wird damit gemacht?

**Dr. Binder–Begsteiger**: Bisher war das noch nie der Fall, da noch keine Katalysatoren so stark desaktiviert waren, trotz der maximalen Betriebsdauer von 6 Jahren. FRAUENTHAL hat natürlich dennoch für diesen Fall zwei Konzepte:

Erstens verwerten wir Katalysatoren sinnvoll weiter, indem wir sie aufmahlen und der Masse für frisch zu produzierende Katalysatoren zusetzen. Der maximal beimischbare Prozentsatz beträgt 10 bis 20 Gewichtsprozent. Diese Verwertung ist deshalb möglich, weil Analysen gebrauchter Katalysatoren ergeben haben, daß nur 1 bis 5 Mikrometer dünne Schichten an der Katalysatoroberfläche chemisch vergiftet sind. Die restliche Wand bis zu einem Millimeter ist völlig frisch und unverbraucht. Es wäre schade, das zu deponieren.

Zweitens braucht FRAUENTHAL natürlich auch eine endgültige Deponielösung, falls die Vergiftung auch in den Poren vorliegt, zum Beispiel durch Arsen. Der Katalysatorhauptrohstoff, Titandioxid, ist erfreulicherweise ein völlig harmloser Stoff, der chemische Verwandte der weißen Pigmentfarbe. Leider ist jedoch unser Rohstoff nicht so billig wie die weiße Pigmentfarbe.

**Frage**: Man hat das von Gips auch geglaubt, daß er harmlos ist. Doch es ist jetzt "Feuer am Dach", wenn es darum geht, diesen Gips weiter zu verwenden oder zu deponieren.

**Dr. Binder–Begsteiger**: Es gibt mehrere weitere Möglichkeiten der Weiterverwendung: Zum Beispiel wird Titandioxid häufig als Zuschlagsstoff in anderen keramischen Produkten verwendet. Dieser Weg wird in FRAUENTHAL gerade untersucht. Wir würden ihm den Vorzug geben, da es eine sinnvolle Weiterverwertung des an und für sich hochwertigen Materials darstellt im Gegensatz zu einer Deponie. Davon abgesehen, ist dieses Problem um vieles geringer als das der Gipsverwertung, da vergleichsweise um Größenordnungen kleinere Mengen verbrauchter Katalysatoren anfallen. Kor-

rekterweise sollte man sagen, "vergiftete" Katalysatoren, da sie bei der eigentlichen Reaktion, der Stickoxidreduktion, nicht verbraucht werden und auch keine Nebenprodukte erzeugen im Gegensatz zur Entschwefelungsanlage von Abgasen.

**Dipl.–Ing. Andorfer** (Fa. FHW): Haben Sie als Nebenerscheinung CO–Reduzierungen durch die Katalysatoren feststellen können?

**Dr. Binder–Begsteiger**: Wir haben geringe Oxidation von CO im Bereich von 400 °C durch sehr vanadinhältige Katalysatoren gemessen.

**Frage**: Welche Leistung hatte die kleinste Anlage?

**Dr. Binder–Begsteiger**: Die kleinste Anlage mit Denoxkatalysatoren ist ein Dieselmotor mit nur ein paar hundert $Nm^3/h$ Abgas.

# *Betriebserfahrungen mit dem SNCR–Verfahren zur Stickoxidreduktion an verschiedenen Feuerungssystemen*

*Dipl.–Ing. Dr. Karl Heinz Gruber, DRAUCONSULTING–GesmbH, Kohldorfer Straße 98, A–9010 Klagenfurt*

*Dipl.–Ing. Günter Zellinger, Österreichische Draukraftwerke AG, Kohldorfer Straße 98, A–9010 Klagenfurt*

## 1. EINLEITUNG

Um die gesetzlichen Forderungen nach Emissionsbegrenzung einhalten zu können, sind je nach Ausgangssituation entsprechende Rauchgasreinigungs–Verfahren anzuwenden.

Die am häufigsten eingesetzten Maßnahmen zur Stickoxidreduktion bei mittleren und größeren Feuerungsanlagen sind neben feuerungstechnischen Maßnahmen das SCR– und das SNCR–Verfahren. Dabei werden die Stickoxide mit Ammoniak entweder unter Zuhilfenahme eines Katalysators (SCR) oder durch direkte Reduktion (SNCR) zu Stickstoff und Wasser reduziert.

Jedes der beiden Verfahren bietet bestimmte Vor– und Nachteile, wobei aus Gründen der überwiegend erforderlichen hohen $NO_x$–Reduktion in erster Linie das leistungsfähigere SCR–Verfahren zur Anwendung kommt.

Das SNCR–Verfahren bietet sich jedoch vor allem für Kraftwerksanlagen mit beengten Platzverhältnissen, mit wenigen Betriebsstunden und mit nicht allzu niedrigen gesetzlichen $NO_x$–Emissionsgrenzwerten an. Dabei kommen die Vorzüge des SNCR–Verfahrens (niedrige Investitionen, geringer Platzbedarf, einfache Nachrüstung) voll zum Tragen.

Mittlerweile sind in Österreich und Europa ein gutes Dutzend SNCR–Anlagen bei Mittel– und Großfeuerungsanlagen in Betrieb.

Für die Anwendung des SNCR–Verfahrens im Anlagenbereich unter 50 MW liegen Ergebnisse aus Anlagenversuchen vor dem scale–up für die Großanlagen vor. Langjährige Betriebserfahrungen können für diese Größenordnungen für eine konventionelle Feuerungsanlage (FHKW Salzburg) sowie für einen Klärschlamm–Wirbelschichtofen und einen Sondermüll–Drehrohrofen (Entsorgungsbetriebe Simmering) vorgewiesen werden.

Die Verfahrenstechnik ist grundsätzlich für kleine Anlagen geeignet. Zu beachten ist jedoch die Tatsache, daß unabhängig von der Anlagengröße nahezu ein und derselbe umfangreiche Vorversuchsumfang erforderlich ist, wodurch die spezifischen Kosten pro $m^3$ Rauchgas mit der Abnahme der Anlagengröße erheblich steigen.

Die sinnvolle Untergrenze für die Anlagenkapazität wird im Bereich von 15 MW (ca. 15.000 $m^3/h$ Rauchgas) liegen.

Nachfolgend wird nach einer generellen Beschreibung des Verfahrens ein Überblick über jene SNCR–Anlagen in Österrreich gegeben, welche von der Österreichischen

Draukraftwerke AG in Zusammenarbeit mit ihrer Tochtergesellschaft DRAUCONSULTING–Ges.m.b.H. entwickelt und errichtet wurden (Referenzliste der DRAUCONSULTING–Ges.m.b.H. im Anhang).

## 2. VERFAHRENSBESCHREIBUNG

### 2.1 Reduktionsmechanismus

Beim SNCR–Verfahren (Selektive Nicht–Katalytische Reduktion) zur Stickoxidreduktion wird Ammoniak oder ein Reaktionsmittel, welches Ammoniak produziert, bei Temperaturen um 1000 °C in den Rauchgasstrom eingedüst. Ammoniak reagiert ohne Katalysator mit den Stickoxiden im Rauchgas und bildet Stickstoff und Wasser.

Die wesentlichen Reaktionswege des Ammoniaks sind in Abb. 1 dargestellt. Ein Teil des Ammoniaks verbrennt zu Stickoxid, ein weiterer Teil reduziert die Stickoxide und ein Teil verbleibt unreagiert im Rauchgas. Alle drei Reaktionen laufen immer gleichzeitig ab, wobei im wesentlichen die Rauchgastemperatur für den dominierenden Reaktionsweg bestimmend ist. Nur ein relativ kleiner Teil des Ammoniaks wird in Summe für die meßbare $NO_x$–Reduktion verwendet (Abb. 2).

### 2.2 Reduktionsmittel

Als Reduktionsmittel können gasförmiges Ammoniak, Harnstoff oder Ammoniakwasser eingesetzt werden (Abb. 2a).

Reines Ammoniak ist zwar das technisch günstigste Reduktionsmittel, allerdings sind die Kosten für die Lagerung sehr hoch. Bei Ammoniakwasser, welches üblicherweise mit 25 % Ammoniakgehalt geliefert wird, sind umgekehrt die Kosten für Lagerung und Manipulation geringer, die Reduktionsmittelkosten aber sind bezogen auf das reine Ammoniak höher (75 % Wasser im Kauf– und Logistikpreis enthalten). Ammoniakgas und Ammoniakwasser stellen das eigentliche Reduktionsmittel Ammoniak direkt ohne Nebenreaktionen zur Verfügung.

Harnstoff wird als Harnstofflösung oder in fester Form gehandelt. Die Kosten für Aufbereitung und Lagerung sind vergleichbar mit Ammoniakwasser. Bei der thermischen Zersetzung von Harnstoff zerfällt dieser teilweise direkt zu Ammoniak und teilweise über Cyanur– und Isocyanursäure zu Ammoniak. Die CN–Verbindungen der Zwischenprodukte können mit NO zu Lachgas reagieren. Ein weiteres Problem ist die Gefahr von Hochtemperaturkorrosionen durch Harnstoff.

Durch diverse Zusatzadditive (z.B. Kohlenwasserstoffe) kann die optimale Temperatur für die Reaktion nach unten verschoben und der Ammoniakschlupf verringert werden. Eine Anwendung von solchen Zusätzen ist aber im Normalfall nicht zu empfehlen. Einerseits werden die Betriebsmittelkosten empfindlich angehoben, andererseits verbrennt der in den Zusatzmitteln enthaltene Kohlenstoff wegen der niedrigen Einsatztemperatur nicht vollständig und erhöht die CO–Emission beträchtlich.

### 2.3 Realisierung

Die wesentlichen Parameter für die Beurteilung der Einsatzmöglichkeiten des SNCR–Verfahrens sind unter anderem Rauchgastemperatur, Feuerraumgeometrie, Verweil-

zeiten, Eindüsemöglichkeiten, Verteilung sowie Betriebsweise der Anlage (Abb. 3). Abhängig von diesen muß das Verfahren individuell an jede einzelne Kesselanlage angepaßt werden.

Die Realisierung erfolgt in vier Hauptschritten:

– *Grobbeurteilung*

Mit Hilfe von vorhandenen Unterlagen über die Anlage wie Kesselzeichnungen, Betriebsaufzeichnungen und einer Anlagenbegehung kann eine grundsätzliche Aussage getroffen werden, inwieweit es sinnvoll ist, die Installation des SNCR–Verfahrens weiter zu verfolgen.

– *Temperaturmessungen*

Als nächster Schritt wird mit Hilfe von Rauchgastemperaturmessungen (z.B. Absaugepyrometer) die mögliche Lage der Eindüseebene(n) festgelegt. Diese Messungen müssen sehr sorgfältig durchgeführt werden, da sie die wesentliche Basis für die nächsten Entscheidungen sind.

– *Versuche*

Bei erfolgversprechenden Ergebnissen der Temperaturmessungen wird in der Folge eine einfache Versuchsanlage installiert, um das Verfahren am Kessel zu testen. Bei diesen Versuchen wird neben der erzielbaren $NO_x$–Reduktion auch die Auswirkung des Verfahrens auf den Betrieb der Kesselanlage untersucht (Abb. 4):

- Auswirkungen des Ammoniakschlupfes auf die nachgeschalteten Anlagenteile (Berohrung, Luftvorwärmer, Rauchgasreinigungs– und Filteranlagen, Reststoffe)
- Optimierung der Verteilung (Zu–, Wegschalten und Verändern von Düsen)
- Betriebsbereiche der Eindüseebenen, Umschaltkriterien
- Zusammenhänge der einzelnen Betriebsparameter in Form von Kennlinien (Molverhältnis, $NO_x$–Reduktion, $NH_3$–Schlupf, Eindüsesystem)

Die gewonnenen Daten bilden eine wesentliche Basis für die Auslegung der definitiven SNCR–Anlage.

– *Definitive Anlage*

Bei positiven Ergebnissen der Versuche wird mit Hilfe der dabei gewonnenen Daten die definitive Anlagen entwickelt und errichtet. Je nach den Erfordernissen des Betriebes kann die Anlage einfach (Grundlast, seltene An– und Abfahrten, niedrige $NO_x$–Reduktion) mit teilweise manueller Bedienung bis aufwendig mit hohem Automatisierungsgrad (häufige Laständerungen, höhere Reduktionsraten) gestaltet werden.

Die Regelung der SNCR–Anlage kann sich sehr komplex gestalten, da der $NO_x$–Eingangswert als solcher nicht meßbar ist und der Ammoniakschlupf normalerweise nicht verläßlich kontinuierlich gemessen werden kann. Mit Hilfe von Versuchsdaten müssen Betriebsgrenzen für den Betrieb festgelegt werden.

### 2.4 Vor–/Nachteile

Die wesentlichen Vor– und Nachteile einer SNCR–Anlage sind (Abb. 5):

+ niedrige Investition (10 – 20 % einer SCR–Anlage)
+ rasche Realisierung
+ einfacher Aufbau der Anlage
+ geringer Platzbedarf
– hoher Betriebsmittelverbrauch (im Vergleich zu SCR)
– höhere Betriebskosten
– beschränkte $NO_x$–Reduktion (meist ca. 50 %)
– Einflüsse auf nachgeschaltete Anlagenteile (Ablagerungen)

## 3. ANWENDUNG DES VERFAHRENS

Nachfolgend wird über die Anwendung und die Erfahrungen mit dem SNCR–Verfahren bei folgenden Anlagen berichtet (Abb. 6):

| Anlage | Leistung | Inbetriebnahme | Brennstoff |
|---|---|---|---|
| St. Andrä | 110 $MW_{el}$ | 1986/87 | Braunkohle |
| Korneuburg | 126 $MW_{el}$ | 1987/88 | Gas |
| Voitsberg | 330 $MW_{el}$ | 1988 | Braunkohle |
| Zeltweg | 137 $MW_{el}$ | 1989 | Steinkohle |
| FHKW Salzburg | 3*30 t/h | 1989/90 | Öl/Kohle |
| FHKW Linz | 100 t/h | 1992 | Öl |

### 3.1 Kraftwerk St. Andrä

Das braunkohlegefeuerte Kraftwerk St. Andrä 2 mit einer Leistung von 110 MWel ist seit 1959 in Betrieb. Hier wurden die Basisentwicklungen der ÖDK bezüglich SNCR–Verfahren durchgeführt. Alle im Vorfeld beschriebenen Reduktionsmittel (Ammoniak, Harnstoff mit und ohne Zusatzstoffe und Ammoniakwasser) wurden in umfangreichen Serien getestet.

Die ersten Tests wurden in der Betriebsperiode 1986/87 mit gasförmigem Ammoniak durchgeführt. Ammoniak wurde in einer selbst gebauten Verdampferstation aufbereitet und mit ca. 8 t/h Dampf über fünf bis sieben Düsen in den Feuerraum eingeblasen. Durch Kombination von Düsen mit verschiedenen Durchmessern konnte eine gute Verteilung über den Feuerraumquerschnitt erreicht werden. Mit der optimalen Düsenkombination wurde die Versuchsserie mit einem dreiwöchigen Dauerbetrieb abgeschlossen.

Im vorher erwähnten Zeitraum zeichnete sich bereits eine deutliche Verschärfung der Anforderungen an die Lagerung von Ammoniak ab. Deshalb wurde während des

Dauerversuches mit Ammoniak bereits die Umrüstung des Eindüsesystems auf Harnstofflösung vorbereitet. Das Reduktionsmittel wurde über vier Eindüseebenen (Abb. 8) mit vier bis zehn Einzeldüsen in den Rauchgasstrom eingedüst, um die Temperaturabhängigkeit des Verfahrens auszutesten. Als Düsen wurden Dampfzerstäuber mit unterschiedlichen Sprühbildern und veränderbarer Zerstäubung probiert. Durch Zusatzadditive zum Harnstoff konnte das Temperaturfenster bei niedrigem Ammoniakschlupf in den Bereich von tieferen Eindüsetemperaturen verschoben werden (Abb. 9).

Da bei den Versuchen mit Harnstoff sehr hohe Lachgasemissionen auftraten, wurde die definitve Anlage schlußendlich für Ammoniakwasser ausgelegt (Abb. 10). Von zwei Tanks wird das Ammoniakwasser in einer Mischstation verdünnt und zu den Eindüseebenen gepumpt.

Der Ammoniakgehalt wird durch die Messung von konzentriertem und verdünntem Ammoniakwasser bestimmt und durch die Verdünnungswassermenge geregelt. Bei schlechter Auslegung dieses Regelsystems kann es zu nahezu unkontrollierbaren Schwingungen und damit starken Schwankungen des Ammoniakgehalts kommen. Der wesentliche Parameter für die Regelung der Ammoniakwassermenge ist der $NO_x$–Emissionswert. Zusätzlich sind Grenzkurven für die maximal zulässige Dosiermenge unterlegt, welche bei der Inbetriebnahme festgelegt wurden.

### 3.2 Kraftwerk Korneuburg

Im gasgefeuerten Kraftwerk Korneuburg konnten bei Versuchen mit Harnstoff keine zufriedenstellenden Ergebnisse erzielt werden. Wegen der hohen Feuerraumbelastung lag die optimale Temperatur bereits zwischen den Nachschaltheizflächen (Abb. 11), außerdem bewirkte die hohe Rauchgasgeschwindigkeit eine extrem kurze Verweilzeit in diesem Temperaturbereich. Für die Eindüsung des Reduktionsmittels mußten auch noch die Tragrohre berücksichtigt werden. Die erzielten Reduktionen waren wegen der schlechten Verteilung und der niedrigen Verweilzeit sehr gering.

### 3.3 Kraftwerk Voitsberg 3

Im Braunkohlekraftwerk Voitsberg 3 mit einer elektrischen Leistung von 330 MWel wurde 1988 eine Oberluft zur Reduktion der Stickoxide installiert. Zusätzlich zu dieser Primärmaßnahme wurde das SNCR–Verfahren installiert (Abb. 12).

Für die Lagerung und Aufbereitung der Harnstofflösung wurden zwei Tanks mit je 50 $m^3$ Inhalt errichtet (Abb. 13). Der Harnstoff wurde als Feststoff angeliefert, pneumatisch in den leeren Lagertank gefördert und in der entsprechenden Wassermenge aufgelöst. Durch Nachrüstung einer Wühlluft, durch Vorwärmen des Wassers und durch mehrmaliges Umpumpen konnte eine gut durchmischte Lösung hergestellt werden.

Wegen des großen Feuerraumquerschnittes von 14 x 14 m wurde, um eine möglichst gute Verteilung zu erreichen, die Harnstoff/Wasserlösung in die Oberluft dosiert. Da nur diese eine Eindüseebene installiert werden konnte, war die erzielte $NO_x$–Reduktion stark von der Kesselleistung abhängig (Abb. 14). Zusätzlich war ein wesentlicher Einfluß des Heizwertes der Kohle auf die erzielte Reduktion feststellbar.

Da mit dem SNCR–Verfahren der geforderte Grenzwert nicht erreicht werden konnte, wurde in Voitsberg eine SCR–Anlage nachgerüstet.

### 3.4 Kraftwerk Zeltweg

Anfang 1989 wurde das SNCR–Verfahren im steinkohlegefeuerten Kraftwerk Zeltweg installiert. Dieser Kessel ist für das SNCR–Verfahren besonders gut geeignet. Die ursprünglich mit Braunkohle gefeuerte Anlage wurde 1982 auf Steinkohlefeuerung umgebaut. Aus diesem Grund ist der Feuerraum sehr großzügig dimensioniert. Die daraus resultierenden langen Verweilzeiten und niedrigen Rauchgasgeschwindigkeiten schaffen gute Reaktionsbedingungen mit entsprechend hohen Reduktionsgraden. Wegen der eingangs erwähnten Probleme mit Korrosion und Lachgas wurde ausschließlich Ammoniakwasser verwendet.

Vom Eisenbahnwaggon wird das konzentrierte Ammoniakwasser zu einer Mischstation gepumpt, wo es auf den erforderlichen Ammoniakgehalt verdünnt und zu den drei installierten Eindüseebenen gefördert wird. Die Dosiermenge wird in Abhängigkeit der $NO_x$–Emission eingestellt.

Die drei Eindüseebenen (Abb. 17) werden je nach Kessellast betrieben. Für die Verbesserung der Staubabscheidung des Elektrofilters wird nach dem Kessel $SO_3$ in das Rauchgas eingedüst. Die Eindüsestelle für $SO_3$ war ursprünglich vor dem Luftvorwärmer angeordnet. Bei Betrieb der SNCR–Anlage reagierte der zwar relativ geringe aber doch vorhandene Ammoniakschlupf mit dem $SO_3$, was sich in einem raschen Ansteigen des Differenzdruckes am Luvo bemerkbar machte. Die $SO_3$–Eindüsestelle wurde nach den Luftvorwärmer verlegt. Dadurch ist die Reaktion zwischen $SO_3$ und $NH_3$ wegen der niedrigeren Rauchgastemperatur behindert. Die doch noch entstehenden Ammoniumsalze lagern sich an der Flugasche an, bewirken jedoch keine betrieblichen Probleme.

### 3.5 Fernheizkraftwerk Salzburg

Das Fernheizkraftwerk Mitte der Salzburger Stadtwerke AG ist ein Sammelschienenkraftwerk mit vier Kesseln mit je 30 t/h Dampfleistung. Das SNCR–Verfahren mit Ammoniakwasser ist an drei Kesseln installiert, von denen je einer mit Schweröl, Kohle und/oder Schweröl und nur Kohle gefeuert wird. Die Kohle wird auf Verbrennungsrosten verbrannt, die Ölbrenner sind an der Stirnseite des Feuerraumes angeordnet (Abb. 18).

Von den ursprünglich vorgesehenen sechs Düsen für Ammoniakwasser werden nur vier betrieben, da die zwei nahe an der Stirnseite liegenden keinen wesentlichen Beitrag zur Reduktion leisteten.

Besondere Maßnahmen erfordert die Anwendung des SNCR–Verfahrens am 30 t–Kessel mit der reinen Kohle–Rostfeuerung, da durch die ungleichmäßige Belegung des Rostes die Temperaturverteilung des Rauchgases über den Feuerraumquerschnitt zum Teil sehr unterschiedlich ist. Der Mischbetrieb, daß heißt bei Zufeuerung von Öl, ist deshalb leichter zu beherrschen, weil durch die Ölbrenner die Rauchgastemperatur über dem Verbrennungsrost vergleichmäßigt wird.

Die Koordination der drei den einzelnen Kesseln zugeordneten SNCR–Anlagen erfordert regeltechnischen Aufwand, da alle Kessel an einen Kamin mit einer einzigen $NO_x$–Messung angeschlossen sind. Bei jedem Kessel wird das Molverhältnis händisch eingestellt. Mit Hilfe eines fiktiven $NO_x$–Eingangswertes und der Dampfleistung wird die Dosiermenge errechnet. Bei der Inbetriebnahme der Anlagen wurden für jeden Kessel die Rahmenbedingungen für die erlaubten Molverhältnisse definiert.

Mit Hilfe des SNCR–Verfahrens können die $NO_x$–Ausgangswerte bei den Kesseln von bis zu 650 mg/Nm$^3$ (tr.) in jedem Lastfall unter die im LRG–K festgeschriebenen Emissionsgrenzwerte reduziert werden (ca. 300 – 475 mg/Nm$^3$ (tr.)).

Im Bereich des Rippenrohr–Economisers beim ölgefeuerten Kessel bildeten sich zu Beginn pulvrige Beläge, die mit Druckluft abgeblasen werden konnten. Es handelte sich um Reaktionsprodukte mit Ammoniak. Mit der Nachrüstung einer Schallreinigung wurde dieses Problem beseitigt.

### 3.6 Fernheizkraftwerk Linz

Im Fernheizkraftwerk Linz der ESG wird an einem Kessel derzeit eine SNCR–Anlage installiert. Der Kessel wurde für Braunkohlefeuerung gebaut, wird aber derzeit mit Öl betrieben. Durch die großzügige Feuerraumdimension ist eine einzige Eindüseebene für Ammoniakwasser über den gesamten Lastbereich zum Erreichen einer $NO_x$–Reduktion von 50 % ausreichend.

DRAUCONSULTING–Ges.m.b.H. Referenzliste SNCR–Verfahren:

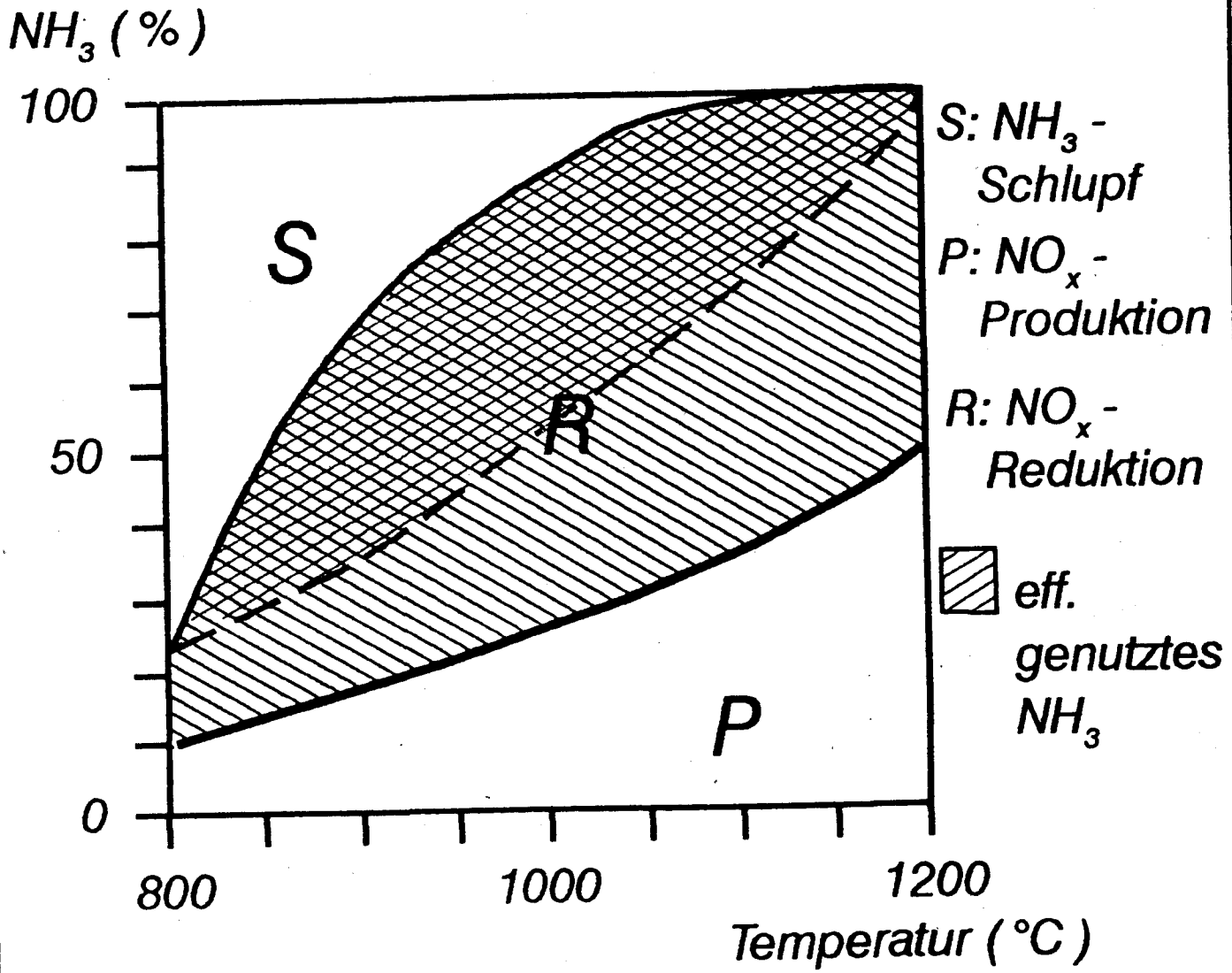
| Kraftwerk | Dampf (t/h) | Feuerungs–system | Brennstoff | Ver–suche | def. Anlage | $NO_x$–Red. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| St. Andrä (ÖDK) | 330 | Tangential | Braunkohle | 1986 | 1990 | 50 % |
| Korneuburg (VKG) | 810 | Front | Gas | 1988 | —— | 15 % |
| Voitsberg (ÖDK) | 980 | Tangential | Braunkohle | 1988 | 1989 | 15–55 % |
| Zeltweg (ÖDK) | 410 | Tangential | Steinkohle | 1988 | 1992 | 50 % |
| Fernheizkraftwerk Salzburg | 3x32 | Front, Rost | Öl, Kohle | 1989 | 1990 | 50 % |
| Entsorgungsbetriebe Simmering | 2x20 | Wirbelschicht | Klärschlamm | 1990 | 1991 | 30–50 % |
| Entsorgungsbetriebe Simmering | 2x30 | Drehrohrofen | Sondermüll | 1990 | 1992 | 50 % |
| Fernheizkraftwerk Linz | 100 | Front | Öl | 1991 | 1992 | 50 % |
| Langebrugge (Belgien) | 350 | Boxer | Steinkohle | 1991 | —— | 30–50 % |

1) $4NH_3 + 4NO + O_2 => 4N_2 + 6H_2O$

2) $4NH_3 + 5O_2 => 4NO + 6H_2O$

3) $NH_3 => NH_3$

| | | |
|---|---|---|
| ÖDK 1992 | Reaktionswege des Ammoniak | Abb.: 1 |




| ÖDK 1992 | Ausnutzung des Ammoniak | Abb.: 2 |
|---|---|---|

***Ammoniakgas***

+ *preisgünstig*
- *Lager teuer*

***Ammoniakwasser***

+ *einfache Lagerung*
- *teurer als Ammoniakgas*

***Harnstoff***

+ *einfache Lagerung und Manipulation*
- *Lachgasbildung möglich*
- *Gefahr der Hochtemperaturkorrosion*

***Harnstoff mit Zusatzadditiven***

+ *Verschiebung der Reaktionstemperaturen*
+ *Verringerung Ammoniakschlupf*
- *hohe Betriebsmittelkosten*
- *Nebenemmissionen ( z.B. CO )*

| ÖDK 1992 | **Reduktionsmittel** | Abb.:2a |
|---|---|---|

* **Rauchgastemperatur**
* **Rauchgasgeschwindigkeit**
* **Feuerraumgeometrie**
* **Eindüsemöglichkeiten**
* **Verteilung**
* **Betriebsweise der Anlage**

| | | |
|---|---|---|
| ÖDK 1992 | Einflußparameter für das SNCR - Verfahren | Abb.: 3 |

* **Ammoniakschlupf**
  *Auswirkungen auf nachgeschaltete Anlageteile*

* **Optimierung der Verteilung**

* **Betriebsbereiche**

* **Kennlinien**

| ÖDK 1992 | Ziel der SNCR - Versuche | Abb.: 4 |
|---|---|---|

## Vorteil :

- niedrige Investition
- rasche Realisierung
- einfacher Aufbau der Anlage
- geringer Platzbedarf

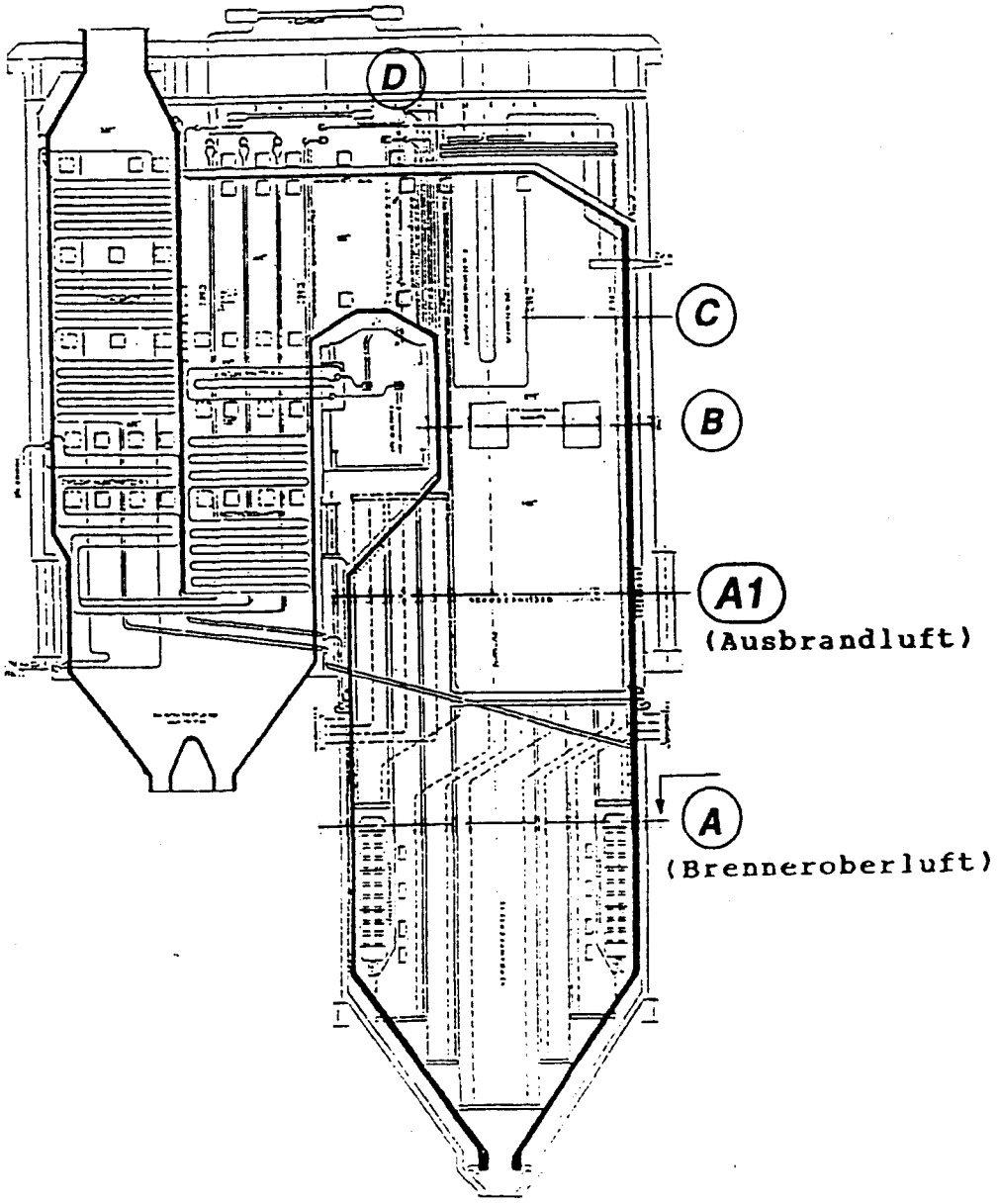
## Nachteil :

- hoher Betriebsmittelverbrauch
- beschränkte $NO_x$ - Reduktion

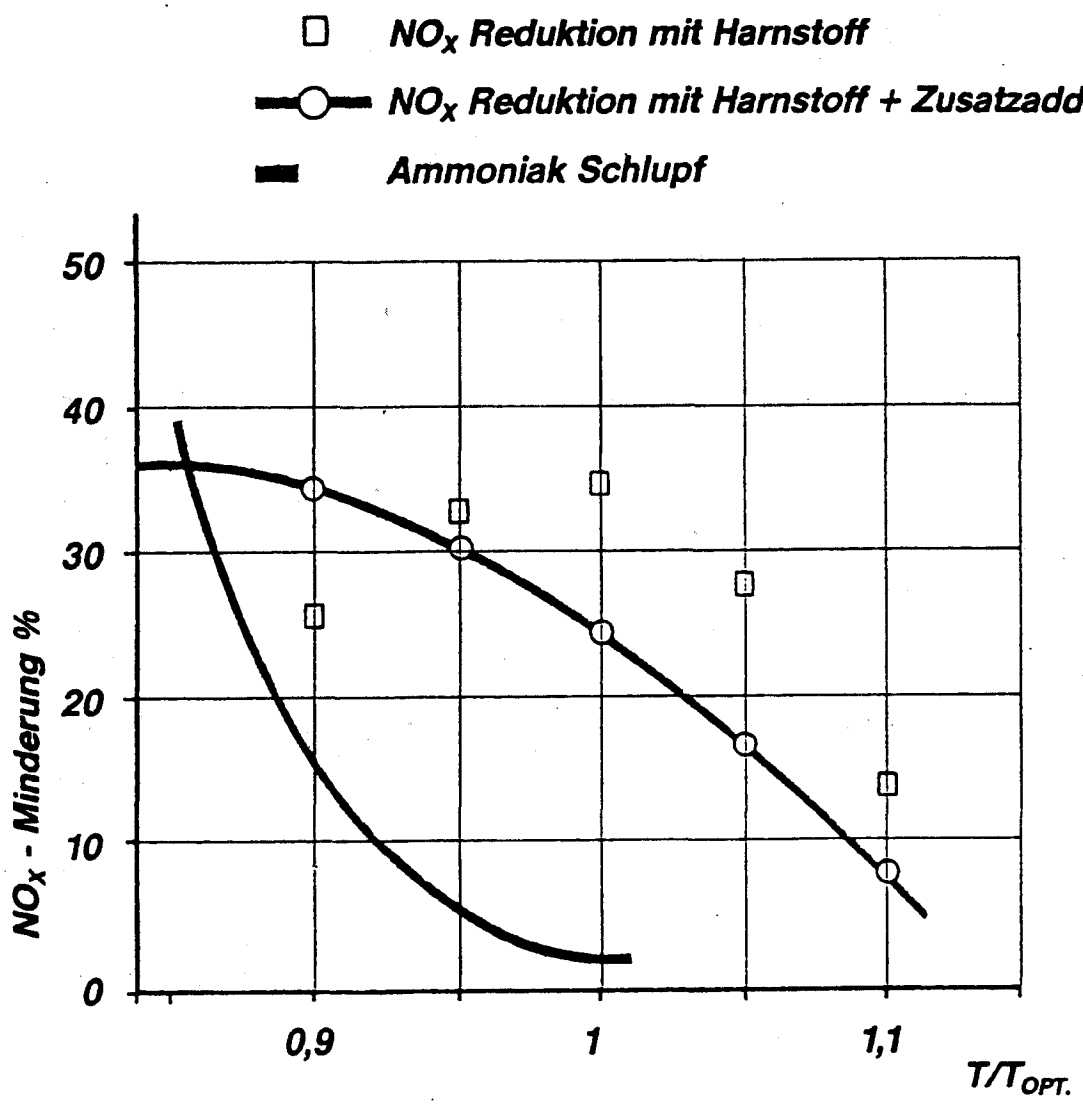
| | | |
|---|---|---|
| ÖDK 1992 | Vor- und Nachteile des SNCR - Verfahren | Abb.: 5 |

| Anlage | Leistung | Brennstoffe |
|---|---|---|
| St. Andrä | 110 MW | Braunkohle |
| Korneuburg | 126 MW | Gas |
| Voitsberg 3 | 330 MW | Braunkohle |
| Zeltweg | 137 MW | Steinkohle |
| FHKW Salzburg | 3*30 t/h | Öl / Kohle |
| FHKW Linz | 100 t/h | Öl |

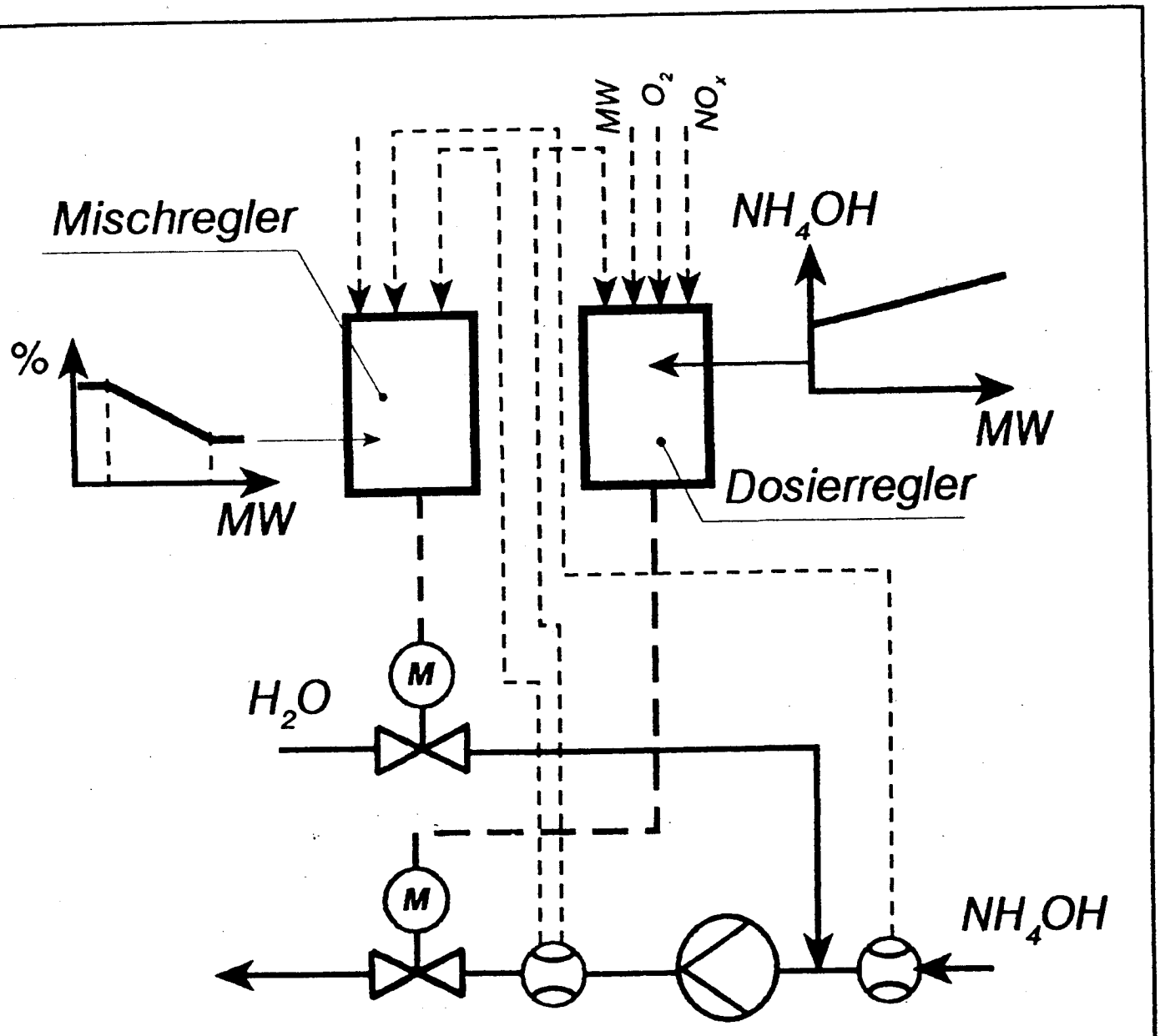
| ÖDK 1992 | **Erprobung und Einsatz des SNCR - Verfahrens** | **Abb.: 6** |
|---|---|---|



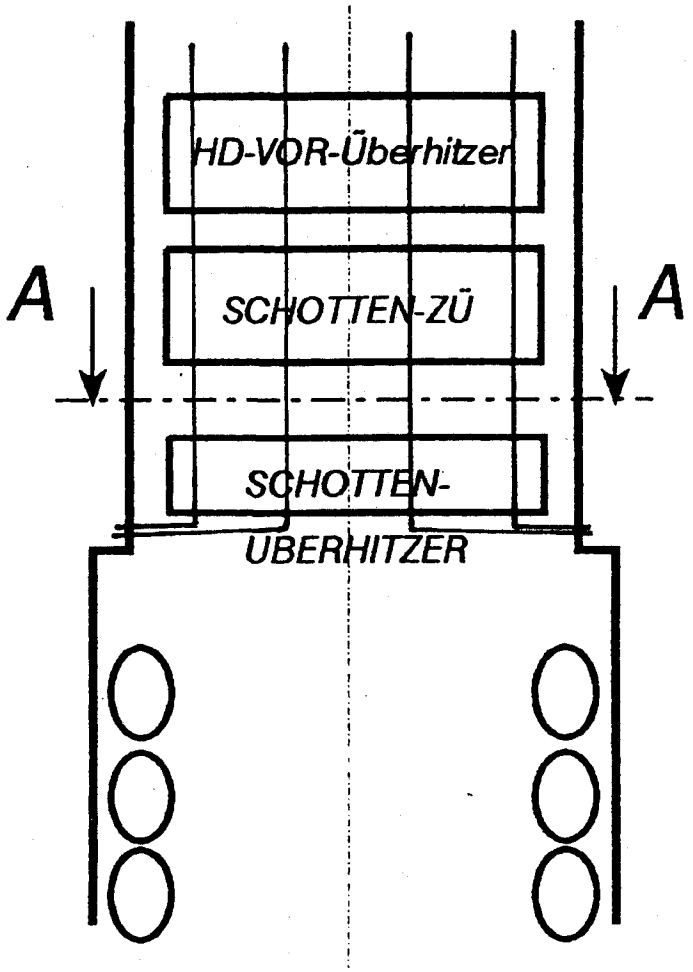

| ÖDK 1992 | Eindüseebene DKW St. Andrä | Abb.: 8 |
|---|---|---|

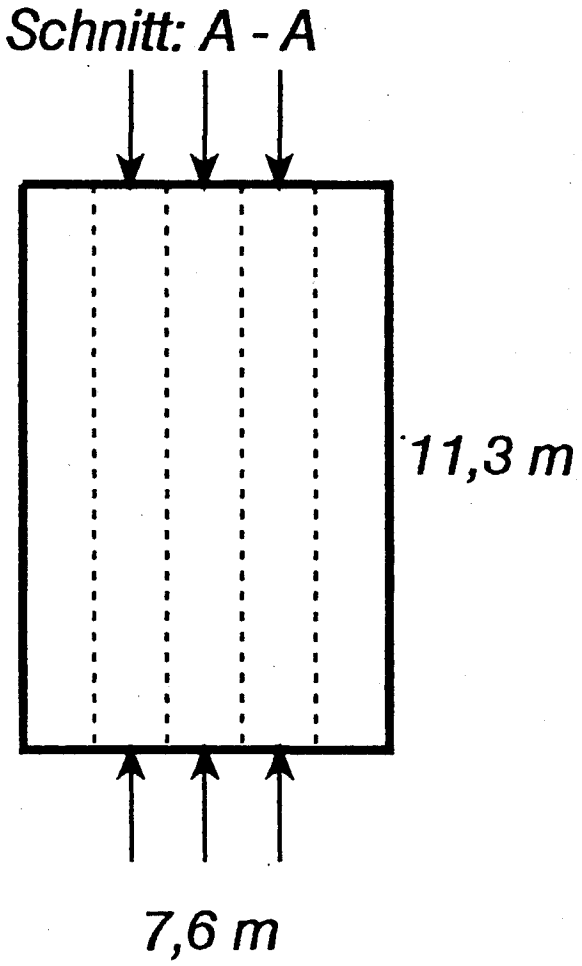



| ÖDK 1992 | Einfluß von Zusatzadditiven auf die $NO_x$ Reduktion | Abb.: 9 |
|---|---|---|

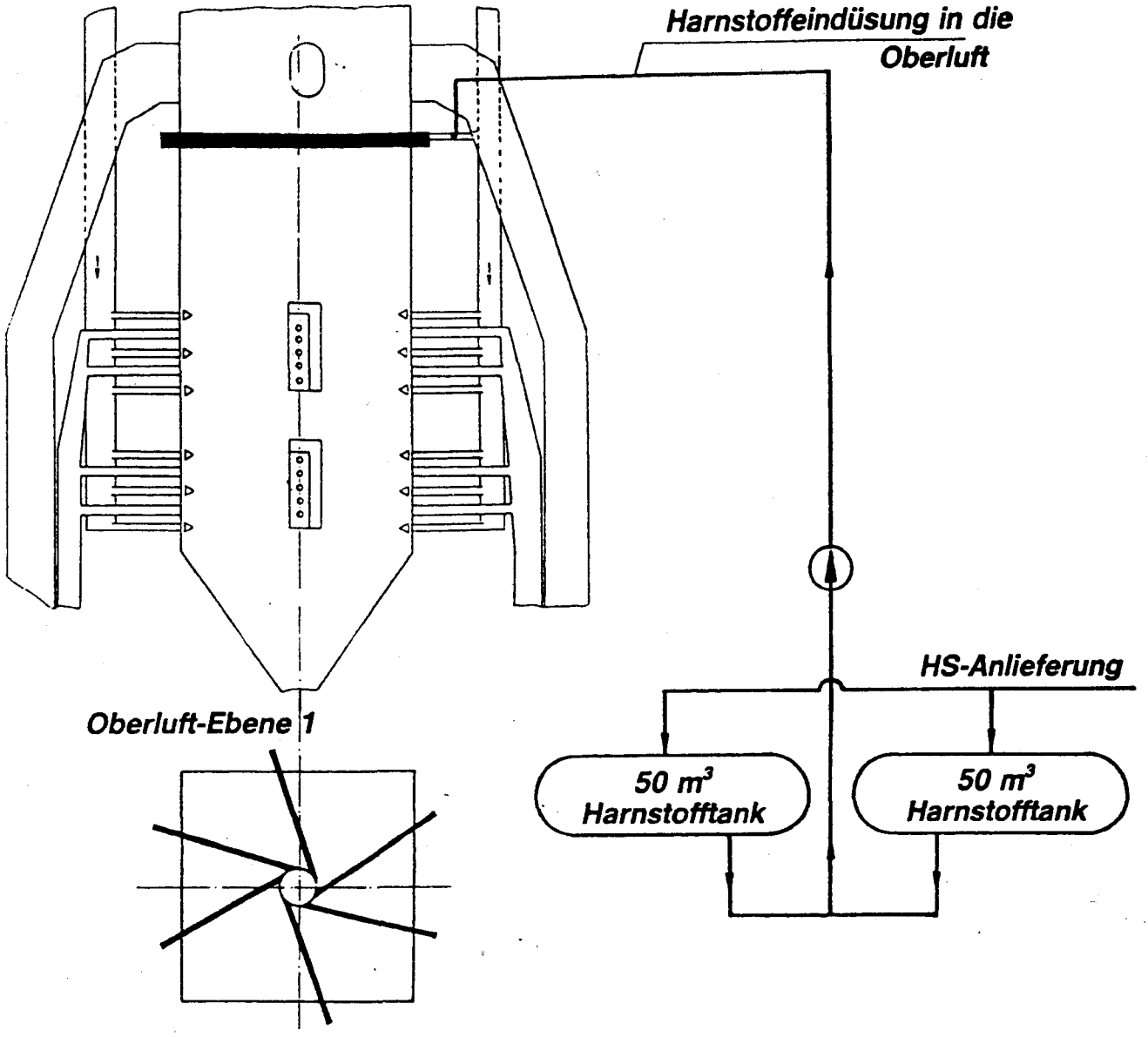



| ÖDK 1992 | Aufbau Ammoniakwasserdosierung im DKW St. Andrä | Abb.:10 |
|---|---|---|

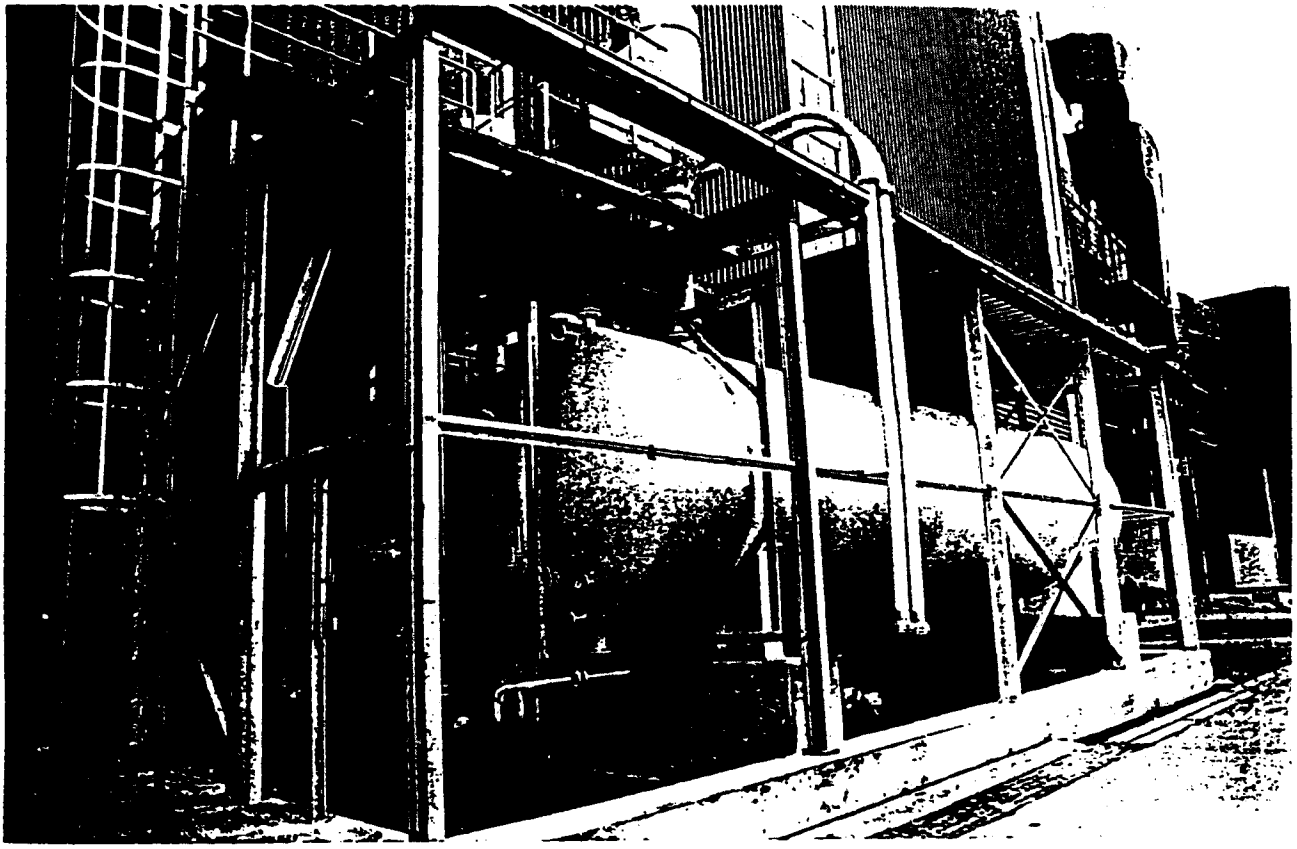


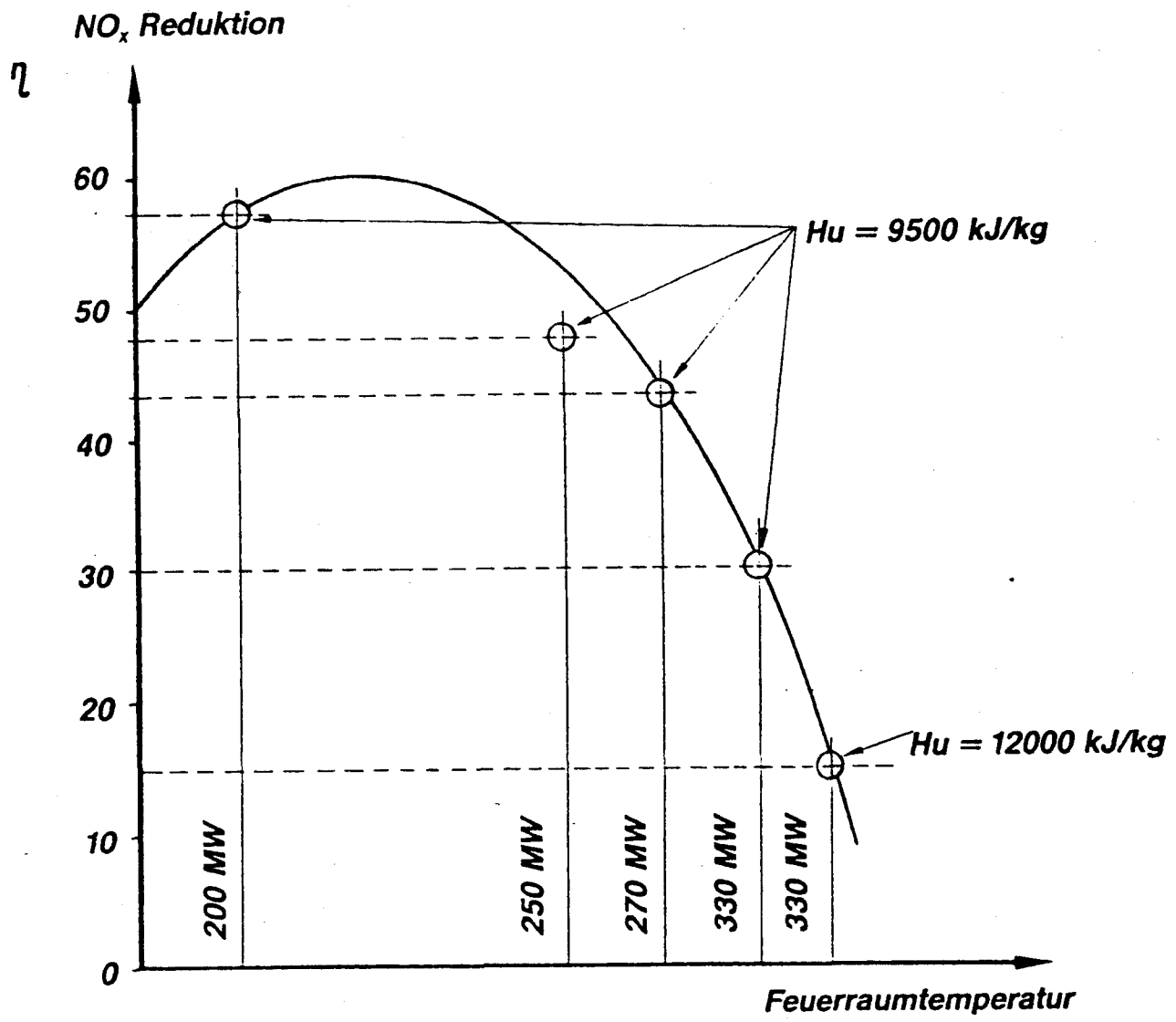

| ÖDK 1992 | **DKW Korneuburg** | Abb.:11 |
|---|---|---|



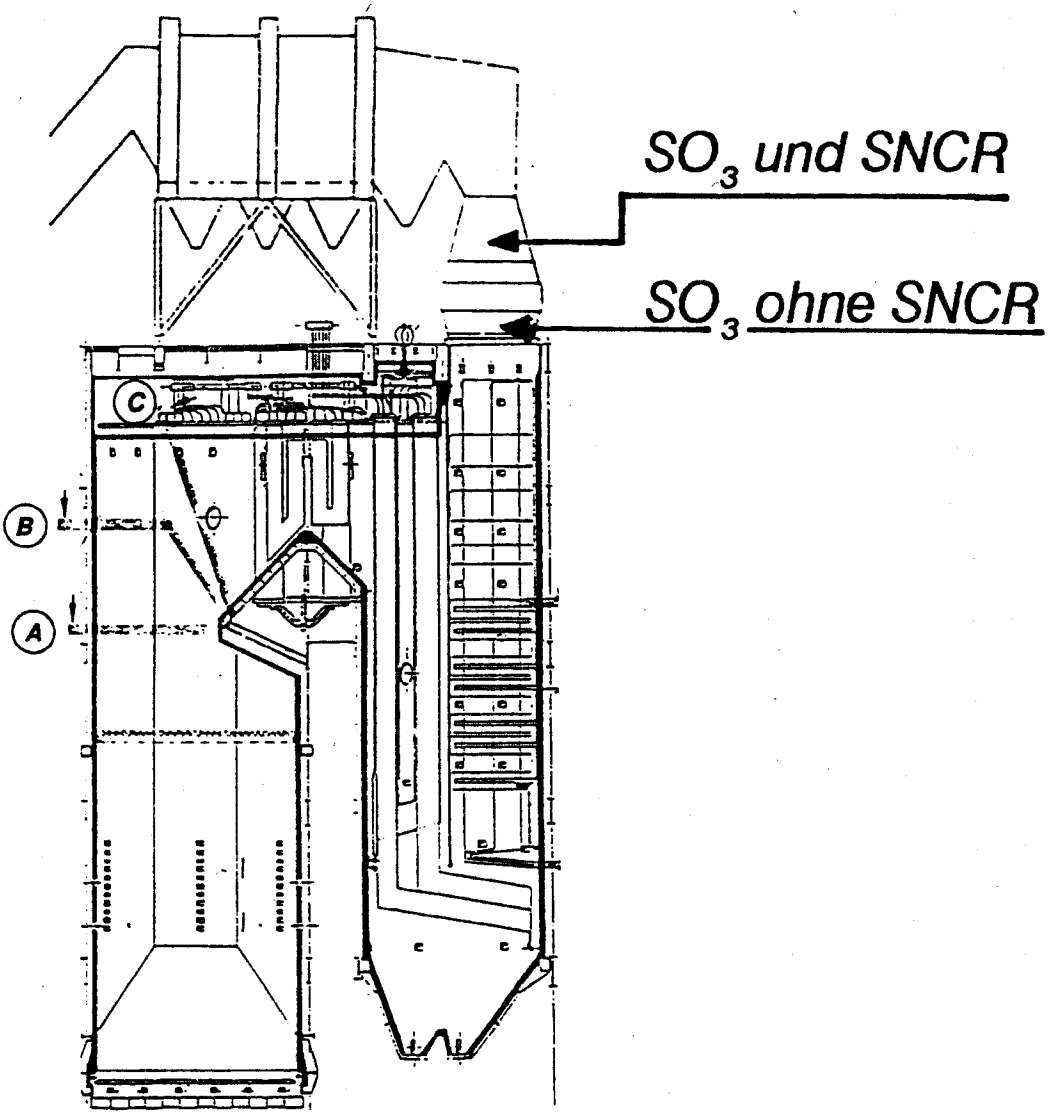

| ÖDK 1992 | DKW Voitsberg 3 ( 330 $MW_{el}$ ) Prinzipschema Harnstoffverfahren | Abb.:12 |
|---|---|---|



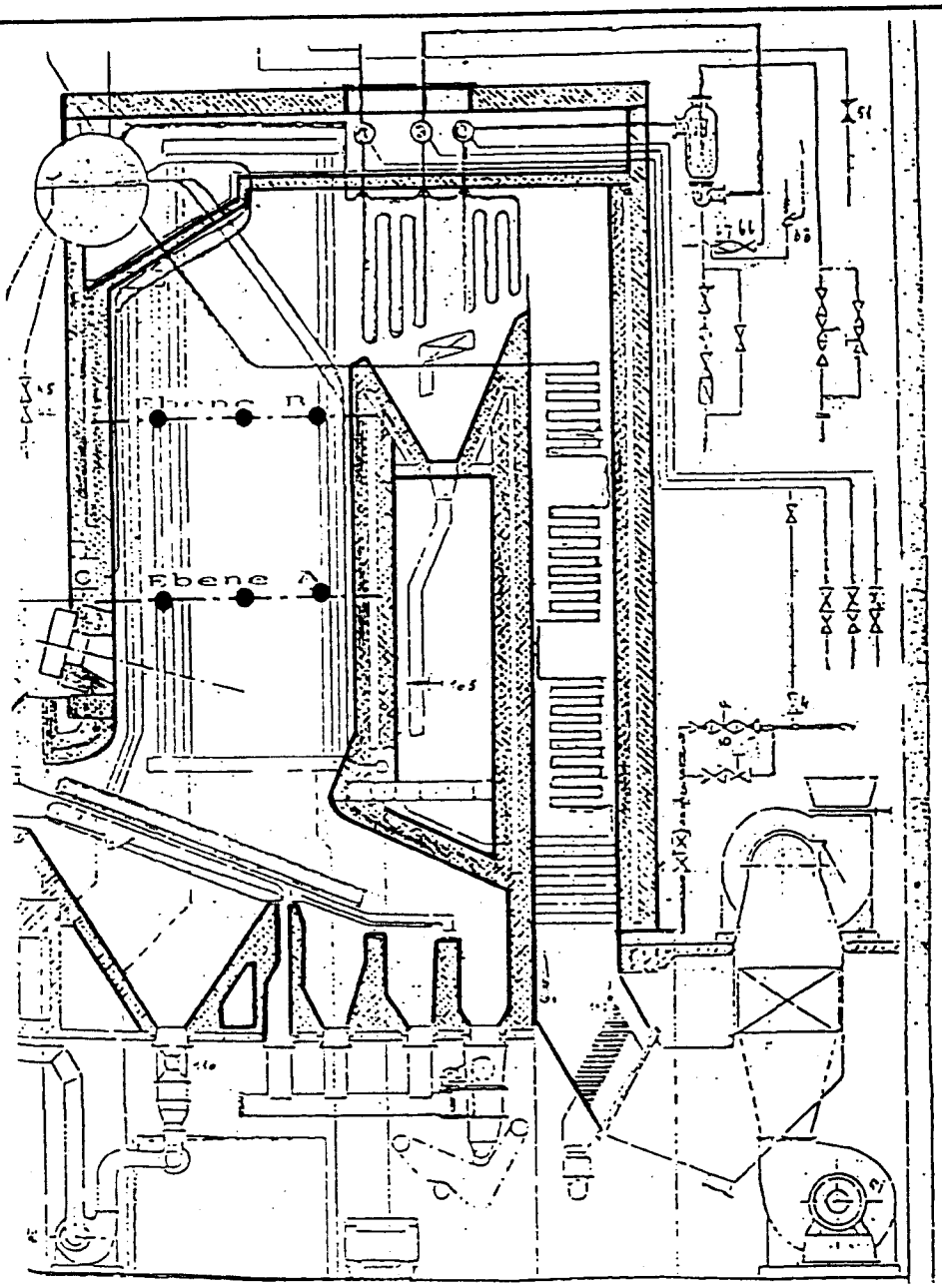
| ÖDK 1992 | Harnstofftanks | Abb.:13 |
|---|---|---|




| ÖDK 1992 | SNCR-Versuche DKW Voitsberg 3<br>Temperatur und Brennstoffabhängigkeit | Abb.:14 |
|---|---|---|




| ÖDK 1992 | Eindüseebebne DKW Zeltweg | Abb.:17 |
|---|---|---|




| ÖDK 1992 | FHKW Salzburg | Abb.:18 |
|---|---|---|

# *Betriebserfahrungen mit dem Calcium–Trockenadditiv–Verfahren (CTAV) zur Entschwefelung*

*Dipl.–Ing. Dr. Karl Heinz Gruber, DRAUCONSULTING–GesmbH, Kohldorfer Straße 98, A–9010 Klagenfurt*

*Dipl.–Ing. Günter Zellinger, Österreichische Draukraftwerke AG, Kohldorfer Straße 98, A–9010 Klagenfurt*

*Dipl.–Ing. Josef Tauschitz, Österreichische Draukraftwerke AG, Kohldorfer Straße 98, A–9010 Klagenfurt*

## 1. EINLEITUNG

Um die gesetzlichen Forderungen nach Emissionsbegrenzung einhalten zu können, sind je nach Ausgangssituation entsprechende Rauchgasreinigungsverfahren (Abb. 1) anzuwenden.

Die am häufigsten eingesetzte Maßnahme zur Entschwefelung bei mittleren und größeren Feuerungsanlagen ist mit etwa 87 % der gesamten Feuerungsanlagenkapazität in Europa das sg. Kalk–/Kalksteinwaschverfahren mit Gips als Reaktionsprodukt. Mit diesem Verfahren werden Schwefelabscheidegrade von über 95 % bei sehr niedrigem Betriebsmittelverbrauch erreicht. Neben der hohen Investition für die Anlagentechnik zur Entschwefelung ist in der Regel auch die Frage der Entsorgung des anfallenden Abwassers zu klären (entsprechende Aufbereitungsanlagen).

Den Vorteil der Abwasserfreiheit, verbunden mit immer noch respektablen Schwefelabscheidegraden (bis 90 %), bieten die sg. halbtrockenen Verfahren wie Trockensorptions– oder Sprühabsorptionsverfahren. Dieser Verfahrenstypus ist bei etwa 7 % der Feuerungsanlagen im Einsatz.

Das Calcium–Trockenadditiv–Verfahren (CTAV) bietet ebenfalls den Vorteil der Abwasserfreiheit bei jedoch nur begrenzten Entschwefelungsgraden (50 – 60 %) an. Es eignet sich vor allem für Kraftwerksanlagen mit beengten Platzverhältnissen, mit wenigen Betriebsstunden und mit nicht allzu niedrigen gesetzlichen $SO_x$–Emissionsgrenzwerten an. Dabei kommen die Vorzüge des CTAV (niedrige Investitionen, geringer Platzbedarf, einfache Nachrüstung) voll zum Tragen.

Mittlerweile sind in Österreich und Europa ein gutes Dutzend CTAV–Anlagen bei älteren Feuerungsanlagen in Betrieb.

Die Verfahrenstechnik ist grundsätzlich auch für kleine Anlagen geeignet. Zu beachten ist jedoch die Tatsache, daß unabhängig von der Anlagengröße nahezu ein und derselbe umfangreiche Vorversuchsumfang erforderlich ist, wodurch die spezifischen Kosten pro $m^3$ Rauchgas mit der Abnahme der Anlagengröße erheblich steigen.

Die sinnvolle Untergrenze für die Anlagenkapazität wird im Bereich von 10 MW (ca. 10.000 $m^3/h$ Rauchgas) liegen.

Nachfolgend wird nach einer generellen Beschreibung des Verfahrens eine Zusammenfassung der Betriebserfahrungen gegeben, welche bei der Österreichischen Drau-

kraftwerke AG und bei deren Tochtergesellschaft DRAUCONSULTING–Ges.m.b.H. vorliegen.

## 2. VERFAHRENSBESCHREIBUNG

### 2.1 Verfahrenstechnik

Die Entschwefelung der Rauchgase erfolgt durch Reaktion des $SO_2$ mit einem in den Feuerraum eingedüsten Calcium–Additiv ($CaCO_3$ $Ca(OH)_2$). Bei entsprechender Zugabe von Additiv können auch weitere Schadstoffe wie z.B. $SO_3$, HF und HCl aus dem Rauchgas entfernt werden (Abb. 2).

Bedingt durch den eingeschränkten Temperaturbereich (800 bis 1.000 °C), in welchem die Reaktion ausreichend abläuft, wird das Additiv getrennt vom Brennstoff oberhalb des Flammenbereiches ohne Zugabe von Wasser in den Feuerraum eingeblasen.

Die entstehenden Reaktionsprodukte ($CaSO_4$, $CaCl_2$, $CaF_2$, $CaCO_3$ und unreagiertes CaO) werden gemeinsam mit der Flugasche in einem nachgeschaltenen Feststoffabscheider (in der Regel der bereits vorhandene Staubabscheider) abgeschieden. Der Einfluß der Additivzugabe auf die Kesselasche/–schlacke ist vernachlässigbar gering, da das Additiv in feinverteilter Form mit dem aufsteigenden Rauchgasstrom mitgerissen wird.

### 2.2 Verfahrensparameter

Der geeignete Eindüseort für das Additiv wird anlagenspezifisch von einer ganzen Reihe von Anlagenparametern beeinflußt, wobei als wesentliche angeführt werden können:

- Brennstoffqualität,
- Feuerraumtemperatur,
- Feuerraumgeometrie,
- Verweilzeiten,
- Rauchgaszusammensetzung (insbesondere $O_2$ und $SO_2$),
- Eindüsemöglichkeiten,
- chemische und Korn–Zusammensetzung des Additivs,
- Partialdruck im Reaktionssystem,
- Staubdichte und Staubverteilung des Additivs,
- Additiv–Begleitstoffe und chemische Additivzusätze,
- Betriebsweise der Anlage
- u.a.m.

Nur bei eingehender Berücksichtigung dieser Faktoren lassen sich die Möglichkeiten und Grenzen des CTAV in Bezug auf die $SO_x$–Reduktion abschätzen.

Seit 1979 wurden von der Österreichischen Draukraftwerke AG gemeinsam mit der DRAUCONSULTING–Ges.m.b.H. und der TU Graz umfangreiche Versuche zu Implementierung und Optimierung von Calcium–Trockenadditiv–Verfahren durchgeführt.

+ einfache Weiterentwicklung der Entschwefelungstechnik im Hinblick auf höhere Schwefelabscheidegrade durch Nachrüstung des CTAV zu halbtrockenen oder nassen REAs
– Verschlackungsneigung des Kessels
– höhere Feststoffbelastung des Feuerungs– und Entaschungssystems
– Verringerung des Kesselwirkungsgrades
– hoher Betriebsmittelverbrauch (im Vergleich zu Naß–REA)
– höhere Betriebskosten
– beschränkte $SO_x$–Reduktion (meist ca. 50 – 60 %)
– problematische Reststoffentsorgung

## 3. REALISIERUNG

Für die Beurteilung der Einsatzmöglichkeiten des CTAV sind unter anderem die in Kapitel 2.2 angeführten Randbedingungen abzuklären. Abhängig von diesen Parametern muß das Verfahren individuell an jede einzelne Kesselanlage angepaßt werden.

Die Realisierung erfolgt in vier Hauptschritten:

– *Grobbeurteilung*

Mit Hilfe von vorhandenen Unterlagen über die Anlage wie Kesselzeichnungen, Betriebsaufzeichnungen und einer Anlagenbegehung kann eine grundsätzliche Aussage getroffen werden, inwieweit es sinnvoll ist, die Installation des CTAV weiter zu verfolgen.

– *Temperaturmessungen*

Als nächster Schritt wird mit Hilfe von Rauchgastemperaturmessungen (z.B. Absaugepyrometer) die mögliche Lage der Einblaseebene(n) festgelegt. Diese Messungen müssen sehr sorgfältig durchgeführt werden, da sie die wesentliche Basis für die nächsten Entscheidungen sind.

– *Anlagenerrichtung – Versuche*

Bei erfolgversprechenden Ergebnissen der Grobbeurteilung und der Temperaturmessungen wird mit Hilfe der dabei gewonnenen Daten die definitve Anlage entwickelt und errichtet.

Je nach den Erfordernissen des Betriebes kann die Anlage einfach (Grundlast, seltene An– und Abfahrten, niedrige $SO_x$–Reduktion) mit teilweise manueller Bedienung bis aufwendig mit hohem Automatisierungsgrad (häufige Laständerungen, höhere Reduktionsraten) gestaltet werden.

Nach der Installation der Anlage wird in ersten Versuchen neben der erzielbaren $SO_x$–Reduktion auch die Auswirkung des Verfahrens auf den Betrieb der Kesselanlage untersucht:
– Auswirkungen der Additiveindüsung auf die nachgeschalteten Anlagenteile (Berohrung, Rauchgasreinigungs– und Filteranlagen, Reststoffe)
– Optimierung der Verteilung (Zu–, Wegschalten und Verändern der Eindüsung)
– Betriebsbereiche der Eindüseebenen, Umschaltkriterien

– Zusammenhänge der einzelnen Betriebsparameter in Form von Kennlinien (Molverhältnis, $SO_x$–Reduktion, Eindüsesystem)

Die gewonnenen Daten bilden eine wesentliche Basis für die Optimierung der CTAV–Anlage.

– *Anlagenoptimierung*

Bei der Anlagenoptimierung erfolgt die letztgültige Einstellung des CTAV im Hinblick auf die anlagenspezifischen Betriebsbedingungen.

## 4. VERFAHRENSANWENDUNG

### 4.1 Referenzanlagen

Das Calcium–Trockenadditivverfahren ist in Österreich bei sieben Kesselanlagen in Betrieb genommmen worden.

| Anlage | Leistung | Inbetriebnahme | Brennstoff |
|---|---|---|---|
| FHKW Klagenfurt | 28 $MW_{el}$ | 1986 | Kohle/Öl |
| OKA Riedersbach 1 | 55 $MW_{el}$ | 1985 | Braunkohle |
| FHKW Graz | 57 $MW_{el}$ | 1983 | Braunkohle |
| OKA Timmelkam II | 60 $MW_{el}$ | 1985 | Braunkohle |
| Voitsberg 2 | 65 $MW_{el}$ | 1982 | Braunkohle |
| St. Andrä | 110 $MW_{el}$ | 1983 | Braunkohle |
| Voitsberg 3 | 330 $MW_{el}$ | 1983 | Braunkohle |

Neben diesen Anwendungen gibt es auch in der BRD, in der USA und insbesondere in den östlichen europäischen Ländern (Slowenien, CSFR usw.) großtechnische Trokkenadditivverfahren.

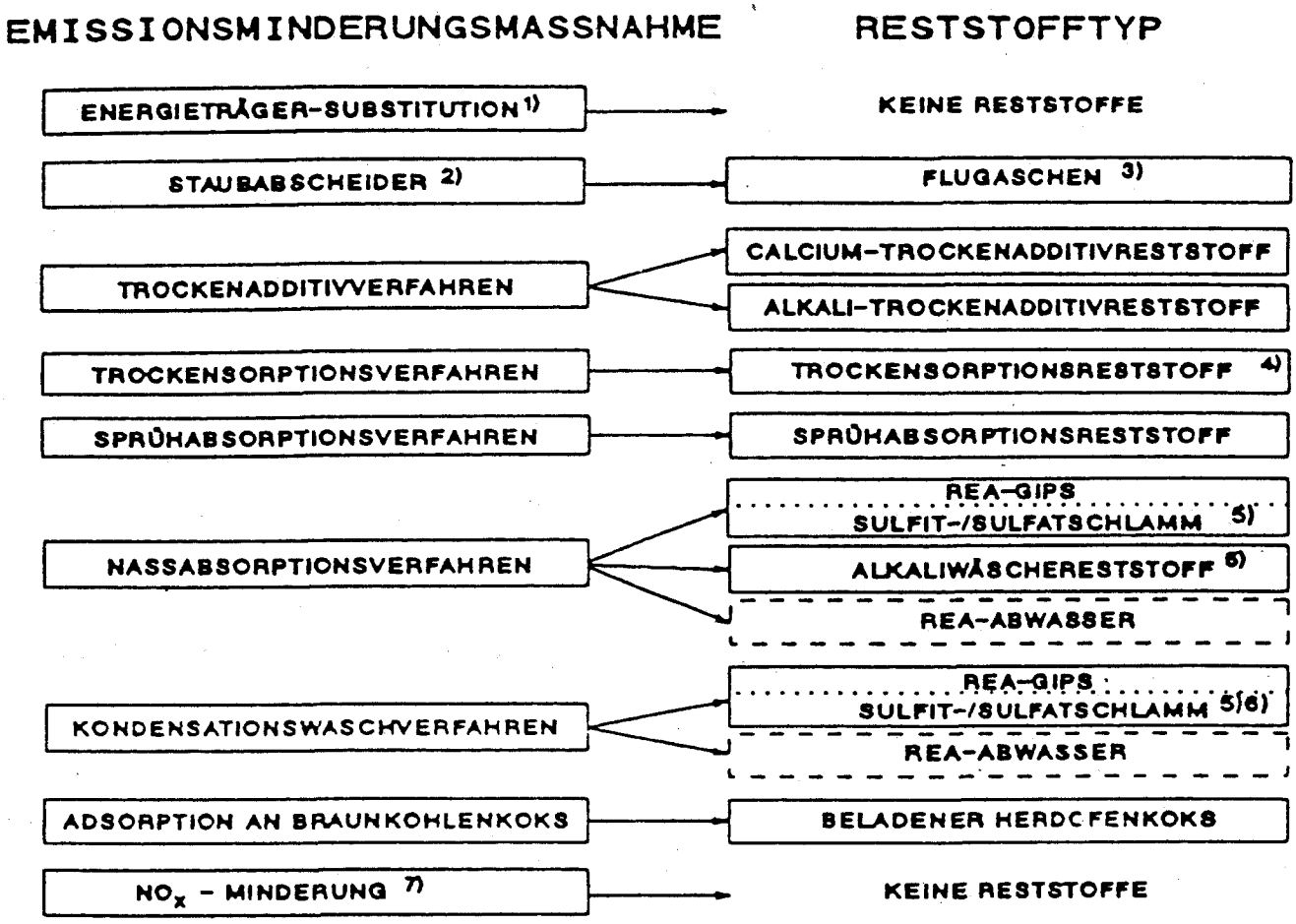
### 4.2 Betriebserfahrungen mit dem CTAV im DKW Voitsberg

Auf Basis der Versuchsergebnisse des CTAV im 65 MW–Kessel 2 des DKW Voitsberg der Österreichischen Draukraftwerke AG wurde dieses Verfahren auch als erste Entschwefelungsstufe für den Braunkohlekessel 3 (980 t/h Dampf) gebaut (Abb. 6).

Die Hauptentschwefelung dieser Anlage erfolgt über ein modernes Kalksteinwaschverfahren, das CTAV dient aufgrund der hohen Verfahrensflexibilität zur Reduktion von kurzfristigen $SO_2$–Spitzen.

In Voitsberg 3 ist das CTAV mittlerweile 13.000 Betriebsstunden ohne Probleme im Einsatz. In Abhängigkeit von der Kessellast werden dabei 50 bis 70 % Entschwefelung erreicht (Abb. 7).

Die Zusammenhänge zwischen Additivzugabe und Entschwefelung stellt Abbildung 8 dar. Um ein Ca/S–Verhältnis von 2,5 bis 3,5 einhalten zu können, ist es notwendig, zusätzlich zur Kohle etwa 8 % Kalk in den Kessel einzublasen. Aus feuerungstechnischen Gründen liegt die maximale Kalkmenge im Bereich von 10 % der Kohlemenge.



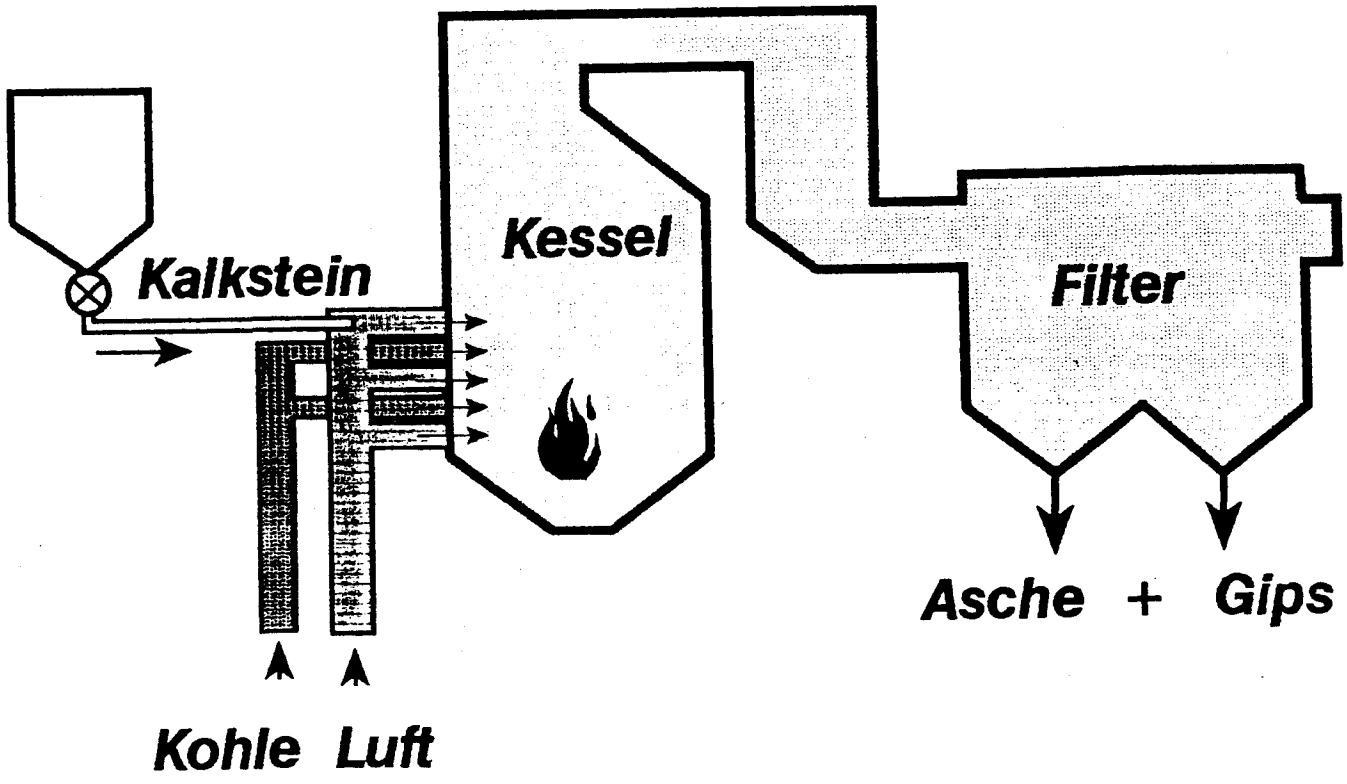

1) AUF EMISSIONÄRMERE BRENNSTOFFE
2) ELEKTRISCHE UND FILTERNDE ABSCHEIDER
3) STEINKOHLEN-, HOLZFEUERUNGS- UND ÖLFEUERUNGSFLUGASCHEN
4) AUS STRÖMUNGSREAKTOR ODER SCHÜTTGUT-TIEFBETT-REAKTOR
5) KEIN DIREKTER ANFALL VON ABWASSER
6) ABHÄNGIG VOM NEUTRALISATIONSMITTEL ($Ca(OH)_2$ /NaOH)
7) FEUERUNGSTECHN. MASSNAHMEN, SCR-/SNR-VERFAHREN

| ÖDK/DC | **Emissionsminderungsmaßnahmen und Reststoffanfall** | BILD Nr.: |
|---|---|---|

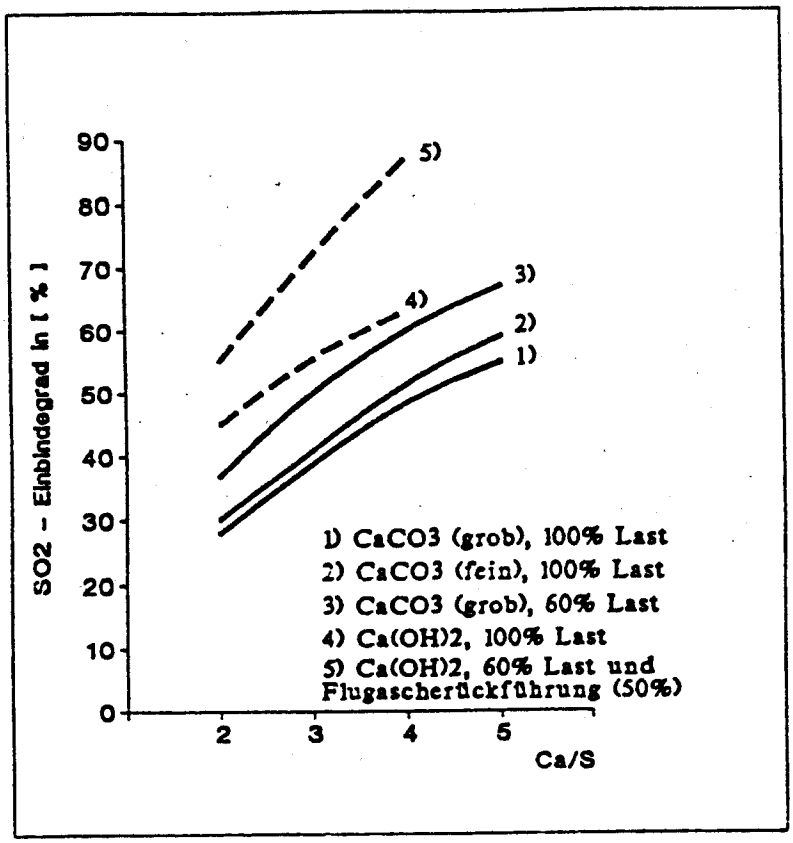
**Reaktionen:**

$$CaCO_3 \longrightarrow CaO + CO_2$$

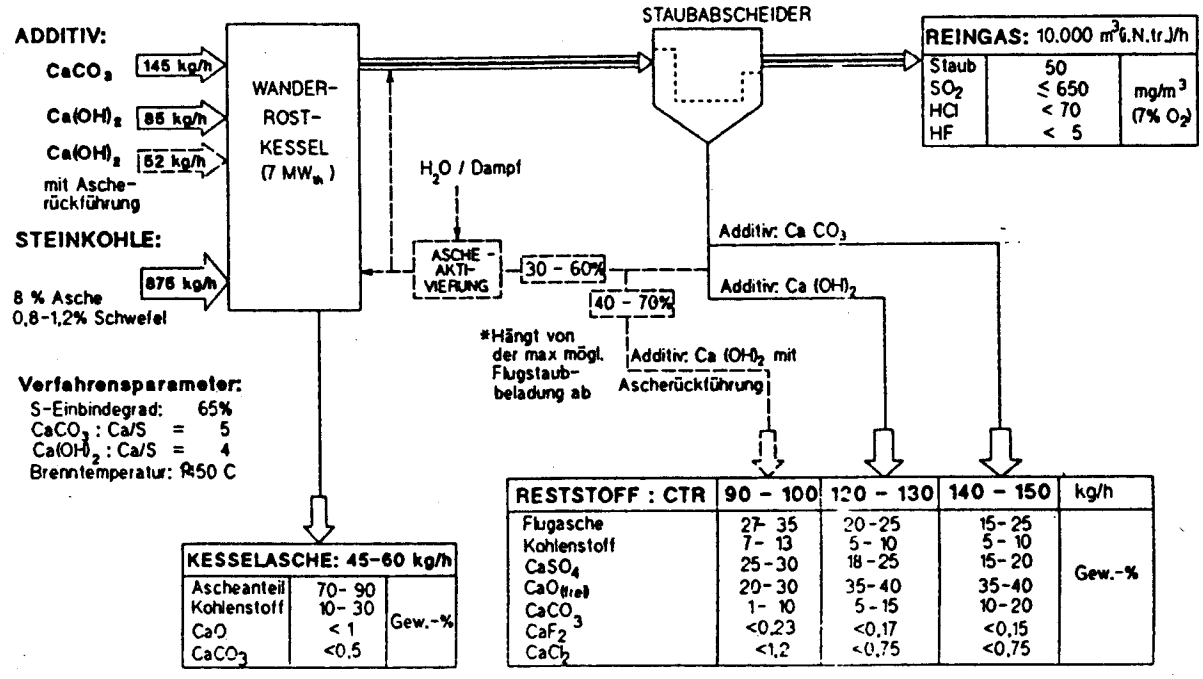
$$SO_2 + CaO + \tfrac{1}{2}O_2 \longrightarrow CaO$$




| ÖDK/DC 1992 | **Prinzipschema KAV** | Abb.: 2 |
|---|---|---|



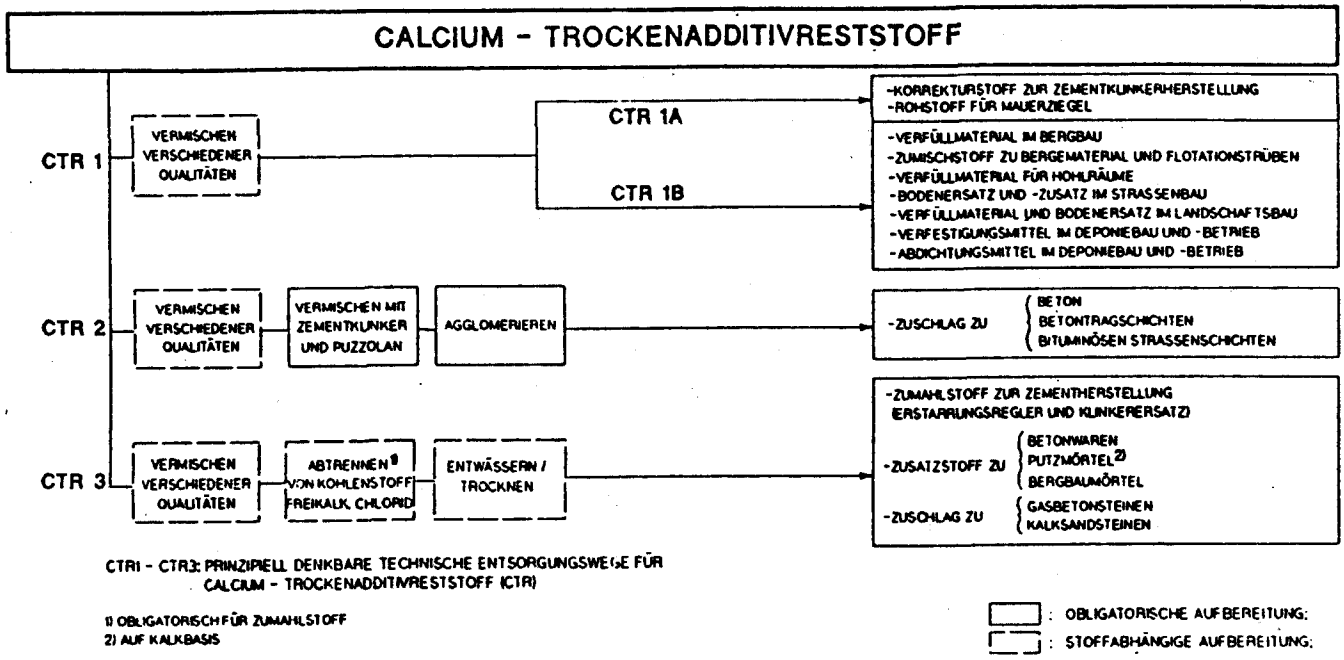

| ÖDK/DC 1992 | Einflußparameter für die Entschwefelung | Abb.: 3 |
|---|---|---|




# ÖDK/DC 1992

# Calcium - Trockenadditivverfahren - Stoffströme -

**Abb.: 4**

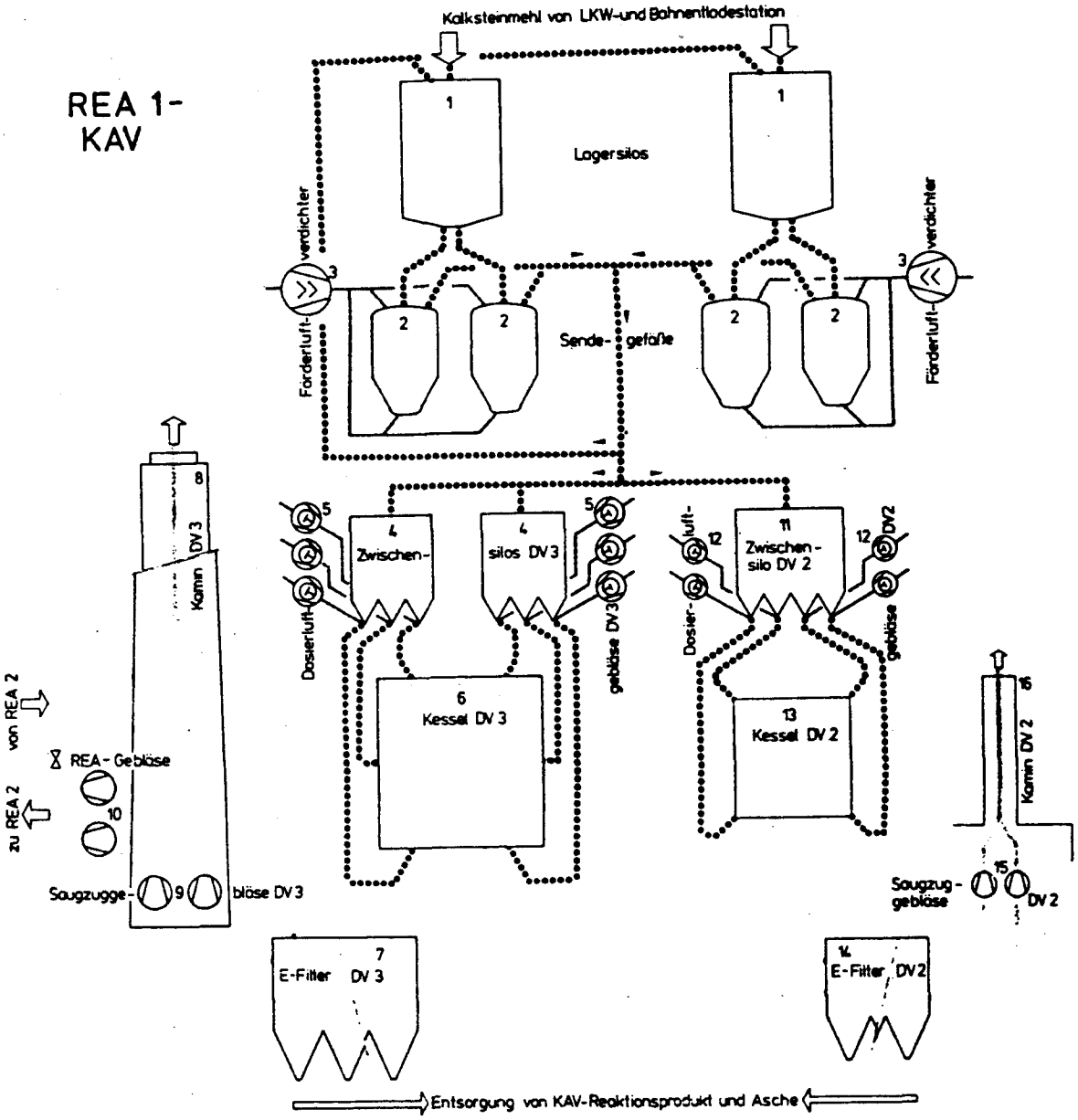



CTR1 - CTR3: PRINZIPIELL DENKBARE TECHNISCHE ENTSORGUNGSWEGE FÜR CALCIUM - TROCKENADDITIVRESTSTOFF (CTR)

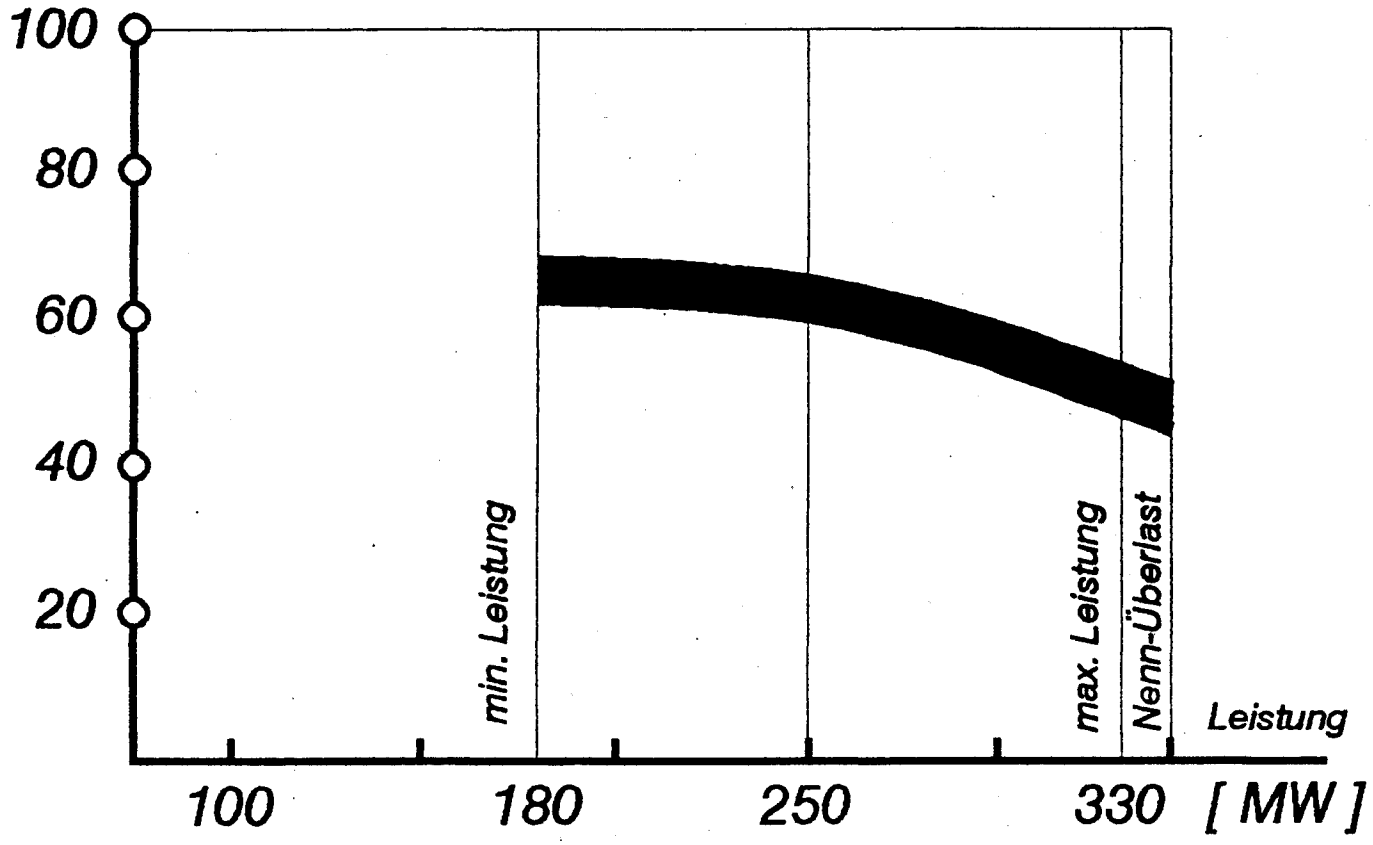
1) OBLIGATORISCH FÜR ZUMAHLSTOFF
2) AUF KALKBASIS

: OBLIGATORISCHE AUFBEREITUNG;
: STOFFABHÄNGIGE AUFBEREITUNG;

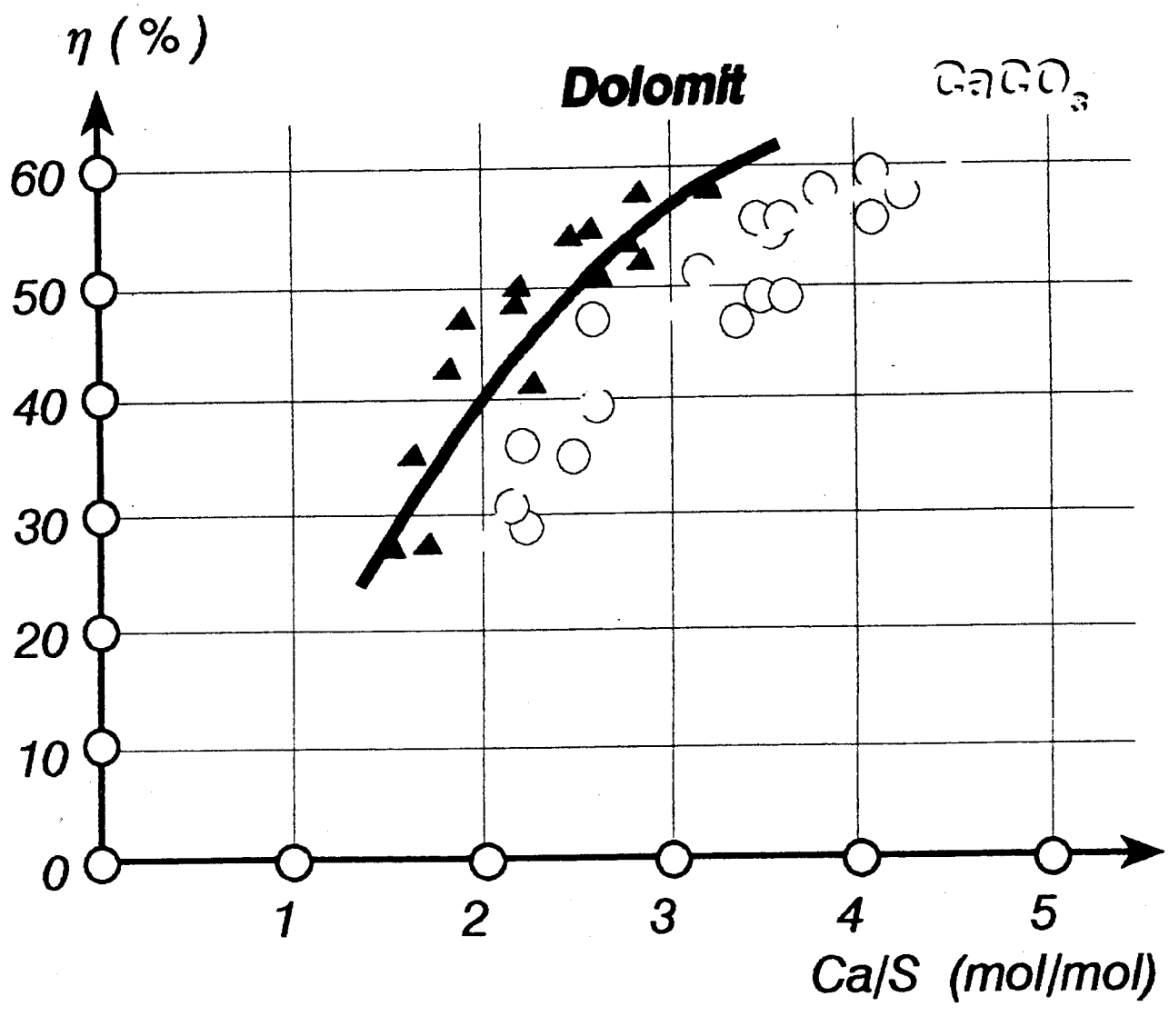
| ÖDK/DC 1992 | Verwertungswege für den CTR | Abb.: 5 |
|---|---|---|




| ÖDK/DC 1992 | Calcium - Trockenadditivverfahren | Abb.: 6 |
|---|---|---|




| ÖDK/DC 1992 | **Lastabhängigkeit** | **Abb.: 7** |
|---|---|---|




| ÖDK/DC 1992 | Einfluß der Stöchiometrie | Abb.: 8 |
|---|---|---|

## *Diskussion – Dr. Karl Heinz Gruber (DRAUCONSULTING GesmbH)*

**Frage:** Mehr eine Ergänzung. Es gibt also trotz der begrenzten Wirksamkeit des SNCR–Verfahren einige Fälle, wo nur dieses System anwendbar ist, im speziellen bei sehr staubbeladenen Rauchgasen. Ein Beispiel ist ein Kessel in der Zellstoffindustrie, wo durch die hohe Staubbeladung ein Einsatz von Katalysatoren nicht möglich ist und nur mit solchen Methoden gearbeitet werden kann, auch bei Wirbelschichtfeuerungen.

**Dr. Gruber:** Wirbelschichtfeuerungen haben natürlich den Vorteil, daß sie ein gutes Temperaturfenster für dieses Verfahren haben und man die Verbrennung entsprechend hin regelt. Ich gebe Ihnen da recht, aber es ist kein Allheilmittel wie Professor Hackl gesagt hat, das soll es auch nicht sein.

**Prof. Hackl:** Das ist auch dann der Fall, wenn man sehr stark schwankende Leistungen hat. Mit der Anordnung der jeweiligen Düsenebenen hat man natürlich räumliche und technische Begrenzungen und daher ist das sicherlich schwierig. Eine Ergänzung noch, Sie haben die EbS (Entsorgungsbetrieb Simmering) erwähnt, man sollte vielleicht noch dazusagen, weil es nicht ohne Bedeutung ist, daß dort auch nachgeschaltet Aktivkoksfilter vorhanden sind. Im Zusammenhang mit $NH_3$–Schlupf ist dies nicht ganz ohne Bedeutung.

Wärme mit Vernunft
ŒRTLI

# Industriefeuerungsanlagen

## 3,0 - 50,0 MW

Max Hauswirth
Direktor OERTLI-Systemtechnik
OERTLI Wärmetechnik AG
CH-8600 Dübendorf

# LOW-NOX-Feuerungssysteme
# Stand der Technik in der Schweiz:

## 1. Heizöl Extra Leicht und Erdgas

Es wäre sinnvoll, den Stand der OECONOX-Technik auch in Oesterreich anzuwenden, so wie die Schweiz dies mit der LRV-92 eingeführt hat und dies auch in Deutschland z.T. gefordert wird (z.B. Hamburg).
Mit Primärmassnahmen Schadstoffe erst gar nicht entstehen lassen - dies soll unsere Devise sein.
Was verstehen wir unter Primärmassnahmen ?

### 1. Primärmassnahme:

- Stufenverbrennung

z.B.:
- Luftstufung
- Brennstoffstufung
- Luft- und Brennstoffstufung

### 2. Primärmassnahme:

Interne Rauchgasrezirkulation

### 3. Primärmassnahme:

Externe Rauchgasrezirkulation

### 4. Primärmassnahme

Wasser- oder Dampfinjektion in die Flamme

Alle diese Massnahmen dienen der Flammentemperatur-Reduktion und somit zur Reduktion der Bildung von thermischem NOx.

Bei Kleinbrennern bis zu 2,0 MW Leistung wird heute mit grossem Erfolg die Stufenverbrennung gekoppelt mit der internen Rezirkulation angewendet.

Bei grösseren Brennerleistungen kommt man nicht darum herum, verschiedene Mechanismen gleichzeitig anzuwenden.

z.B. Stufenverbrennung
+
Interne Rezirkulation
+
Externe Rezirkulation

Nur so ist es möglich, mit Primärmassnahmen die NOx-Werte wie folgt zu reduzieren:

a) Bei Heizöl Extra Leicht auf 120 mg/m3

b) Bei Erdgas auf 80 mg/ m3

Wird bei einer Altanlage auf dem konventionellen Brenner die externe Rauchgasrezirkulation aufgeschalten, so resultieren daraus lediglich Teilerfolge.

Ein OECONOX-Beispiel aus der Praxis:

- 16 To 3-Zugkessel
- 16 bar Dampfdruck
- Luftvorwärmung auf 80° C
- Brennstoff Heizöl Extra Leicht

Aus betrieblichen Gründen wurde an Stelle eines Economisers dem Dampfkessel ein Luvo nachgeschaltet.

Betrachtet man die offizielle Rauchgasmessung, dann fällt auf, dass gleichzeitig 3 Kurven registriert wurden:

<u>Nämlich:</u>

a) NOx in Fkt. der Brennerleistung

b) CO in Fkt. der Brennerleistung

c) $O_2$ in Fkt. der Brennerleistung

d) Regelbereich Brenner bei Heizöl "EL" = 1:4

- Die $O_2$-Werte liegen im gesamten Leistungsbereich zwischen 2,0 - 4,0 %

- Die CO-Werte liegen im gesamten Leistungsbereich zwischen 10 - 40 mg/m$^3$

- und die NOx-Werte von 30 - 100 % zwischen 100 und 120 mg/m$^3$

(Wir garantieren derzeit generell CO-Werte von max. 60 mg/m$^3$).

Dank dem Luvo-Betrieb konnten wir einen feuerungstechnischen Wirkungsgrad von 94% über den gesamten Lastbereich einhalten.
Die Vorgabe vom Kanton war 92% !

Die NOx-Grenzwerte könnten bei einer Heizmediumtemperatur über 110° C:

- bei Heizöl "EL" auf 150 mg/m$^3$

- und bei Erdgas auf 110 mg/m$^3$

angehoben werden.

Einige Kantone in der Schweiz sind sehr kritisch.
Sie erwarten auch bei Heizmediumtemperaturen über 110° C nach Möglichkeit 80 respektive 120 mg/m$^3$ NOx.

<u>Ein weiteres Beispiel:</u>

- 20 MW-Heisswasserkessel (Wasserrohrkessel)
- Wassertemperatur = 130° C
- Lufttemperatur = 30° C
- Brennstoffe: - Heizöl "EL"
  - Erdgas

Die Stadt Winterthur forderte
für Heizöl EL: NOx max. 120 mg/m$^3$
für Erdgas: NOx max. 80 mg/m$^3$

Die von einem neutralen Institut gemessenen NOx-Werte liegen
bei Heizöl EL: zwischen 90 und 100 mg/m$^3$
bei Erdgas: zwischen 60 - 80 mg/m$^3$

Die CO-Werte liegen unter 20 mg/m$^3$, die $O_2$-Werte bewegen sich von 2,0 bis 4,0 %.
Der Regelbereich = 1:4 / 1:5

Die tiefen Emissionswerte sind nicht zuletzt auch auf die relativ tiefe Feuerraumbelastung und den kubischen Feuerraum zurückzuführen.

Geschichte der LRV-86 bis zur LRV-92

1986 wurde in der Schweiz die LRV-86 in Kraft gesetzt. Die NOx-Werte wurden dazumal für Heizöl "EL" auf 250 mg/m$^3$ und bei Erdgas auf 200 mg/m$^3$ festgelegt.

Im gleichen Jahr haben wir in der Folge verschiedene Anlagen durchgemessen. Wir konnten feststellen, dass die gemessenen Erdgasfeuerungen, welche gut eingestellt und auf vernünftigen Feuerräumen montiert waren NOx-Werte zwischen 160 und 200 mg/m$^3$, und Anlagen mit Heizöl Extra Leicht zwischen 200 und 250 mg/m$^3$ verzeichneten.

Die Stadt Zürich hat dann im Juli 1987 aus Gründen zu hoher Immissionen die NOx-Werte auf folgendes Niveau gesenkt:

| | | |
|---|---|---|
| Für Heizöl Extra Leicht | : | 120 mg/m$^3$ |
| Für Erdgas | : | 100 mg/m$^3$ |

Mit der Stufenverbrennung allein konnten diese Werte nicht mehr erreicht werden, so hat man in der Mittel- und Gross-Feuerungstechnik nach dem Vorbild Japans folgende 3 Verbrennungs-Mechanismen gleichzeitig zum Einsatz gebracht:

Nämlich:
Stufenverbrennung
+
Interne Rezirkulation
+
Externe Rezirkulation

Basierend auf den, in der Stadt und im Kanton Zürich gemachten Erfahrungen konnte das BUWAL-CH auf 1992 die LRV-92 auslösen, welche nun dem Stand der Technik in der Schweiz angepasst wurde.
Es wurden für Heizöl "EL" noch ergänzende Bestimmungen über die Stickoxid-Emissionen erlassen:

zum Beispiel:
Die Emissionsgrenzwerte für die Stickoxide beziehen sich auf einen Gehalt an organisch gebundenem Stickstoff im Brennstoff von 140 mg/kg.
Bei höherem Stickstoffgehalt dürfen die Emissionen an Stickoxiden, angegeben als Stickstoffdioxid, pro 1 mg Stickstoff im Brennstoff um 0,2 mg/m3 höher sein, bei niedrigerem Stickstoffgehalt müssen die Emissionen an Stickoxiden, angegeben als Stickstoffdioxid, pro 1 mg Stickstoff im Brennstoff um 0,2 mg/$m^3$ niedriger sein.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Forderungen nach folgenden NOx-Emissionswerten:

a) Für Erdgas 80 resp. 110 mg/$m^3$

b) Für Heizöl Extra Leicht 120 resp. 150 mg/$m^3$

angemessen sind und bei Technisch richtig konzipierten LOW-NOX-Feuerungsanlagen im Bereich von Heisswasser und Dampfkessel problemlos eingehalten werden können.

Machen wir noch kurz einen Abstecher ins Gebiet der schadstoffarmen Verbrennung von Heizöl Schwer:

Bei konventionellen Schweröl-Feuerungsanlagen entsteht NOx wie folgt:

a) Das thermische NOx aus dem Luftstickstoff.

b) Der Brennstoff NOx aus dem gebundenen Stickstoff im Heizöl.

Heizöl Schwer weist heute bereits einen gebundenen Stickstoffgehalt von 0,4 bis 0,6 % aus. Im Mittel 0,5%.

Und da ist es eigentlich keine Ueberraschung mehr, wenn heute auf konventionellen Schwerölanlagen ein Gesamt-NOx von 800 bis 1000 mg/m3 gemessen wird.

Bei 0,5 % N-Gehalt im Heizöl Schwer entsteht im Normalfall bereits ein Brennstoff NOx-Anteil von ca. 500 - 600 mg/$m^3$.

Die NOx-mindernden Mechanismen, welche in ihrer Art bei Erdgas und Heizöl Extra Leicht eine grosse Wirkung haben, sind bei Heizöl Schwer kaum wirksam.

In der Papierfabrik in Netstal, Kanton Glarus, läuft seit 2 Jahren eine OERTLI-LOW-NOX-Schweröl-Anlage im Dauerbetrieb, und vollautomatisch.
Wir haben dem 8 To-3-Zugkessel eine Drallbrennkammer vorgeschaltet. Ueber einen Diffusionsbrenner wird in der Drallbrennkammer eine Vorverbrennung in reduzierender Atmosphäre, bei einer Primär-Luftzahl von 0,75 eingeleitet.
Nach einer Verweilzeit von ca. 150 msec wird die Sekundärluft in den Verbrennungsprozess eingeleitet (Luftzahl grösser 1,0).

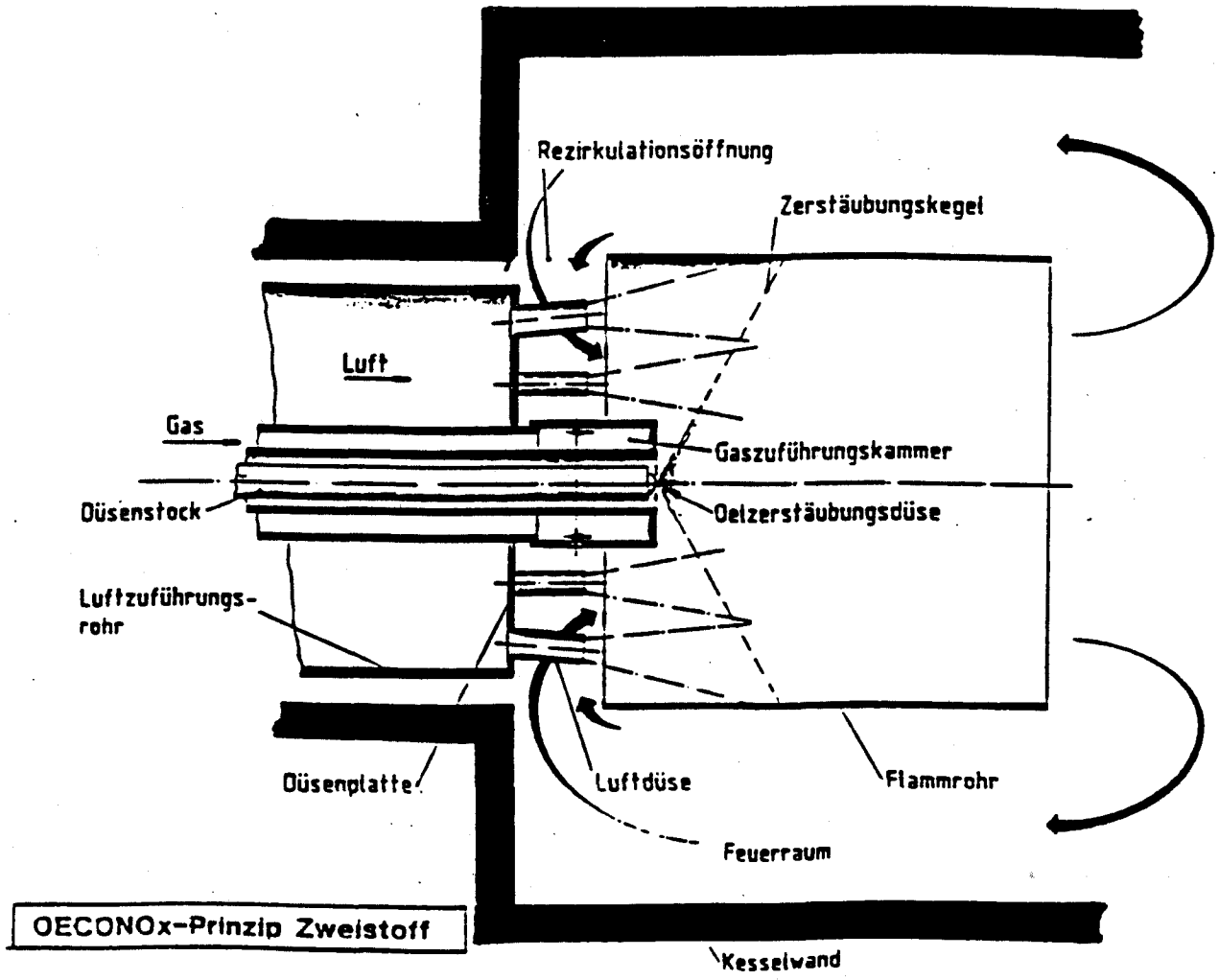
Messresultate

Die NOx-Emission konnte von 900 mg/m$^3$ auf 400 - 450 mg/m$^3$ reduziert werden. Die CO-Werte liegen unterhalb von 30 mg/m$^3$.
Unter Verwendung eines Additives erreichen wir Feststoff-Emissionswerte unter 80 mg/m$^3$.
Bei dieser Lösung, Primärmassnahme in Anwendung des Diffusionsbrenners entstehen in der Luft-Brennstoffmischzone Strähnen, welche unterschiedliche Primär-Luftzahlen aufweisen (z.B. 0,4 - 1,0) im Mittel 0,75.
Bei Luftzahlen von ca. 0,4 entsteht Russ oder mit anderen Worten, der verbrennbare Feststoff.
Die Erfahrung zeigt, dass mit dem Diffusionsverbrennungskonzept keine optimale, homogene Vermischung von Luft und Brennstoff entsteht, und damit steht auch fest, dass die NOx-Werte nicht unter 350 bis 400 mg/m$^3$ (bei einem N-Gehalt im Oel von 0,5%) reduziert werden können.

Ein neues, von ABB entwickeltes Brennersystem, welches auf dem Prinzip der Vormischverbrennung aufgebaut ist, wird gemeinsam mit OERTLI anfangs 1993 einem 10 MW-Field-Test unterzogen.
Dabei wird die zweistufige Verbrennung in einer dem Dampfkessel vorgeschalteten Stahl-Brennkammer beibehalten (analog der bereits realisierten Anlage in Netstal).
Die Brennkammer dient gleichzeitig als Luftvorwärmer.
Im Labor konnten mit reinen Primärmassnahmen NOx-Werte unter 250 mg/m$^3$ erreicht werden.

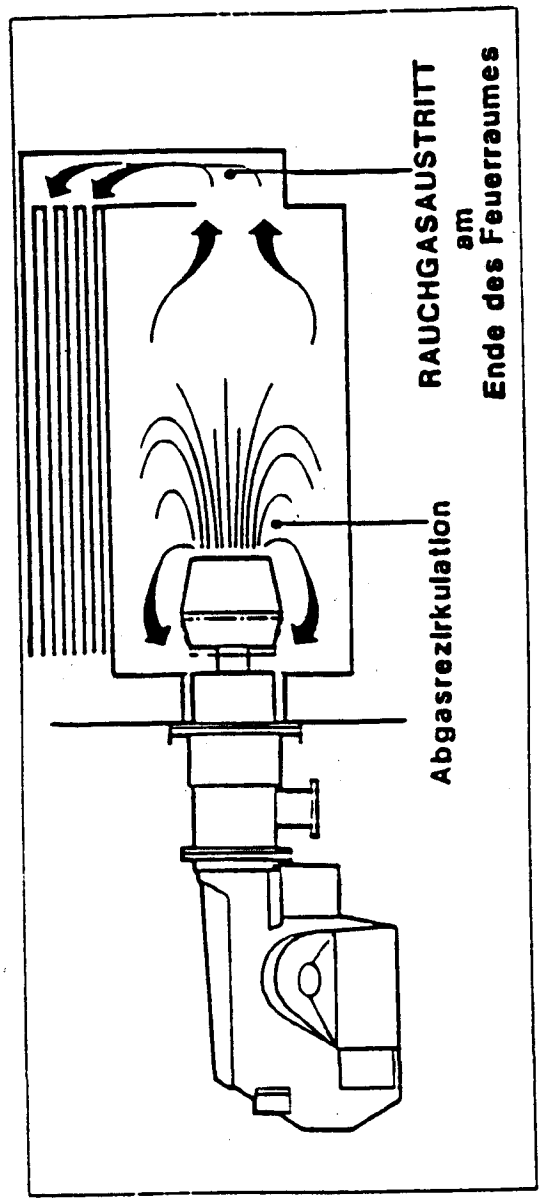
Nun können Sie sagen, das ist alles schöne Theorie.
Sie haben meine Adresse. Gerne zeige ich Ihnen einige Grossanlagen in der Praxis. Ein Telefonanruf genügt.

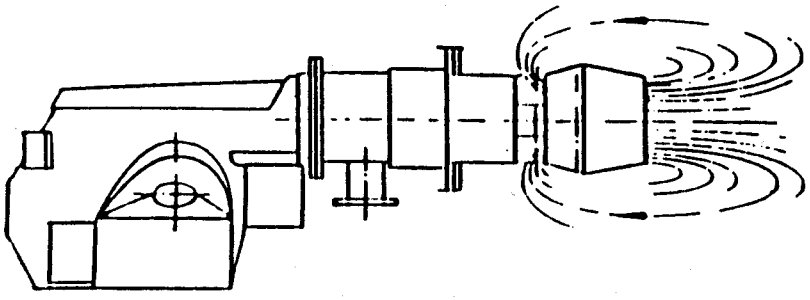
Danke




OECONOx-Prinzip Zweistoff

ŒRTLI


RAUCHGASAUSTRITT
am
Ende des Feuerraumes
Abgasrezirkulation



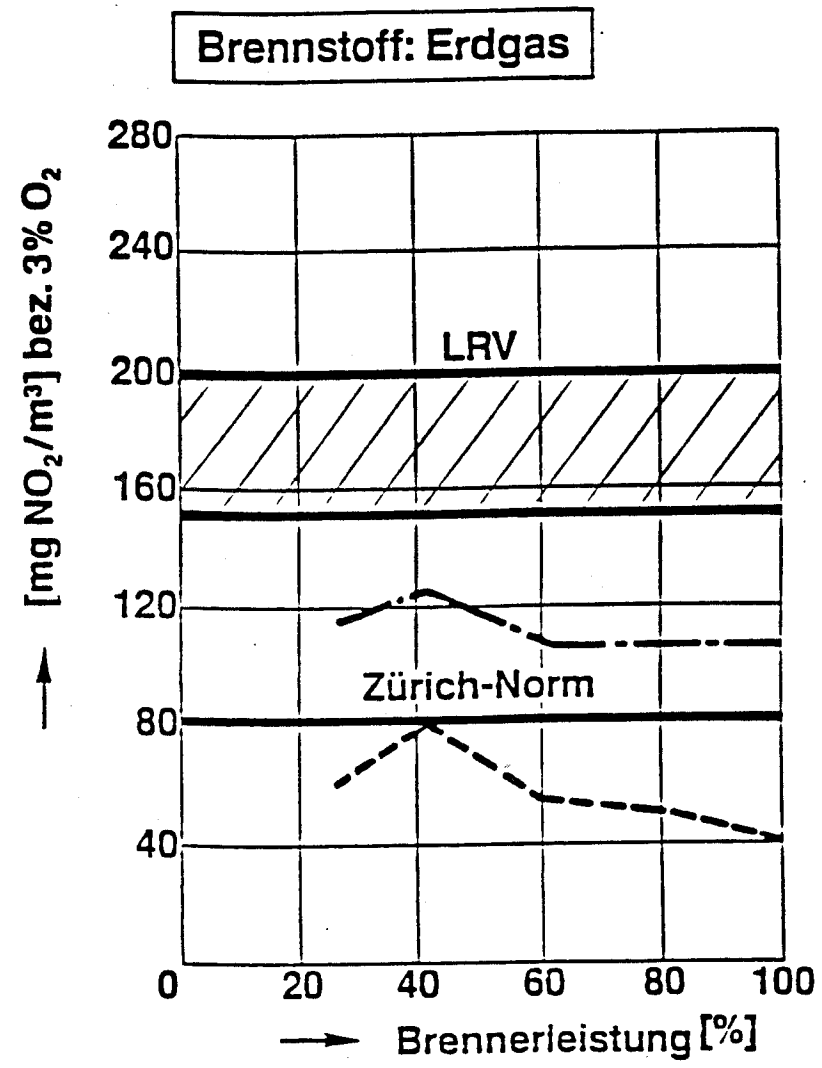
Öl, Gas, Zweistoff

System OECONOx: Feuerrauminterne Rauchgasrezirkulation. Mehrstrahlen-Luftdüsen-Prinzip. Ölverdampfung ohne Hilfsenergie.

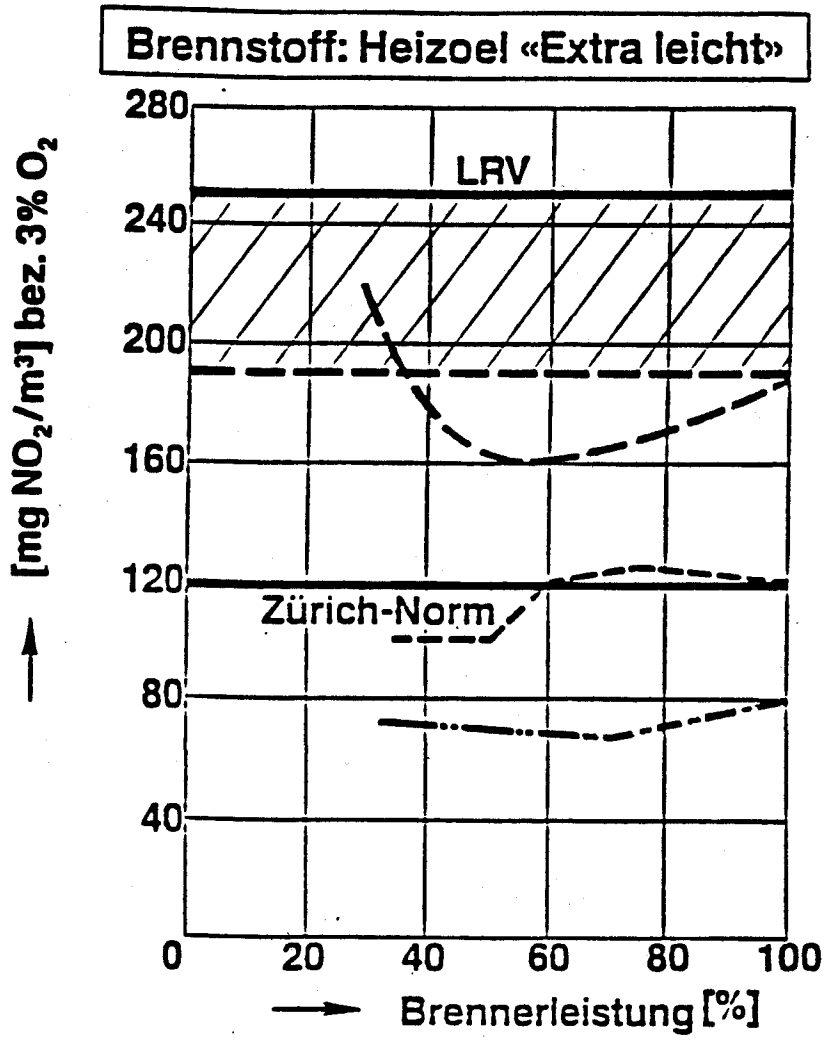
Emissionswerte in mg/m³ bei 3% $O_2$

| | | TA Luft BRD | RAL UZ Blauer Engel | LRV 92 Schweiz | OECONOx Oertli |
|---|---|---|---|---|---|
| $NO_2$ | Öl | 250 | 150 | 120 | 90–120 |
| | Gas | 200 | 100 | 80 | 40– 60 |
| CO | Öl | 170 | 90 | 60 | <10 |
| | Gas | 100 | 90 | 60 | <10 |

# Stickoxid-Konzentrationen in Abhängigkeit der Brennerleistung, mit und ohne Rauchgasrezirkulation



# Stickoxid-Konzentrationen in Abhängigkeit der Brennerleistung, mit und ohne Rauchgasrezirkulation



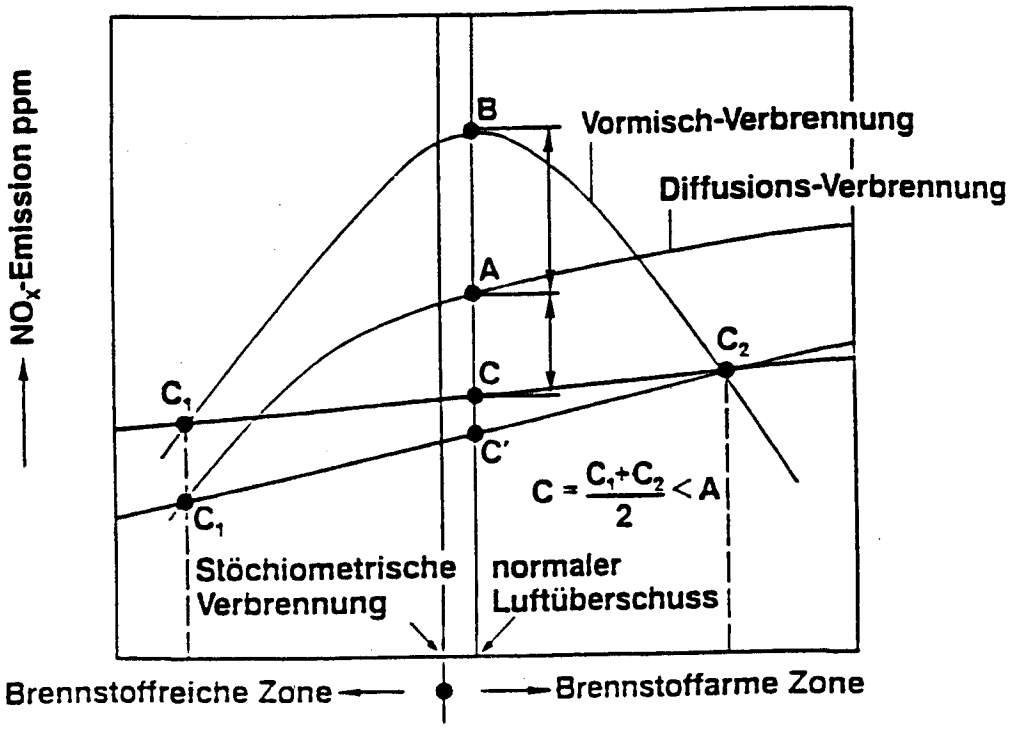

konventionelle Feuerungen

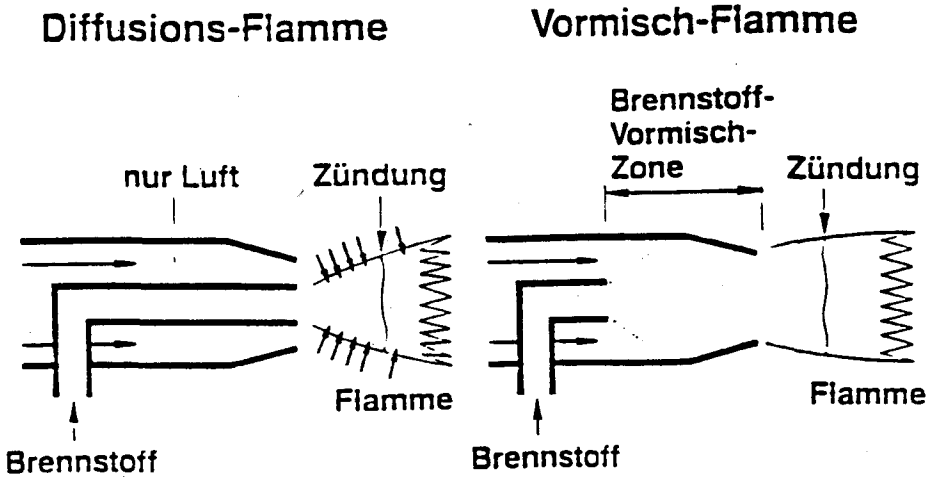
ohne externe Rauchgasrezirkulation (Stufenverbrennung)

mit externer Rauchgasrezirkulation

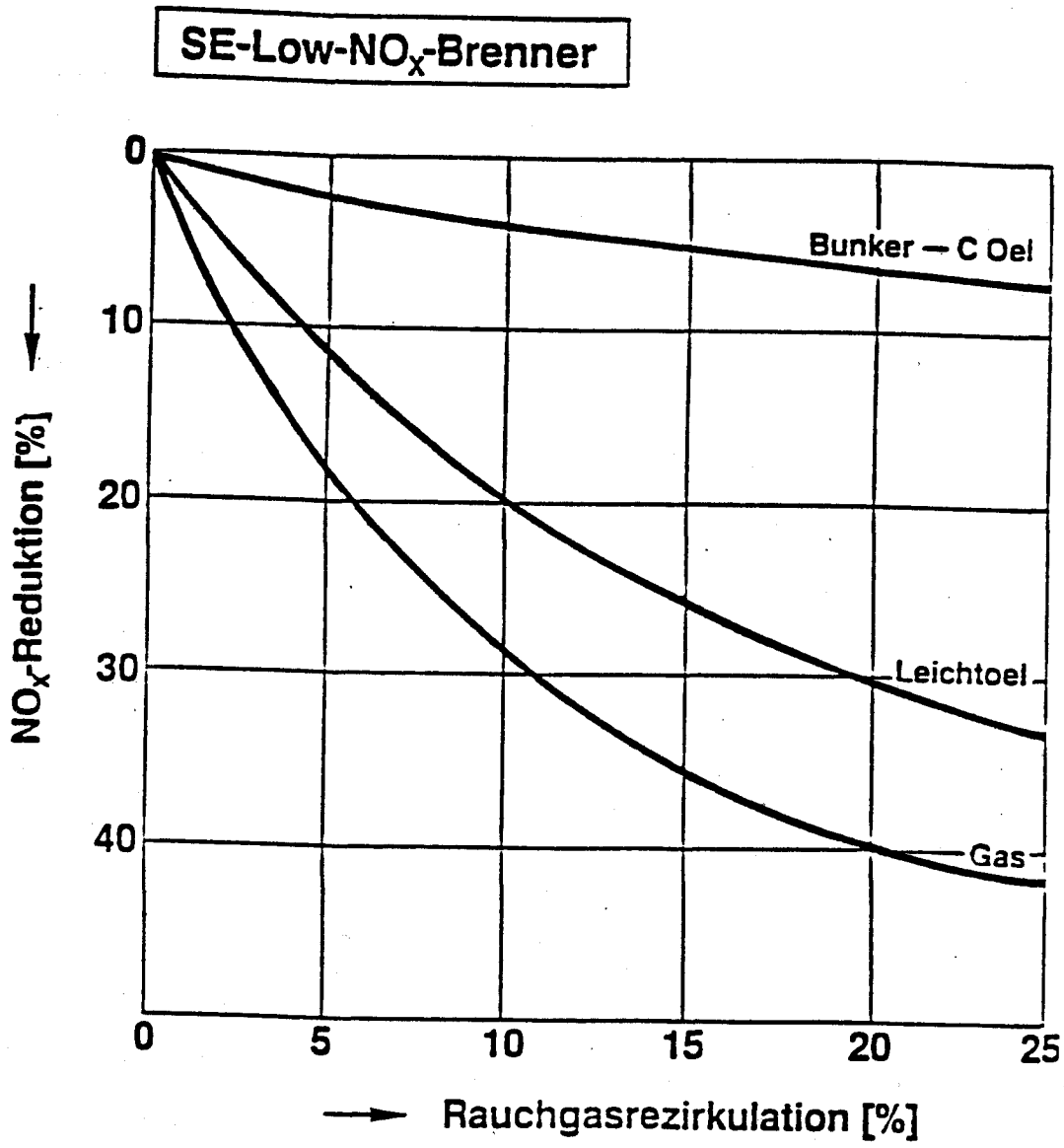
mit interner und externer Rauchgasrezirkulation

# Konzept der Super-Low-NOx-Brenner

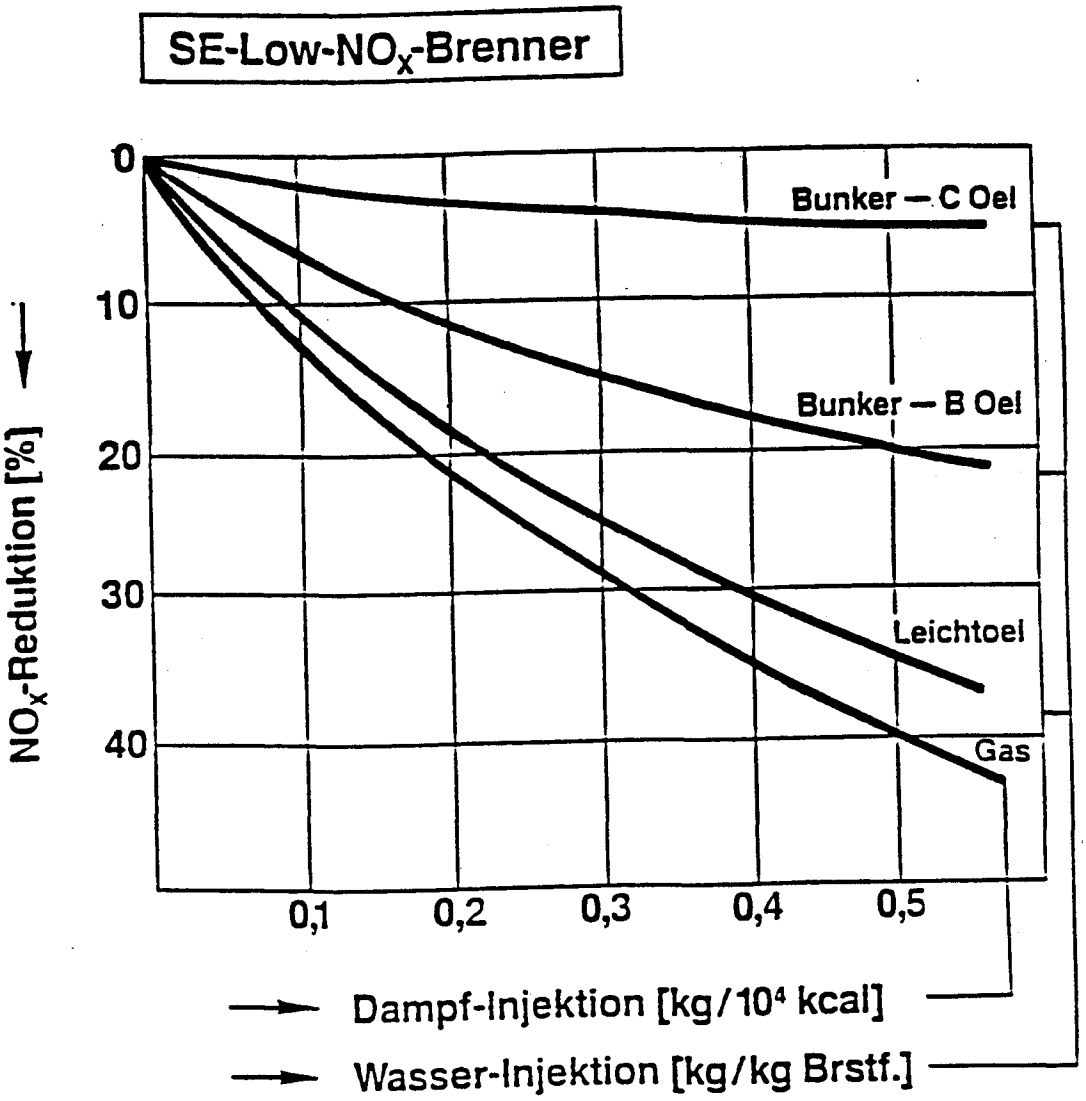


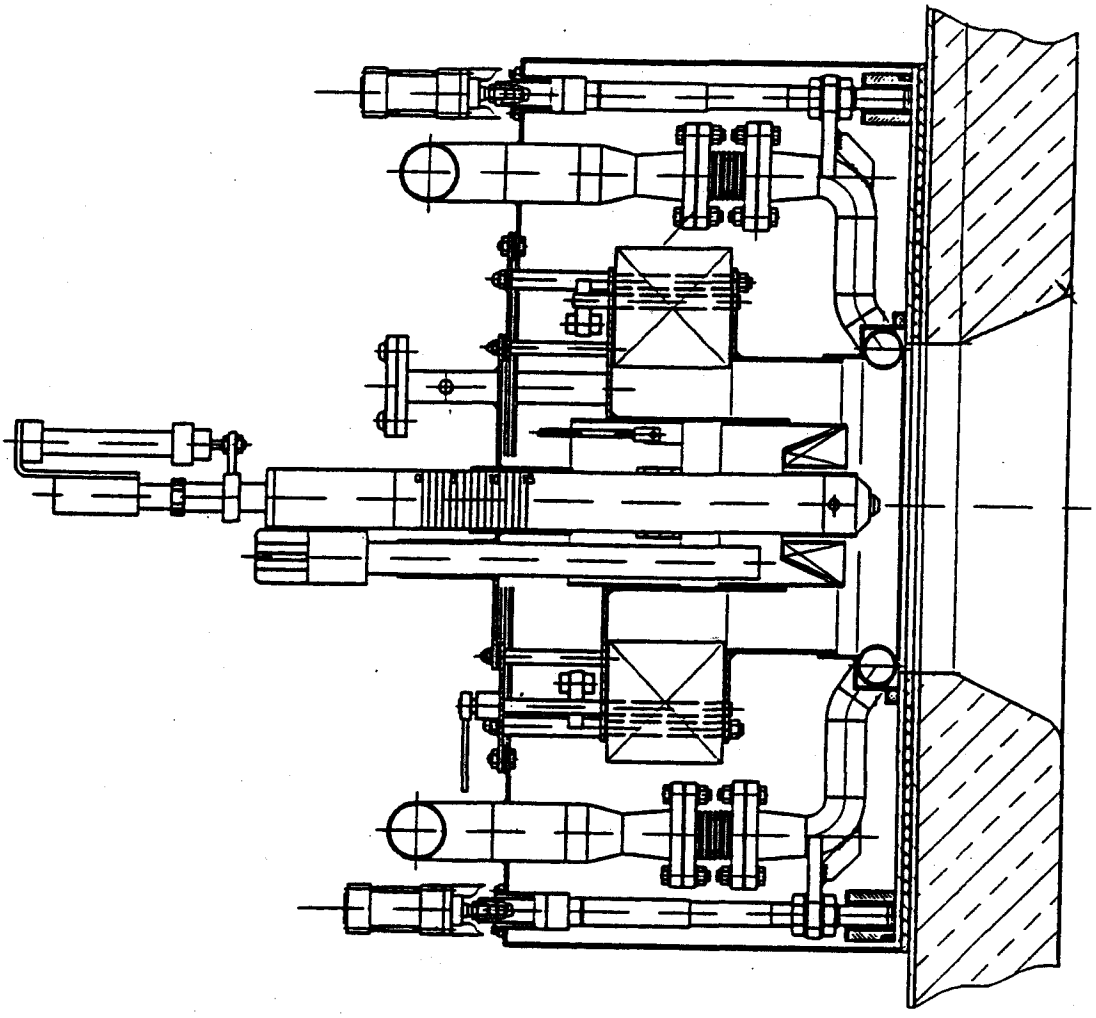
# NOx-Reduktion in Fkt. der Rauchgas-Rezirkulation

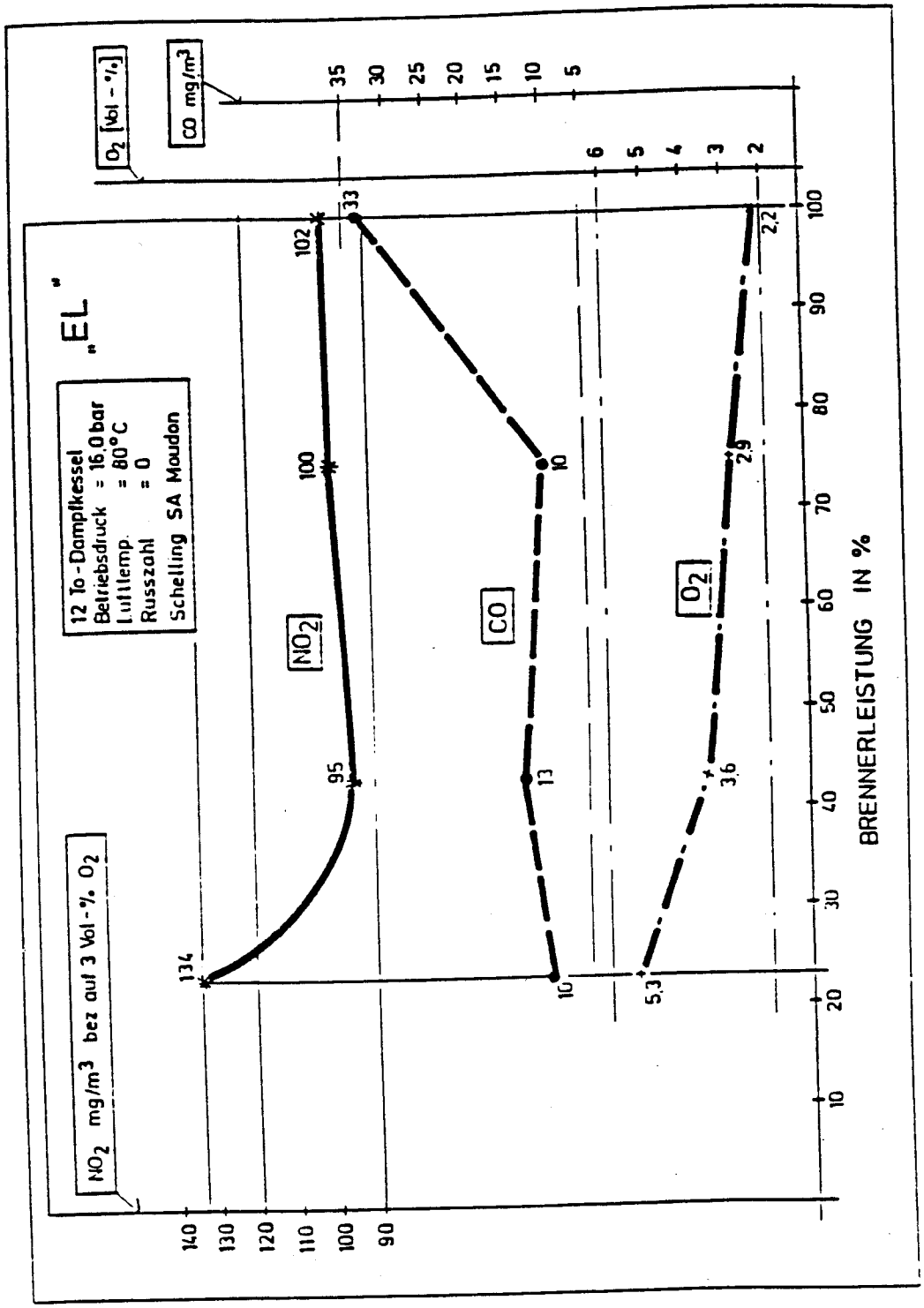


# NOx-Reduktion in Fkt. der Wasser- oder Dampf-Injektion



# SUPER LOW-NOx-BRENNER
# System OECONOX




„EL"
12 To-Dampfkessel
Betriebsdruck = 16,0 bar
Luftlemp. = 80°C
Russzahl = 0
Schelling SA Moudon
NO2 mg/m3 bez auf 3 Vol-% O2
O2 [Vol-%]
CO mg/m3
NO2
CO
O2
BRENNERLEISTUNG IN %
140
130
120
110
100
90
35
30
25
20
15
10
5
6
5
4
3
2
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
134
102
100
95
33
10
13
10
5,3
3,6
2,9
2,2

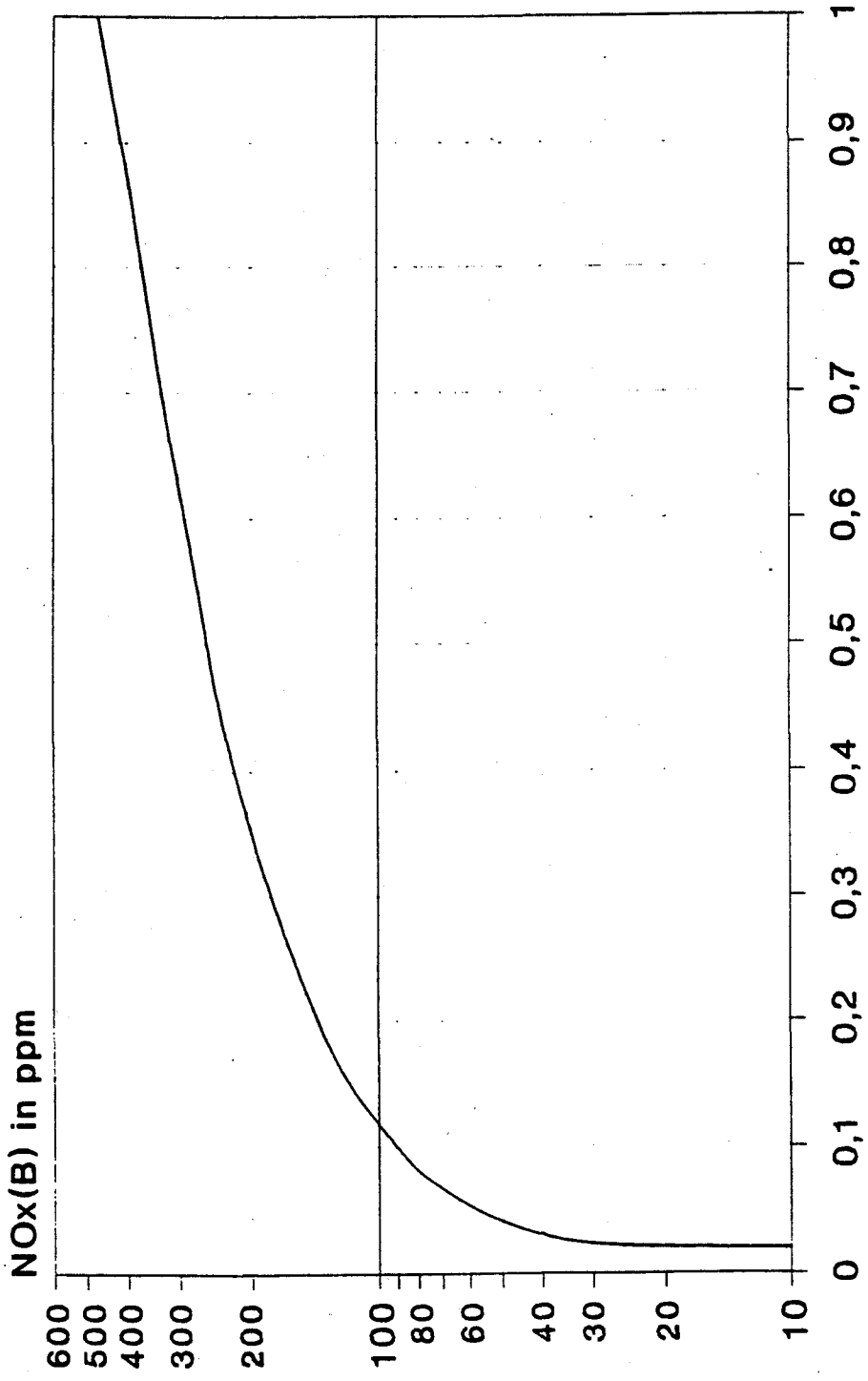
| Schweröleigenschaften | im Mittel |
|---|---|
| Verkokungszahl nach Conradson (gr/100 gr) | 17.1 |
| Asphaltene-Gehalt (gr/100 gr) | 8.5 |
| Viskosität cst (bei 50°C) | 387 |

| Schweröleigenschaften | Extrem-Werte |
|---|---|
| Viskosität cst (bei 50°C) | 76 - 642 |
| Koksrückstand nach Conradson (gr/100 gr) | 4.2 - 21.0 |
| Asphaltene-Gehalt (gr/100 gr) | 1.34 - 11.0 |
| Schwefelgehalt (gr/100 gr) | 0.8 - 2.25 |
| Aschegehalt | 0.003 - 0.309 |
| Stickstoff gebunden (gr/100 gr) | 0.25 - 0.7 |

# Schematische Darstellung der Mechanismen zur NO-Bildung

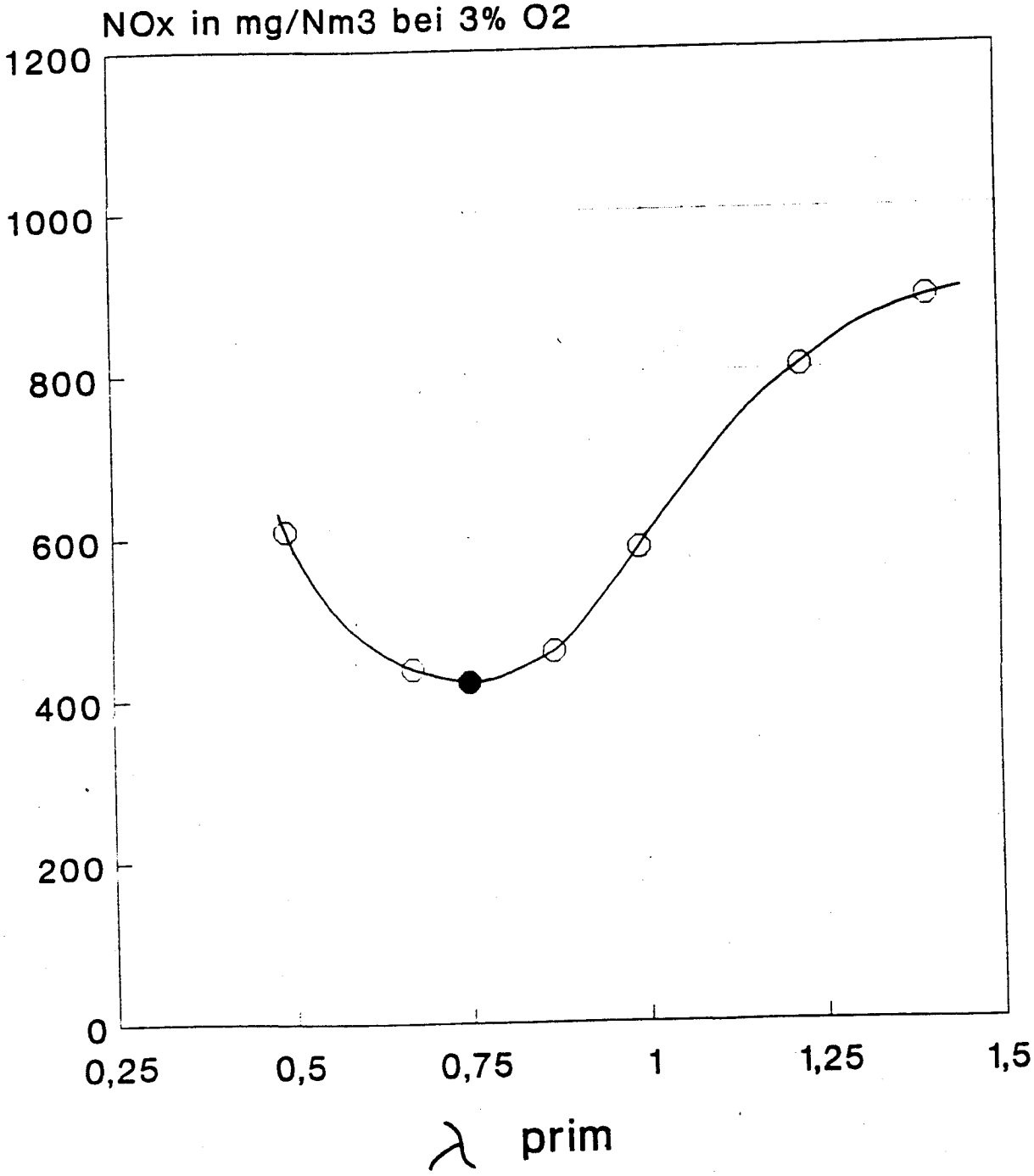
| Stickstoffquelle | Reaktionsmedium | Mechanismus der NO-Bildung | Reaktions-temperatur |
|---|---|---|---|
| N2 (Luftstickstoff) | Rauchgas<br>N2 + O ⇌ NO + N<br>N + O2 ⇌ NO + O | Thermisches NO | >1600 K |
| | $N_2$ + CH → N + HCN | Prompt - NO | --- |
| NX (Brennstoff-Stickstoff)<br>$C_5 H_5 N$ | Flammenfront<br>HCN<br>HCN --> NHI<br>I NHi + O ⇌ NO +<br>II NHi + NO ⇌ N2 + | Brennstoff - NO | >1100 K |

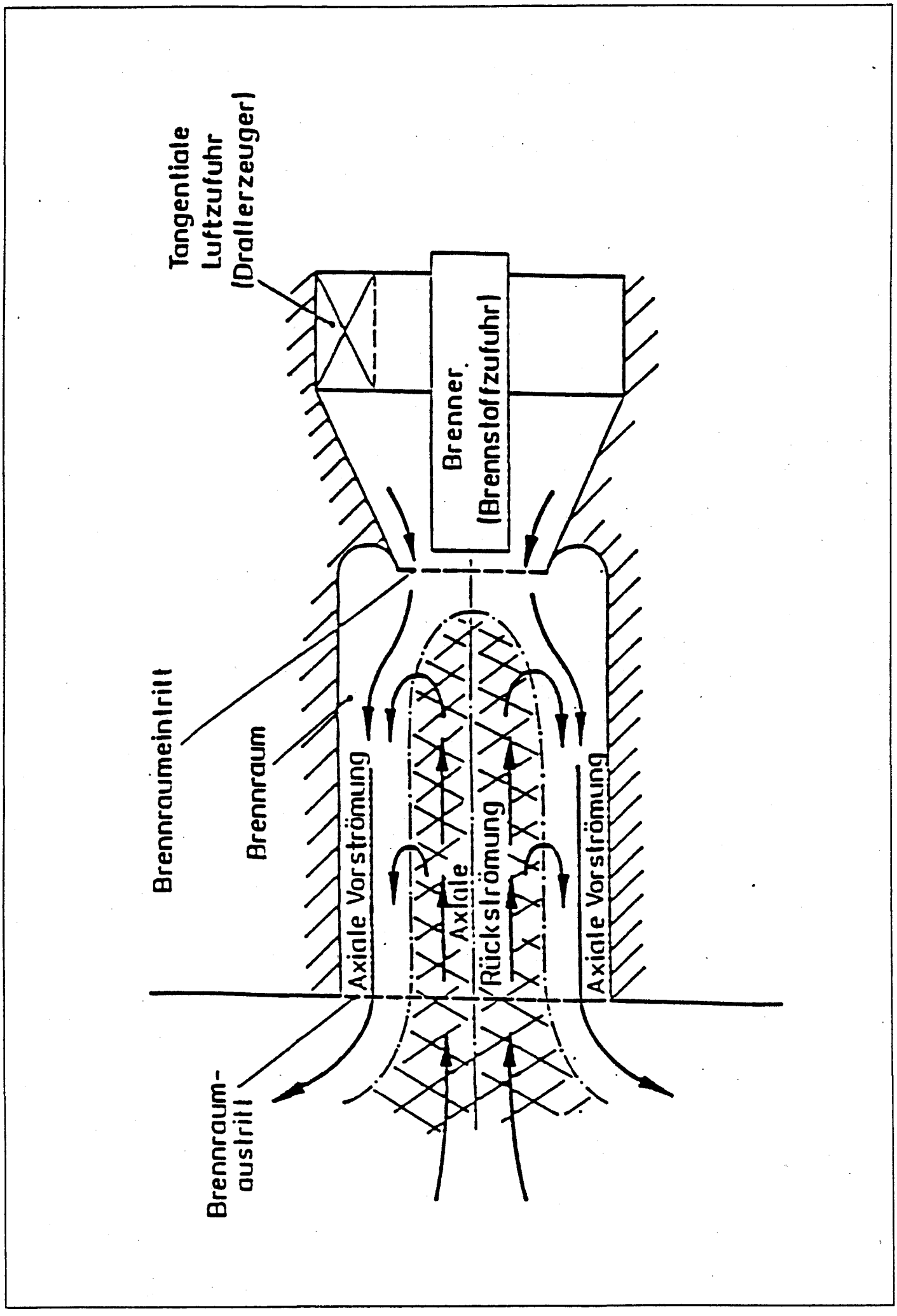
# NO und NO2 als NOx in Abgasen von Feuerungsanlagen in Abhängigkeit des Stickstoffgehaltes im Brennstoff



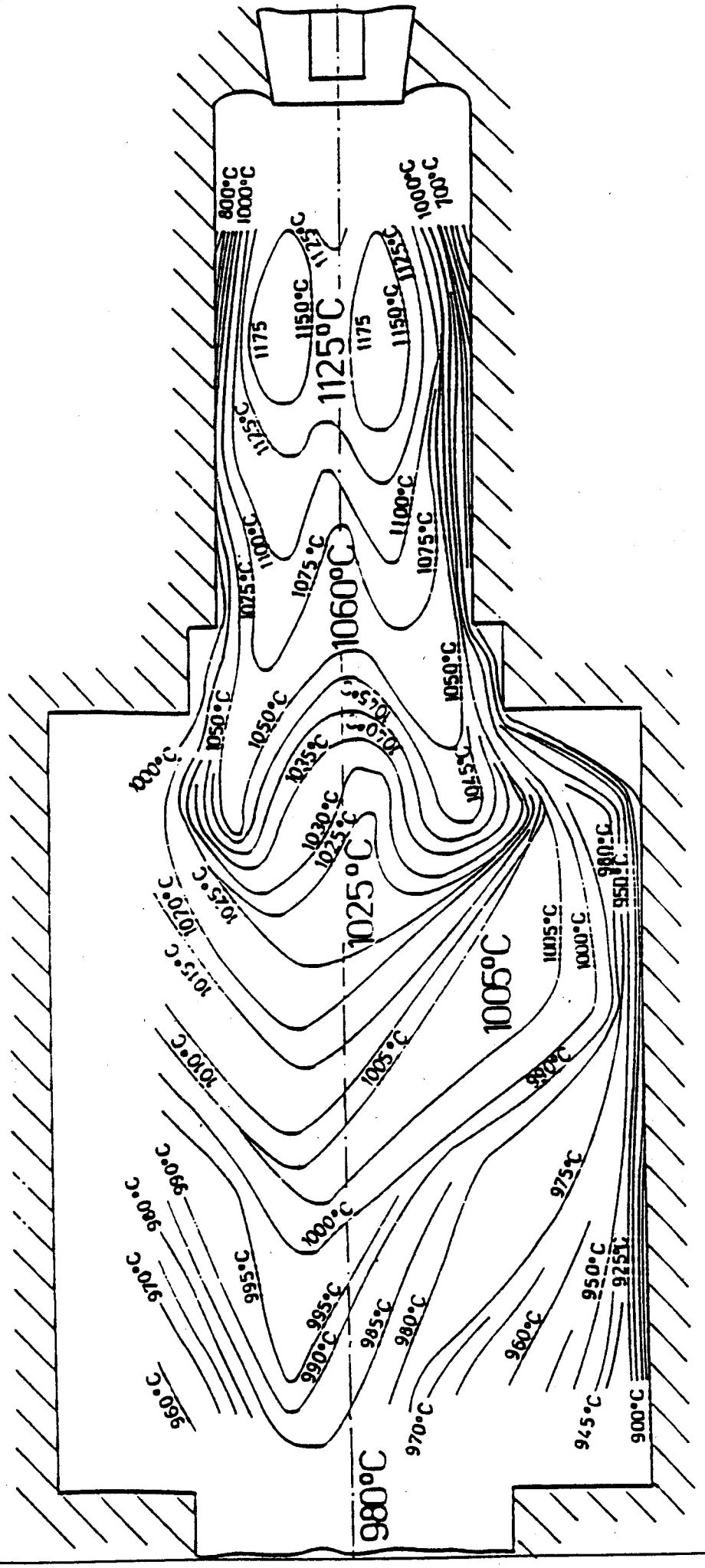

NO in ppm x 1,34 = NO in $mg/mn^3$
NO2 in ppm x 2,05 = NO2 in $mg/mn^3$ (bez. auf 3 Vol.-% $O_2$)

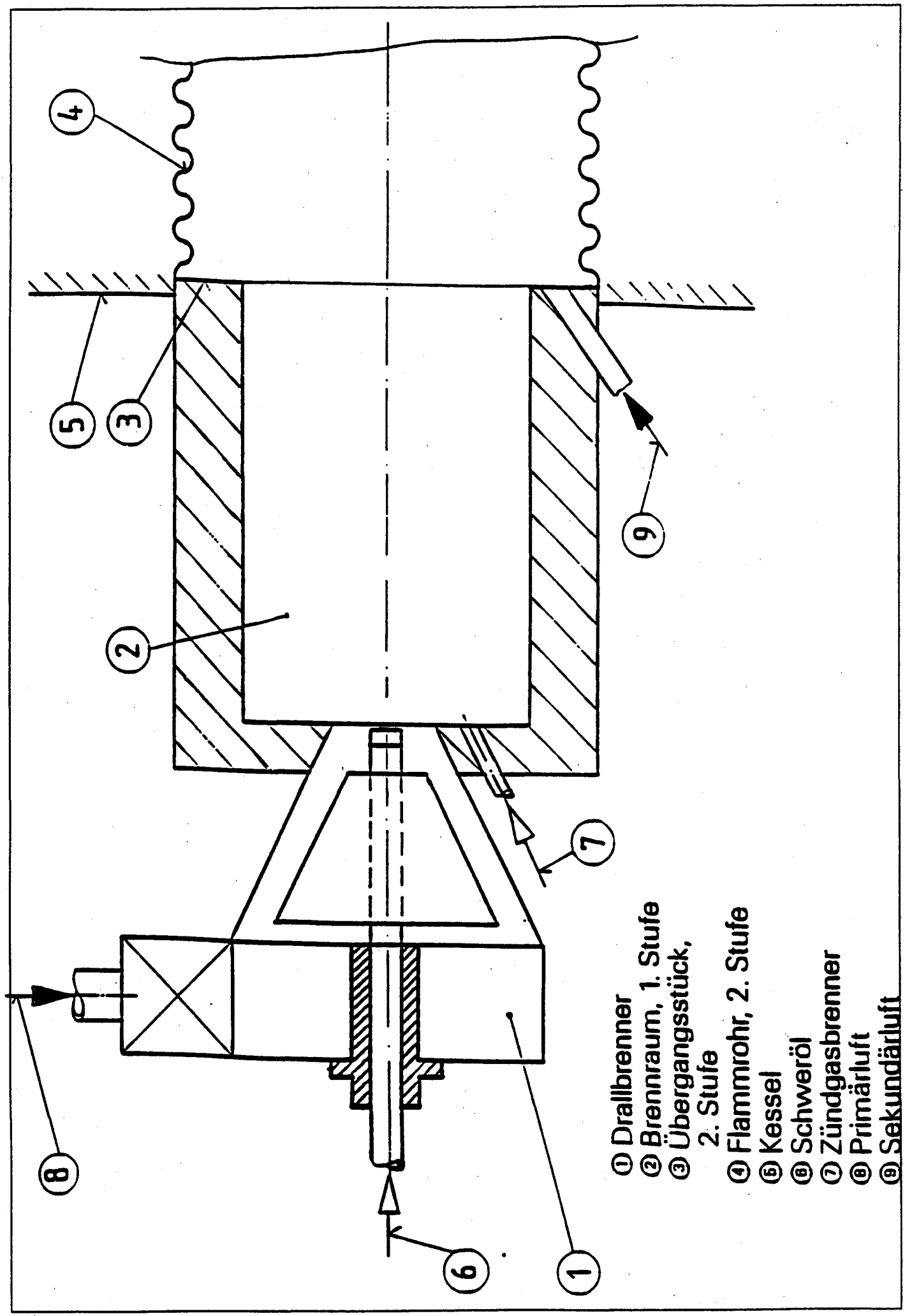
# Einfluss der Luftzahl in der ersten Stufe auf die NOx-Konzentration



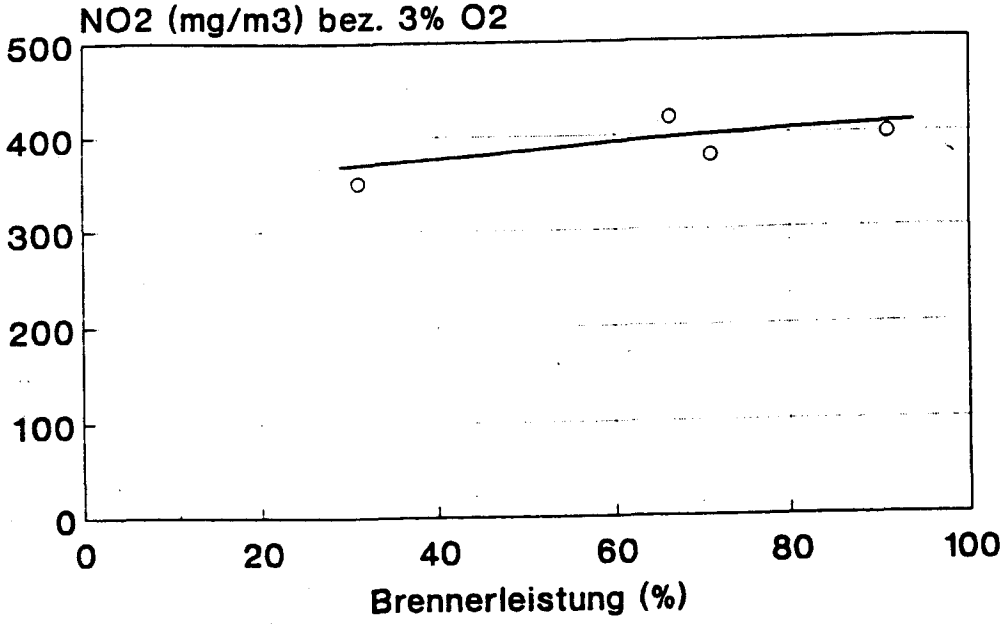

Tangentiale
Luftzufuhr
(Drallerzeuger)
Brenner
(Brennstoffzufuhr)
Brennraumeintritt
Brennraum
Axiale Vorströmung
Axiale
Rückströmung
Axiale Vorströmung
Brennraum-
austritt

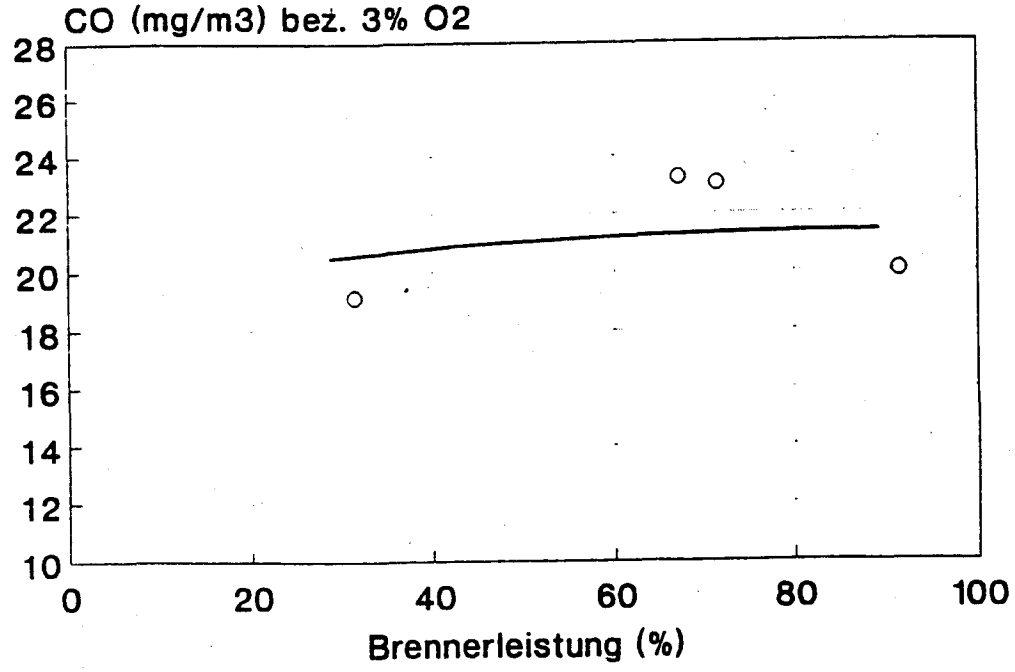
# Temperaturfeld in einer Brennkammer




① Drallbrenner
② Brennraum, 1. Stufe
③ Übergangsstück, 2. Stufe
④ Flammrohr, 2. Stufe
⑥ Kessel
⑧ Schweröl
⑦ Zündgasbrenner
⑧ Primärluft
⑨ Sekundärluft

# Betriebsergebnisse Papierfabrik Netstal
## Brennstoff Heizöl Schwer



## *Diskussion – Dir. Max Hauswirth (OERTLI Wärmetechnik AG)*

**Frage**: Die Meßkurve, gemessene $NO_x$–Werte von 400 – 450 mg/m³ bei Heizöl Schwer, bei der Papierfabrik in Netstal, sind dies Werte mit einem Öl, mit 0,5 % N–Gehalt?

**Dir. Hauswirth**: Ja.

**Ing. Gabriel** (Verband der österreichischen Brennerlieferanten): Ich möchte Sie ersuchen, wenn Sie die Schweizer Luftreinhalteverordnung LRV–92 zitieren, daß Sie bitte alles vorbringen, denn hier gibt es eine weitere Ausnahme, die aussagt, daß Anlagen mit einer Heizmediumtemperatur über 150 °C die $NO_x$–Werte bei Gas 200 mg/m³ und bei Heizöl EL 250 mg/m³ nicht überschreiten dürfen.

**Dir. Hauswirth**: Vielen Dank für diesen Hinweis. Es stimmt, bei den ergänzenden Bestimmungen über die Stickoxidemissionen gibt es diese Abschwächung unter folgenden Umständen: Wenn es technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist, kann die Behörde diese milderen Grenzwerte festlegen. Sobald jedoch ein Wettbewerber die tieferen Werte garantiert, gilt diese Ausnahmebedingung nicht. Wie Sie wissen, kann unser BUWAL (Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft) lediglich die obersten Emissions– und Immissionsgrenzwerte in Form der Verordnung vorgeben. Jeder unserer 26 Kantone, jede Stadt hat die Möglichkeit, über die Dynamisierungsklausel diese Werte mit sofortiger Wirkung zu verschärfen, was zum Beispiel im Kanton Zürich bereits passiert ist. In jedem Fall bedarf die Sanierung einer Altanlage und das Erstellen einer Neuanlage der Bewilligung der zuständigen Behörde.

**Prof. Hackl**: Können wir bei diesem Punkt etwas Näheres über das Prozedere eines solchen Nachweises, oder des Gegenbeweises für eine Ausnahmeregelung erfahren?

**Dir. Hauswirth**: Wenn ein Wettbewerber unter vernünftigen Bedingungen den Beweis tieferer Emissionswerte antritt, wird die Behörde keine schlechteren Werte akzeptieren!

**Prof. Hackl**: Das heißt, es geht über eine Offerte und über Submissionen?

**Dir. Hauswirth**: Beispielsweise ja. Wir informieren an Fachtagungen unsere Behörden über den Stand der Technik und laden diese in unser Labor und auf Anlagen ein. Somit erhalten unsere Umweltexperten eine objektive Meinung über das, was heute dem Anlagenbetreiber zumutbar abverlangt werden kann.

**Frage**: Heißt das nun, wenn einer mit den niedrigsten Emissionswertgarantien der teuerste ist, daß diese teure Lösung von den Behörden verordnet wird?

**Dir. Hauswirth**: Hier wieder das Rezept: Wenn wirtschaftlich nicht tragbar, kann die Behörde mildere Grenzwerte festlegen. In Ihrem Fall müßte die teurere Variante ausgewogen bezüglich Ökonomie und Ökologie bewertet werden.

**Frage**: Wer entscheidet letztendlich?

**Dir. Hauswirth**: Letztendlich entscheidet das zuständige Lufthygieneamt des zuständigen Kantons, oder der zuständigen Stadt.

**Prof. Hackl**: Also die Behörde?

**Dir. Hauswirth**: Die Behörde, ja.

**Dipl.–Ing. Marx** (Fa. ELCO–Klöckner): Ich bin etwas erstaunt, daß Sie sagen: "Alle Anlagen, die wir gemessen haben, lagen unter den festgelegten $NO_x$–Werten von 1986. Also bei Heizöl EL unter 250 mg/m³ und bei Erdgas unter 200 mg/m³. Wir haben Messungen durchgeführt,

wobei $NO_x$–Werte bis zu 290 mg/m³ bei Heizöl EL und 260 mg/m³ bei Erdgas betragen. Mir ist es nicht gelungen, so eine eindeutige Aussage über die gemessenen Anlagen machen zu können.

**Dir. Hauswirth**: Danke Herr Dipl.–Ing. Marx, auch Ihre Bemerkungen sind gerechtfertigt. Ich präzisiere: Unsere Erfahrungen bezüglich den Meßresultaten beziehen sich auf gut eingestellte Anlagen, bei welchen die Feuerraumgeometrien korrekt, vernünftig ausgelegt sind. Zum Beispiel bei Drei–Zugkesseln:

- max. Feuerraumbelastung 1,2 MW/m³
- Feuerraumgeometrie L:D = 4–4,5:1; Wasserrohrkessel mit einer Feuerraumbelastung unter 0,8 MW/m³
- Verbrennungsluft ohne Vorwärmung!

**Wiener Magistrat**: Ich habe zwei Fragen. Erstens: Wird diese Verhältnismäßigkeitsbeurteilung bei der technischen Ausstattung und bei Emissionsminderungsmaßnahmen für Alt– und Neuanlagen gleichermaßen angewendet? Zweitens: Was ist das wesentliche Merkmal eines Diffusionsbrenners?

**Dir. Hauswirth**: Bei der Altanlagensanierung wird entsprechend dem Alter und der Emission der Anlage eine Sanierungsfrist eingeräumt. Bei Neuanlagen gilt die LRV–92 respektive deren Verschärfung, ja nach Region ab sofort. Nun, die derzeitige Rezession bei unserer Schweizer Maschinenindustrie hat zur Folge, daß unsere Behörden sich bezüglich Sanierungsfristauflage von flexibler Seite zeigen.

**Wiener Magistrat**: Es war auch die Frage, ob zwischen Neu– und Altanlagen für ein Unterschied gemacht wird?

**Dir. Hauswirth**: Bei Neuanlagen soll die beste Technik eingesetzt werden. Bei Altanlagen können je nach Fall mildere Grenzwerte, befristet diskutiert werden. Nun zum Unterschied Diffusionsverbrennung und Vormischverbrennung. Brenner, wie die bekannten, herkömmlichen Hochdruckzerstäuber, Drehzerstäuber, Dampfzerstäuber, gehören zur Kategorie der Diffusionsbrenner. Brennstoff und Verbrennungsluft werden hier separat in den Feuerraum eingeleitet und dann gezündet. Beim Vormischbrenner werden Brennstoff und Luft intensiv, homogen vorgemischt, erst das optimale Brennstoff–Luftgemisch wird dann gezündet.

**Dr. Ahmadi** (Fa. Weishaupt): Sie haben ein Bild mit drei $NO_x$–Meßkurven gezeigt: Die oberste $NO_x$–Kurve, welche mit dem Stufenverbrennungsmischkopf allein erreicht wird, darunterliegend die $NO_x$–Kurve mit dem Stufenverbrennungsmischkopf kombiniert mit der externen Rauchgasrezirkulation, und mit der dritten, tiefsten $NO_x$–Kurve, da ist auch noch die Dampf respektive Wassereinspritzung gemeint, wenn ich das richtig im Kopf habe. Können Sie uns sagen, wie ist das Verhältnis, Preis/Leistungsverhältnis eines solchen Brenners zu einem Standardbrenner, welcher die zweifache $NO_x$–Emission aufweist, dies bei einer Leistung von 3 MW? Wie lange hat man gebraucht, um die erste Anlage in Betrieb zu nehmen? Weitere Frage: Sie sprechen von LOW–$NO_x$–Schwerölbrenner und Vormischbrenner, bei Gas ist dies bekannt, mir ist unverständlich, wie Sie eine vollständige Schwerölvormischung, wie Sie gesagt haben, machen wollen?

**Dir. Hauswirth**: Vorerst zur 3 MW Heizöl EL Referenzanlage: Dank den Vorschriften sind unsere Brennerkonstrukteure aus dem Schlaf gerissen worden. Wären die Vorschriften nicht da, so wäre bezüglich schadstoffarmen Verbrennungssystemen nicht viel passiert. Bei den ersten LOW–$NO_x$–Anlagen sind die Kosten gegenüber konventionellen Anlagen 2 bis 2,5 mal höher ausgefallen. In

der Zwischenzeit sind über die serielle Herstellung und die gesammelten Erfahrungen die Anlagenkosten sehr nahe an konventionelle Neuanlagen herangekommen. Der Brenner selbst kostet ca. das zweifache, in Verbindung mit der kompletten Öl– und Gasaufbereitungsanlage stellt sich ein Mehrkostenprozentsatz von 25 – 30 % ein.

**Dr. Ahmadi**: Trifft es zu, daß eine 2 MW–Anlage nach diesem System 110.000 Franken kostet? Ohne Kessel, versteht sich!

**Dir. Hauswirth**: Das ist richtig. Die Frage ist nur, was Sie zu diesem System dazurechnen. Die Anlage mit der kompletten Brennstoffaufbereitung und der kompletten Meßsteuer– und Regeltechnik, da kommen Sie auf Ihre Kostenschätzung. Nun zu Ihrer Frage: Vormischverbrennung, bei der schadstoffarmen Verbrennung von Heizöl Schwer. ABB hat, basierend auf der verfahrenstechnischen Erfahrung bei Gasturbinenbrennern einen interessanten Doppelkonusvormischbrenner in Verbindung mit einer 2–Stufenverbrennung entwickelt. Die mit hohen Rotationsenergie behaftete 400 °C Heißluft tritt in den Doppelkonusbrenner ein und vergast die mittels Dampf zerstäubten Öltropfen. Am Doppelkonusbrenneraustritt entsteht der sogenannte Vortex Breakdown–Effekt, über welchen sich die Flamme im freien Raum stabilisiert. Auf mechanische Flammenstabilisatoren kann dabei verzichtet werden.

**Dr. Heger** (Fa. ÖMV): Dazu muß ich sagen, daß bei Heizöl Schwer etwa 50 % Produkt im Siedebereich größer als 560 °C vorhanden sind. Das heißt mit 400 °C glaube ich nicht, daß Sie eine vollständige homogene Vergasung erhalten. Es kann sich nur um eine Teilvergasung handeln.

**Dir. Hauswirth**: Auf diese Feststellung kann ich nicht 100 %–ig eingehen. Wir haben mit dem schlechtesten Heizöl Schwer aus der Raffinerie Cressier eine optimale Vor– und Nachvergasung erhalten.

**Dr. Ahmadi**: Können Sie uns sagen, jetzt lassen wir das Schweröl weg, was für Luftdrücke Sie bei LOW–$NO_x$–Brennern, bei einem Regelverhältnis von 1:4 / 1:3, brauchen?

**Dir. Hauswirth**: Bei den schadstoffarmen Verbrennungssystem EL/EG über 3 MW Leistung fahren wir heute mit tiefen Luftdrücken, damit können die Anlagen ökonomisch und ökologisch optimal betrieben werden. Je tiefer der Luftdruck, desto tiefer die $NO_x$–Emission. Wir legen heute die Anlagen mit einem Brennerluftdruckabfall von 20 – 25 mbar aus. Das heißt, wir gestalten eine weiche, offene Flamme, im Gegensatz zu einer geschlossenen Schweißflamme.

**Dr. Ahmadi**: Sie haben meine Frage nicht ganz beantwortet. Trifft es zu, daß Sie bei einem Regelbereich von 1:3 mindestens 81 mbar Luftpressung brauchen.

**Dir. Hauswirth**: Nein.

**Dr. Ahmadi**: Sie haben erwähnt, daß Sie die tiefen $NO_x$–Werte bei einer Feuerraumbelastung von 1,2 MW/m³ erreichen. Es wird aber in der Schweiz, wie in Österreich, bestehende Kessel mit 1,3 bis 1,85 MW/m³ Feuerraumbelastung geben. Welche $NO_x$–Werte können Sie bei diesen hohen Feuerraumbelastungen erreichen?

**Dir. Hauswirth**: Danke für diese wichtige Frage. Wenn wir eine $NO_x$–arme Verbrennungsanlage bauen, akzeptieren wir max. 1,2 MW/m³. Entweder wir reduzieren, wenn möglich, die Kesselleistung, oder wir können im oberen Leistungsbereich keine festen $NO_x$–Werte garantieren. Wir können dann höhere Feuerraumbelastungen (1,5 – 1,6 MW/m³) ak-

zeptieren, wenn zum Beispiel beim Drei–Zugkessel das Verhältnis Feuerraumdruchmesser zur Feuerraumlänge 1:3 ausmacht. Hier garantieren wir bei Heizöl EL 150 mg/m$^3$ $NO_x$.

**Frage**: Welche Werte wurden im Beisein von Professoren gemessen? Mich interessiert die offiziellen Abnahmemessung. Wir erreichen tolle Werte, aber irgendwann ist der Kessel außerhalb der Betreuung durch Fachleute, und es stehen Schlosser dort. Die betreuen dann die Anlage. Haben Sie Werte, welche bei der Neuinbetriebnahme oder nach längerer Betriebszeit gemessen wurden?

**Dir. Hauswirth**: Die älteste LOW–$NO_x$–Industriefeuerungsanlage mit Heizöl EL und Erdgas läuft nun in der Schweiz seit sieben Jahren. Es handelt sich um die Anlage bei der Eidgenössischen Materialprüfungsanstalt (EMPA) in Dübendorf. Die Werte sind dieselben geblieben, die Anlage läuft absolut störungsfrei. Ich offeriere Ihnen eine Anlagebesichtigung. Ich komme auf Ihren Schlosser zurück, wir brauchen heute Heizer, welche von der Sache etwas verstehen.

**Prof. Hackl**: Danke schön, ich glaube, das ist eine wichtige Feststellung.

**Frage**: Sie waren gestern leider verhindert. Gestern habe ich darauf aufmerksam gemacht, daß wir an und für sich keine Prototypen oder Sachen, welche für den österreichischen Markt nicht verwendbar sind, vortragen sollten. Emissionen müssen generell mit Randbedingungen fixiert werden! Und das zweite, das mit dem Schweröl, es geht mit unserem Heizöl Schwer nicht konform. Glauben Sie, daß sich so eine Anlage leicht verkaufen läßt?

**Dir. Hauswirth**: Ja, obwohl eine 10 MW Anlage ca. 8 Mio. Schilling kostet.

**Dr.M. Yaqub Chughtai**
**GEA Wärme - und Umwelttechnik**
**Bochum/Deutschland**

Es werden zwei Entschwefelungsverfahren vorgestellt, ein Trockenverfahren und ein Naßverfahren. Die beiden Verfahren sind eher geeignet für kleine und mittlere Feuerungsanlagen. In Deutschland sind die Emissionsgrenzwerte nach der Feuerungsleistung des Standortes festgelegt. Die TA-Luft, die bis 50 MW thermische Leistung geht, schreibt 2000 mg $SO_2$ und 50%-ige Entschwefelung vor. Der Bereich zwischen 50 und 100 MW thermische Leistung, ist bei uns nicht gedeckt, da ist eine Gesetzeslücke, und ab 100 MW thermische Leistung gilt dann die Großfeuerungsanlagenverordnung. Die Großfeuerungsanlagenverordnung unterscheidet dann 100-300 MW und die Großkraftwerke ab 300 MW thermische Leistung. Für 100-300 MW wird vorgeschrieben, 60 %-ige Entschwefelung und ab 300 MW, eigentlich wo die Naßentschwefelung auf jeden Fall zum Zuge kommt, die Entschwefelungsgrade über 90 %. Für die kleinen und mittleren Feuerungsanlagen sind die Verfahren geeignet, die sicherlich weniger Investitionskosten brauchen.

Das Trockenentschwefelungsverfahren

Zuerst möchte ich ein Trockenverfahren, Direktentschwefelung, behandeln. Das ist Kalkeinblasung in den Feuerraum. Bild 1 zeigt ein Fließschema von der Direktentschwefelung mit nachgeschaltetem Eta-Plus-Reaktor einschließlich einer Wärmeverschiebung zur Wiederaufheizung der Reingase. Für Entschwefelungsgrade bis 50 oder 60 % reicht die alleinige Direktentschwefelung, d.h. Kalkeinblasung in den Feuerraum. Da wird Kalk in den Feuerraum eingedüst, wird $SO_2$ im Kessel absorbiert und das Endprodukt mit der Asche in dem Filter abgeschrieben. Ich werde in dem nächsten Bild etwas näher auf das Verfahren eingehen. Wenn höhere Entschwefelungsgrade als 50/60 % verlangt werden, oder die vorhandene Direktentschwefelungsanlage für höhere Entschwefelungsgrade nachgerüstet werden muß, dann kann man diesen sogenannten Eta-Plus-Reaktor, eine Quenche, nachschalten. Da wird eine zusätzliche $SO_2$-Einbindung erreicht. Man düst Wasser in das Rauchgas ein, das Rauchgas wird abgekühlt, $H_2O$-Partialdruck erhöht und kann dadurch eine weitere Entschwefelung erreicht werden.

Mit Hilfe eines Wärmeverschiebungssystems kann man diese abgekühlten Rauchgase wieder aufheizen und zum Filter leiten. Bild 2 zeigt eine schematische Darstellung der an der Sorbensartikel ablaufenden Vorgänge. Es wird Kalkhydrat oder Kalksteinmehl in den Feuerraum im richtigen Temperaturbereich eingedüst. Das Additiv wird durch den Einfluß der hohen Feuerungstemperaturen nach der Reaktionsgleichung

$$Ca\,CO_3 + \Delta H \Rightarrow CaO + CO_2$$

bzw.

$$Ca\,(OH)_2 + \Delta H \Rightarrow CaO + H_2O$$

kalziniert. Das dabei gebildete CaO hat durch das Aufbrechen der einzelnen Partikel eine sehr hohe reaktive Oberfläche gewonnen. Das so enstandene CaO absorbiert $SO_2$ nach der exothermen Reaktion:

$$CaO + SO_2 + 1/2\,O_2 \Rightarrow Ca\,So_4 + \Delta H.$$

Entsprechend werden auch $SO_3$, HCl und HF eingebunden. Alle diese Schadgasabsorptions-Reaktionen laufen an der Oberfläche der Partikel ab. Bei sehr kurzen Verweilzeiten im Feuerraum reagiert das Sorbens nur sehr unvollständig, im Kern einer Partikel also noch viel reaktives Material zur Verfügung steht.

Zur Verbesserung der einfachen Direktentschwefelung bestand die Aufgabe darin, in irgendeiner Weise das Aufbrechen der Gipskruste um die Sorbenspartikel herum zu erreichen. Man kam auf die Idee, in einer dem Dampferzeuger nachgeschalteten Reaktor die Partikel durch Eindüsen von Wasser in den Rauchgasstrom zu reaktivieren. Dabei gelangt infolge der stark hygroskopischen Eigenschaften des CaO der Wasserdampf in den Kern der Partikel und reagiert exotherm nach der Gleichung

$$CaO + H_2O \Rightarrow Ca(OH)_2 + \Delta H$$

zu Calciumhydroxid. Sowohl durch die Kalklöschreaktion als auch infolge der Volumenvergrößerung bei der Reaktion von CaO (Dichte ca. 3400 kg/m3) zu $Ca(OH)_2$ (Dichte ca. 2240 $Kg/m^3$) platzt die Partikel auf und gibt die reaktive Oberfläche frei. Es ist bekannt, daß $Ca(OH)_2$ bei entsprechendem $H_2O$-Partialdruck und niedriger Temperatur des Rauchgases weiter $SO_2$ nach der Gleichung

$$Ca(OH)_2 + SO_2 + H_2O + 1/2\ O_2 \Rightarrow CaSO_4.2H_2O + \Delta H$$

absorbieren kann. Es ist nachgewiesen, daß der Anteil von $CaSO_3$ in dem Endprodukt vernachlässigbar klein ist.

Es werden nun anhand einer ausgeführten Anlage für Direktentschwefelung in Kombination mit Eta-Plus-Reaktor die erzielten Ergebnisse der Entschwefelung dargestellt.Der mit diesem Entschwefelungsverfahren ausgerüstete Rostkessel ist in Bild 3 schematisch dargestellt. Der Kessel hat eine thermische Leistung von 65 MW mit den Feuerraumabmessungen (BxTxH) 6,56 m x 4,00 m x 15,88 m. Der Kessel wird mit Ruhrkohle, Fettnuß 4 mit 1 % Schwefelgehalt betrieben. Etwa 4 und 12 m oberhalb des Rostes befinden sich je 4 über die Breite der Frontwand verteilte Einblasdüsen für das Sorbens.

Die Direktentschwefelungsanlage, die in Bild 4 schematisch dargestellt ist, besteht lediglich aus dem Additivsilo für $CaCO_3$ oder $Ca(OH)_2$, einer Austrags- und Dosiervorrichtung in eine pneumatische Dünnstromförderung hinein sowie der Dünnstromförderung selbst. Der Additivstrom kann mit Hilfe einer Weiche in die obere oder untere Einblasebene geleitet werden. Mit Hilfe des 4-fach-Verteilers wird der Additivstrom zu den 4 nach oben und unter verstellbaren Einblasdüsen geführt. Die Einrichtung von zwei Einblasebenen ergibt sich aus dem breiten Kessel-Lastbereich von 20 bis 100 %. Wie bereits erwähnt, die Effinzienz der Direktentschwefelung ist abhängig von der Verweilzeit der Rauchgase bzw. des Additivs im bestimmten Temperaturbereich (800 - 1200 Grad). Die Verweilzeit und Temperatur im Feuerraum änderen sich jedoch mit der Kessellast. Daher ist es bei einer Kesselanlage mit großen Laständerungen, wie es bei dieser Anlage der Fall ist, für eine effiziente Entschwefelung die Additiveinblasung in zwei Ebenen empfehlenswert. Abhängig von der Kessellast wird die obere oder untere Ebene in Betrieb genommen. Bild 5 zeigt den Entschwefelungsgrad als Funktion der Stöchiometrie Ca/S mit der Kessellast als Parameter. $Ca(OH)_2$ diente als Sorbens. In diesem Bild wurden nur die für gegebenes Ca/S und Kessellast optimalen Fälle berücksichtigt, die durch die geeignete Wahl der Düsenebene und des Einblaswinkels erreicht werden konnten. Zusammenfassend kann gesagt werden, daß bei einer Stöchiometrie von 2 die Entschwefelungsgrade zwischen gut 60 und 80 % erreicht werden können.

Bei höherer Stöchiometrie kann man sicherlich noch höhere Entschwefelungsgrade erreichen. Wie vorhin erwähnt, ist diese Anlage zur Steigerung der Effizienz der Entschwefelung mit dem sogenannten Eta-Plus-Reaktor ausgerüstet. Der in Bild 6 schematisch dargestellte Reaktor wird von dem zu zerstäubenden Wasser und dem sorbensbeladenen Rauchgas des Kessels in Gleichstrom von oben nach unter durchströmt. Diese Konfiguration bietet die beste Gewähr für stabiles, konstantes Strömungsprofil über dem gesamten Querschnitt, weil das Rauchgas von oben nach unten hin abgekühlt wird, und somit eine stabile Dichteschichtung entsteht. Oben am Eintritt des Reaktors ist eine Gleichdruckumlenkung ("Jalousie") angedeutet, die dazu dient, hinter der Umlenkung das angestrebte gleichförmige Strömungsprofil mit möglichst geringem Druckvelust einzustellen.

Die trockene Fahrweise des Reaktors erlaubt dessen Ausführung als unbeschichteten Stahlbehälter, der allderdings nach außen hin isoliert werden muß und so keine Kältebrücken aufweisen darf. Da am Reaktoraustritt die Reingase umgelenkt werden müssen, ist mit einem Sichteffekt und, damit verbunden, Staubaustrag zu rechnen. Daher ist der Reaktorboden als Konus gestaltet, aus dem Flugstaub abgezogen werden kann.

Nach Austritt aus dem Reaktor werden die Reingase mit einem Dampf-Gas-Vorwärmer (DAGAVO) aufgeheizt, unter anderen, um Kondensation im Elektro-
filter sicher zu vermeiden und der Kaminauslegung zu genügen.

Der Reaktor kann über einen Bypass umfahren werden. Die als Regelklappe ausgeführte Bypassklappe kann auch Zwischenstellungen annehmen, so daß Teilströme durch den Reaktor geleitet werden können.

Bild 7 zeigt den Entschwefelungsgrad im Reaktor $\eta_{s,Q}$ bei Ca/S = 1,5, 2,0 und 2,5 und den Gesamtentschwefelungsgrad bei Ca/S = 1,5 als Funktion der Temperaturdifferenz zur Kühlgrenztemperatur. Der Kurvenverlauf entspricht den aus der Darstellung der Verfahrensgrundlagen zu folgedernden Erwartungen. Der Entschwefelungsgrad nimmt mit abnehmender Temperaturdifferenzierung $\Delta T$ stark zu.

In der Praxis sollte eine Temperaturverringerung auf einen Abstand zur Kühlgrenztemperatur von weniger als 15 K nicht auf Dauer eingestellt werden. Unterhalb dieser Grenze könnten lokale Kondensationen am Reaktor oder an den Kanälen auftreten.

Wie es am Bild 7 zu sehen ist, erreicht man allein im Reaktor eine Entschwefelung von gut 50 % bei $\Delta T$ von 15 K und Ca/S = 1,5. Der Gesamtentschwefelungsgrad beträgt dabei ca. 75 %. Ein Gesamtentschwefelungsgrad von 80 % kann mit Sicherheit bei Ca/S = 2 erreicht werden.

## Das Naßentschwefelungsverfahren

Das GEA CT-121 Verfahren ist schematisch in Bild 8 dargestellt. Es wurde in Japan von Chiyoda Cemical Engineering & Construction Co. entwickelt und wurde von GEA Wärme- und Umwelttechnik in Lizenz genommen und für hiesige Anforderungen für kleine und große Feuerungsanlagen modifiziert.

Das $SO_2$ - haltige Abgas wird zunächst in einem Vorwäscher (1) abgekühlt und mit Wasserdampf gesättigt. Eventuell noch vorhandene Partikel werden gleichzeitig weitgehend abgeschieden.

Das Kernstück des Verfahrens ist der nachfolgende Jet-Blasen-Reaktor "JBR" (2). Er besteht im Prinzip aus 2 Zonen, der Jet-Blasen-Zone und Reaktionszone. Dieser Reaktor vereinigt Absorption, Oxidation, Gipsbildung, Gipskristallwachstum und Neutralisation in einem Reaktionsraum.

Das Gas wird durch Tauchrohre in die Absorptionsflüssigkeit eingeleitet. Es strömt horizontal aus den Tauchrohren aus und wird dabei in der Waschflüssigkeit in kleine Blasen zerissen und intensiv vermischt. Dadurch bildet sich eine Blasenzone aus. Aufgrund der hohen Relativgeschwindigkeit zwischen Gas und Flüssigkeit findet ein sehr großer flüssigkeitsseitiger Stoffaustausch und somit ungewöhnlich schnelle Reaktionen statt. Die Gasblasen strömen nach oben aus der Blasenzone in einen Gassammelraum und verlassen den Reaktor über einen integrierten Tropfenabscheider (3).

Soweit erforderlich, werden die wasserdampfgesättigten Rauchgase über ein geeignetes System wieder aufgeheizt, z. B. über ein Wärmeverschiebungssystem in Form des GEA-ECOGAVO (4).
Der $SO_2$-Abscheidegrad im JBR ist abhängig von der Höhe der Blasenzone. Mit einem verstellbaren Überlaufwehr kann die Höhe während des Betriebes auf einfache Weise variiert werden. Dadurch kann der gewünschte Reingas-$SO_2$-Gehalt optimal eingestellt werden. Betriebsbedingte Schwankungen im SO2-Rohgas-Gehalt werden durch eine pH-Wert-Regelung ausgeglichen.

Der Hauptteil des Flüssigkeitsvolumens (Reaktionszone) dient zur Oxidation der Sulfite zu Sulfaten (Gips) und zur Neutralisation mit Kalk. Ein Rührwerk und die zur Oxidation eingeblasene Luft sorgen für einen kontinuierlichen Flüssigkeitsaustausch zwischen Blasenzone und Reaktionszone.

Die am Überlaufwehr abfließende Suspension gelangt in einen Umlaufbehälter (5). Dieser Behälter wird gleichzeitig zur Additivdosierung aus dem Kalksteinsilo (8) genutzt. Mit einer Pumpe wird die Suspension in den JBR zurückgefördert.

Der im Reaktor gebildete Gips wird über eine Pumpe abgezogen und auf einem Vakuumbandfilter (6) auf weniger als 10 % Restfeuchte entwässert. Der Gips wird in bekannter Weise in Silos oder in Haldenform gelagert, bei kleineren Anlagen kann der entwässerte Gips direkt in Containern abgeworfen werden.

Das Filtrat aus der Gipsentwässerung fließt zum Filtratbehälter (7) und wird als Zusatzwasser im Vorwäscher verwendet oder zum JBR zurückgefördert.

Das Herz des Verfahrens ist der in Bild 9 dargestellte Jet-Blasen-Reaktor. Wie bereits erwähnt, besteht im Reaktor vereinigt Absorption, Oxidation, Gipsbildung, Gipskristallwachstum und Neutralisation in einem Reaktionsbehälter.

Der JBR hat verschiedene Vorteile gegenüber konventionellen Entschwefelungssystemen nach der Sprühturmwäsche.

- Die Energieausnutzung ist sehr effektiv.

- Der Platzbedarf ist gering infolge kompakter Bauweise.

- Verschleiß- und wartungsintensive Komponenten, wie Kreislaufpumpen, Sprühdüsen, Suspensionskreislaufleitungen etc., sind nicht vorhanden.

- Es besteht keine Störanfälligkeit durch Ablagerungen oder Verstopfungen, dadurch ist eine praktisch hundertprozentige Verfügbarkeit gegeben.

Die Entschwefelung der Rauchgase erfolgt über verschiedene, weitgehend parallel verlaufende Reaktionsschritte gemäß folgender Summengleichung:

$$SO_2 + CaCO_3 + 1/2\ O_2 + 2H_2O \rightarrow CaSO_4 \times 2H_2O + CO_2$$

Die verschiedenen Hauptreaktionsschritte sind in Bild 10 veranschaulicht und nachfolgend in vereinfachter Form dargestellt.

Das SO2 - wie auch die Chloride und Fluoride im Rauchgas - geht entsprechend dem Partikeldruck von der Gasphase in die flüssige Phase über:

$$SO_{2(g)} + H_2O \leftrightarrow SO_{2(1)} + H_2O$$

Als weitere Reaktion erfolgt die Bildung der schwefeligen Säure

$$SO_{2(1)} + H_2O \leftrightarrow H_2SO_3$$
$$H_2SO_3 \leftrightarrow H^+ + HSO_3^-$$

Der Sauerstoff der in den JBR eingeblasenen Luft wird in die Flüssigphase überführt und oxidiert das gebildete $HSO_3^-$

$$HSO_3^- + 1/2\ 0_2 \Rightarrow H^+ + SO_4^{--}$$

Das gebildete $SO_4^{--}$ reagiert mit dem $CaCO_3$ der Waschlösung zu $CaSO_4 \times 2\ H_2O$ (Gips) unter gleichzeitiger Bildung von $CO_2$, welches mit dem Rauchgas entweicht.

$$CaCO_{3(s)} \leftrightarrow CaCO_{3(l)}$$

$$CaCO_{3(l)} + 2\ H^+ \leftrightarrow Ca^{++} + CO_2 + H_2O$$

$$Ca^{++} + SO_4^{--} + 2\ H_2O \rightarrow CaSO_4 \bullet 2\ H_2O$$

Die Reaktionen verlaufen bei niedrigem pH-Wert und extrem gutem Flüssigkeits-Gas-Kontakt. Hierdurch ergeben sich

- hoher SO2 Abscheidegrad,
- praktisch hundertprozentige Kalksteinausnutzung,
- stabiler Reaktionsverlauf ohne Ablagerungen und Verstopfungen,
- Gips von hoher Reinheit.

Die Erfahrungen aus einer größeren Anzahl von CT-101 Anlagen für Kraftwerke, Claus-Anlagen und industrielle Verbrennungsanlagen sind in die Entwicklung des CT-121 Verfahrens eingeflossen. Inzwischen wurden von unserem Lizenzgeber 30 Referenzanlagen verschiedener Größen in der ganzen Welt ausgeführt, welche mit guten Betriebsergebnissen und höchster verfügbarkeit arbeiten. Die erste von uns gebaute Anlage für ein Industriekraftwerk mit einer Leistung von 30 $MW_{th}$ ist in 1990 in Betrieb gegangen. Bild 11 zeigt diese Anlage mit den wesentlichen technischen Daten. Der verfügbare Aufstellungsraum war begrenzt im wesentlichen durch das vorhandene Kesselhaus, die Schornsteine des Kohle- und des Ölkessels, das Kohlelager und die Werksstraße. Den Aufstellungsplan zeigt Bild 12. Der zur Verfügung stehende Aufstellungsraum führte zu einer kompakten Anordnung der Aggregate mit einer Grundfläche von ca. 140 $m^2$ einschließlich Gipslager. Die maximale Höhe beträgt ca. 16 m.

Der Wärmeaustauscher wurde oberhalb des Vorwäschers auf ca. + 11 m angeordnet. Aufgrund der beengten Platzverhältnisse wurde ein vertikal angeordneter Tropfenabscheider einem horizontal angeordneten vorgezogen. Der Tropfenabscheider ist oberhalb des Hauptwäschers montiert. Der Kalkdosierbehälter wurde platzsparend unterhalb der Silostandzarge angeordnet. Längere Kalkförderwege konnten dadurch vermieden werden. Das neue Saugzuggebläse wurde im vorhandenen Kesselhaus anstelle des ursprünglichen Aggregrates installiert. Die zusätzlichen Schaltanlagen und leittechnischen Einrichtungen konnten im vorhandenen Schaltanlagenraum bzw. in der vorhandenen Warte untergebracht werden.

GEA hat dieses Naßentschwefelungsverfahren für den hiesigen Markt übernommen, da es gegenüber den konventionellen Verfahren einige wesentliche Vorteile zeigt. Für den Bereich der TA-Luft (5-50 MW) wurde eine Modulbauweise konzipiert, die sich durch besonders kompakte Abmessungen auszeichnet. Vorwascher, Jet-Blasen-Reaktor, Tropfenabscheider, Umlaufbehälter, Pumpen und Oxidationsluftgebläse sind auf einen gemeinsamen Grundrahmen montiert und bilden eine geschlossene Einheit. Gegebenenfalls kann auch ein Wärmeaustauscher mit in diese Einheit integriert werden.

Das GEA CT-121-Verfahren ist nicht nur für Kraftwerke und Energieerzeuger interessant, auch bei anderen industriellen Anwendungen, bei denen $SO_2$-haltige Rauchgase anfallen, ist dieses Verfahren eine kostengünstige und Betriebssichere Lösung.

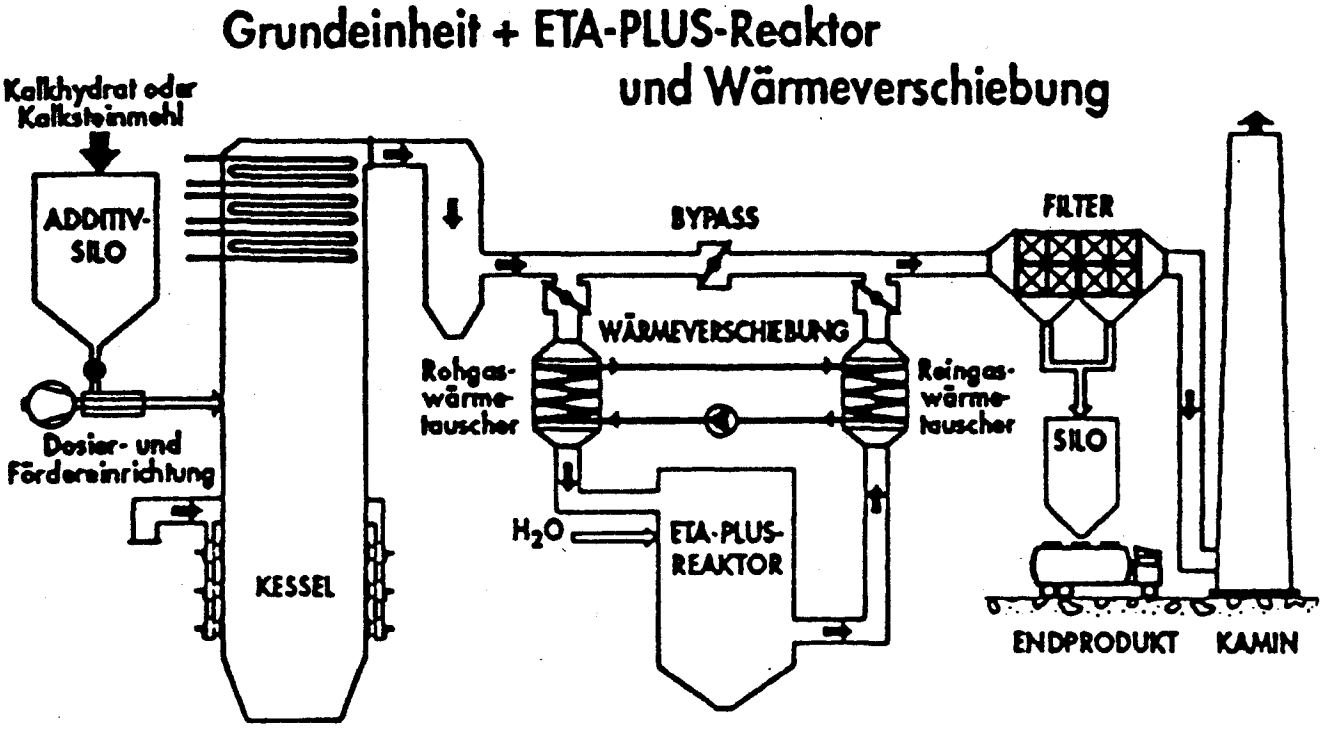



**Bild 1:** Fließschema der Direktentschwefelung mit nachgeschaltetem Eta-Plus-Reaktor, einschließlich einer Wärmeverschiebung zur Reingaswiederaufheizung.

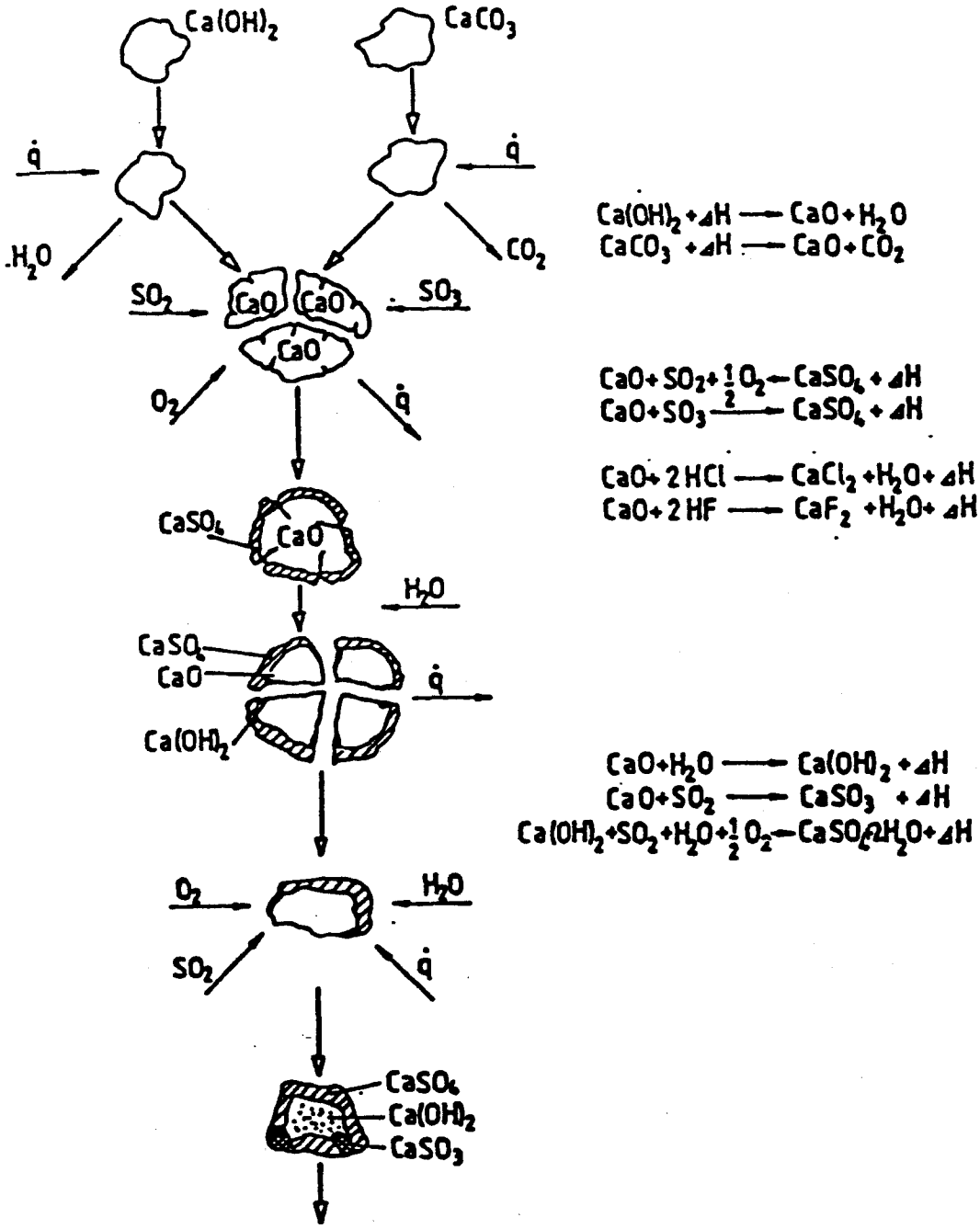



**Bild 2:** Schematische Darstellung der an der Sorbenspartikel ablaufenden Vorgänge.

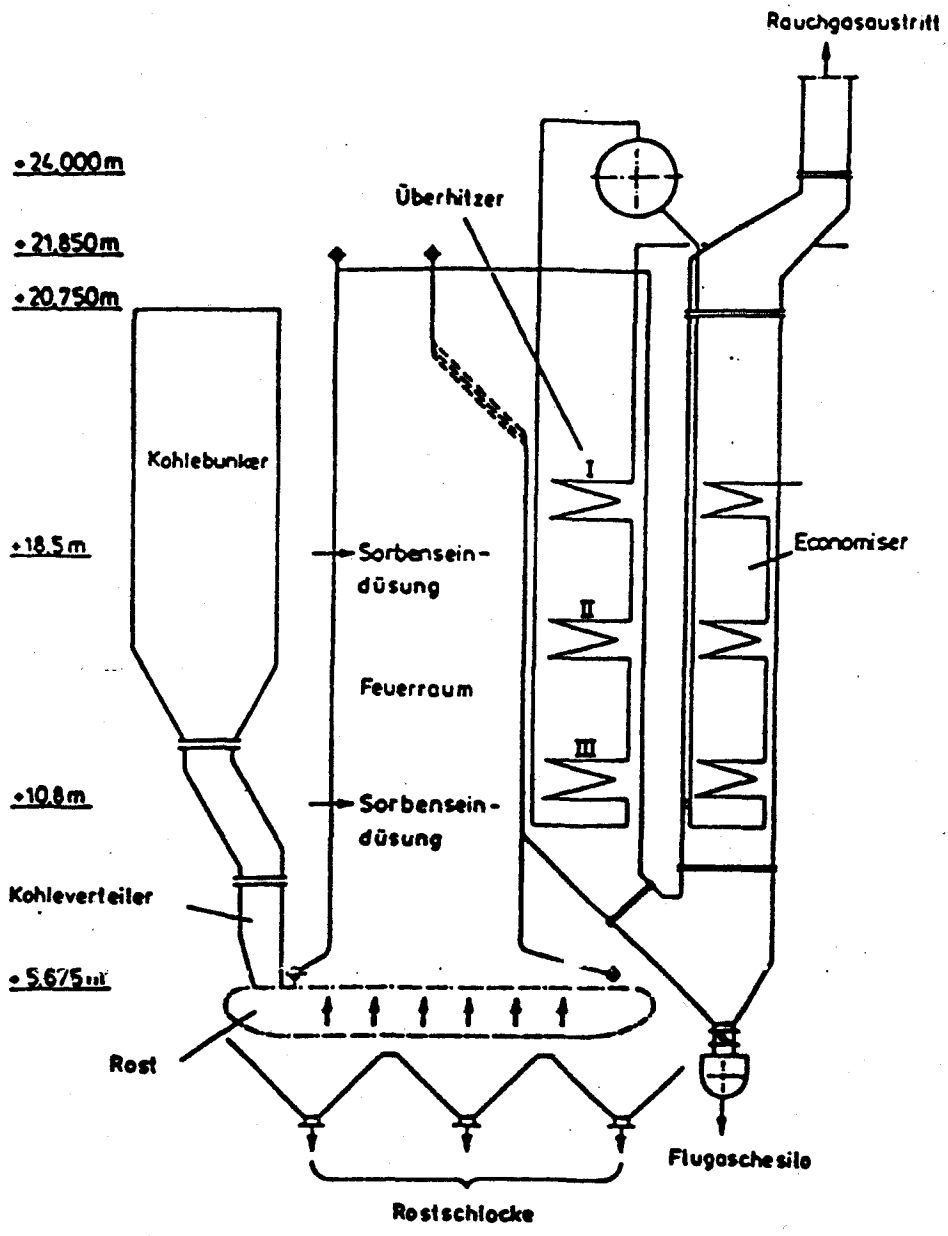



**Bild 3:** 65 MW-Wanderrostkessel

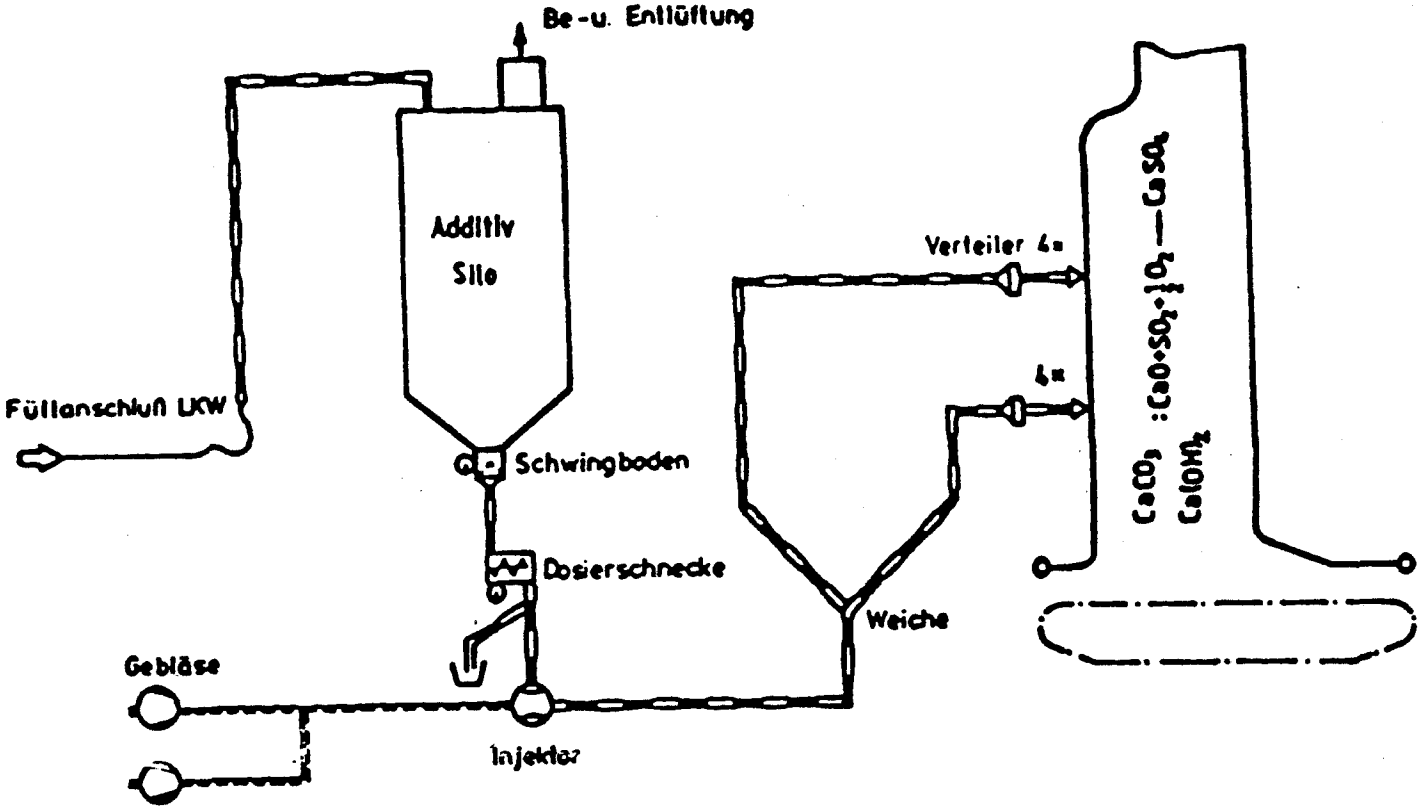



**Bild 4:** Schematische Darstellung der Direktentschwefelungsanlage am Wanderrostkessel.

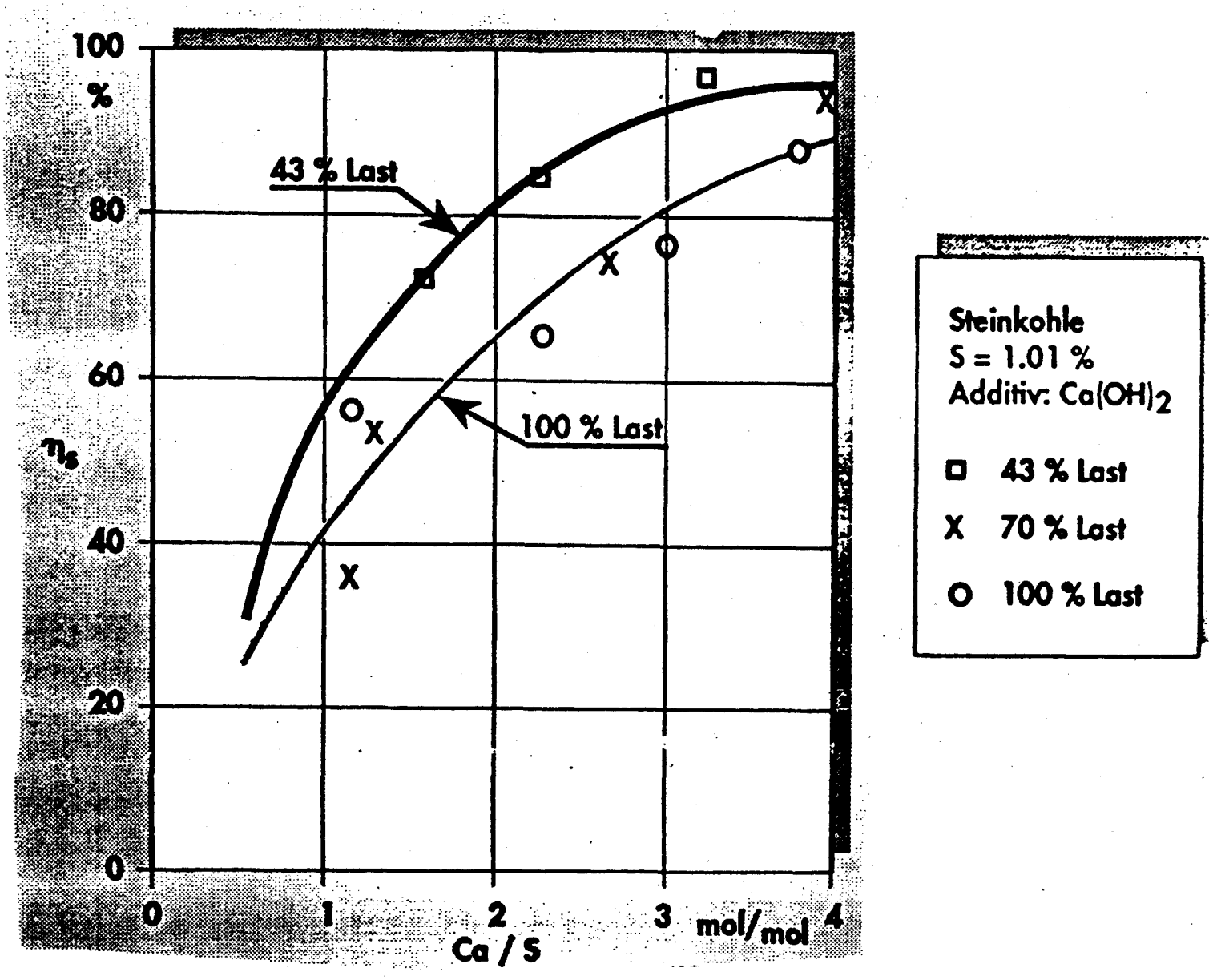



Bild 5: Entschwefelungsgrad als Funktion der Stöchiometrie bei der Direktentschwefelung.

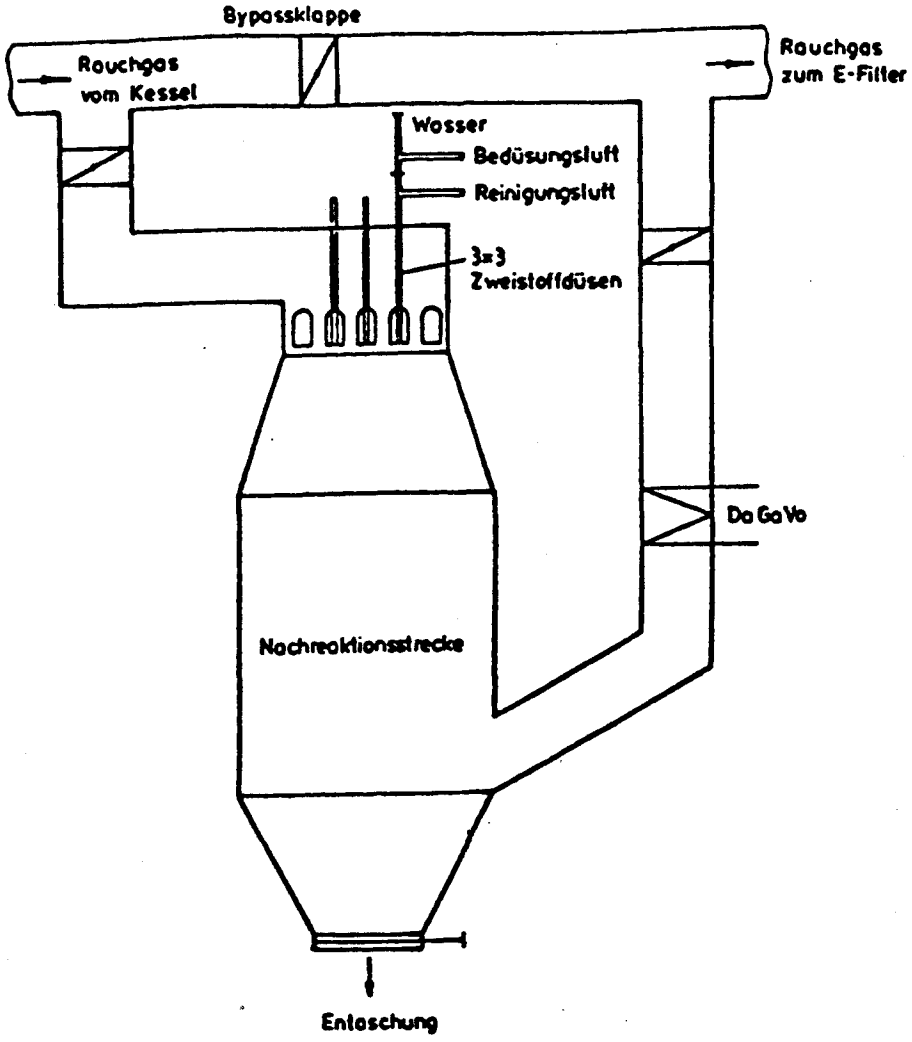



Bild 6: Aufbau des Eta-Plus-Reaktors.

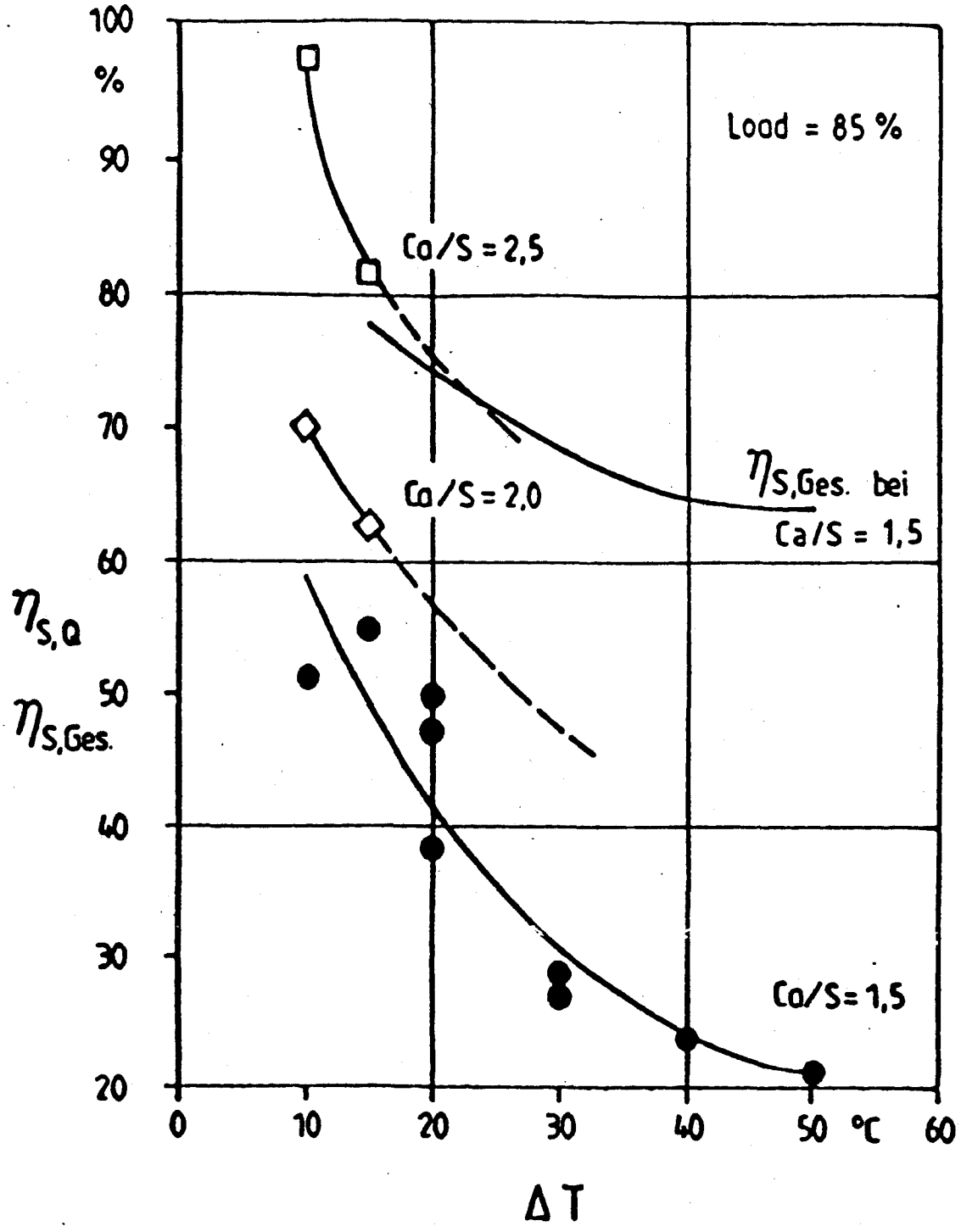



Bild 7: Entschwefelungsgrad als Funktion der Temperatur-differenz zur Kühlgrenztemperatur.

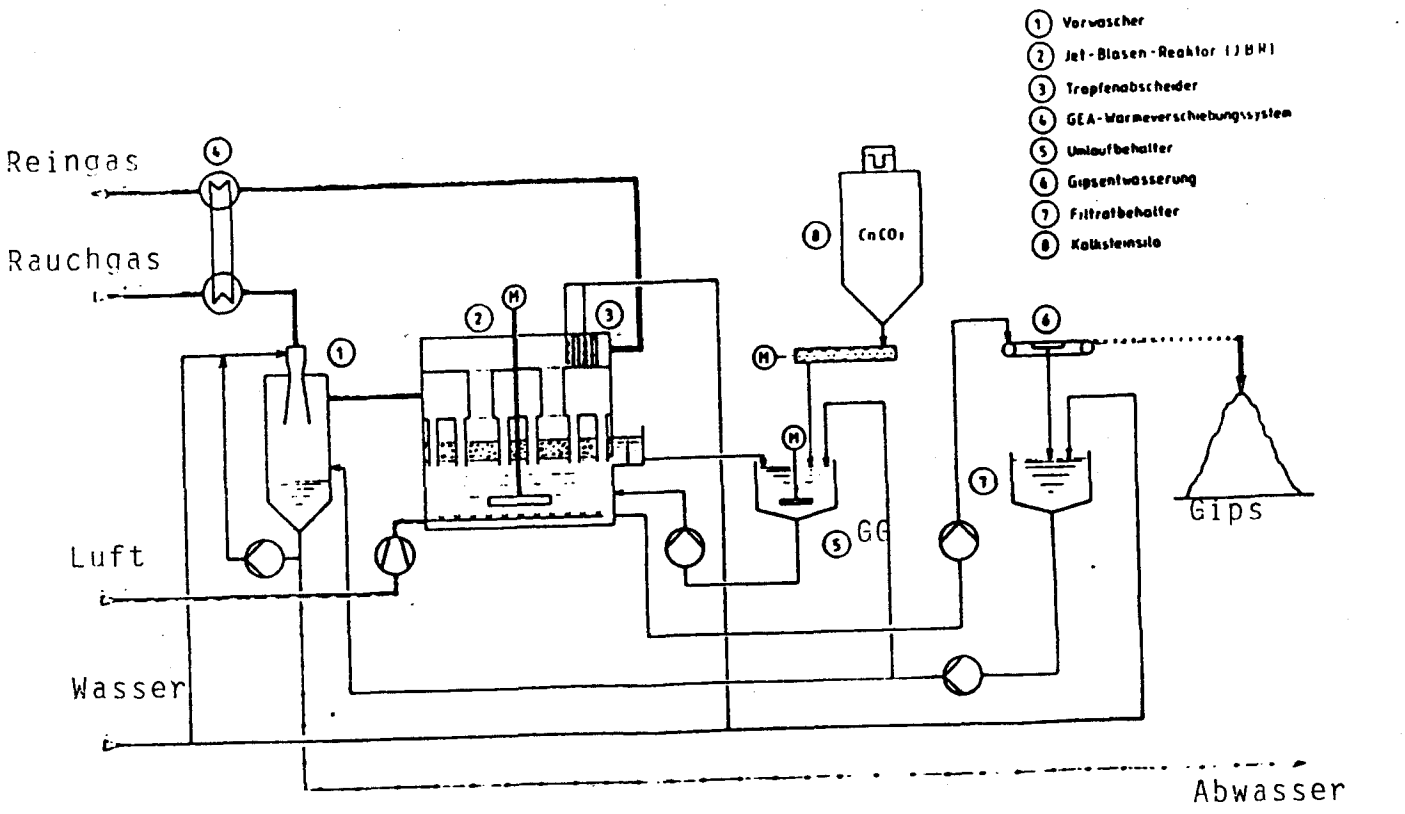



**Bild 8:** GEA CT-121-Verfahren zur Rauchgas-Naßentschwefelung

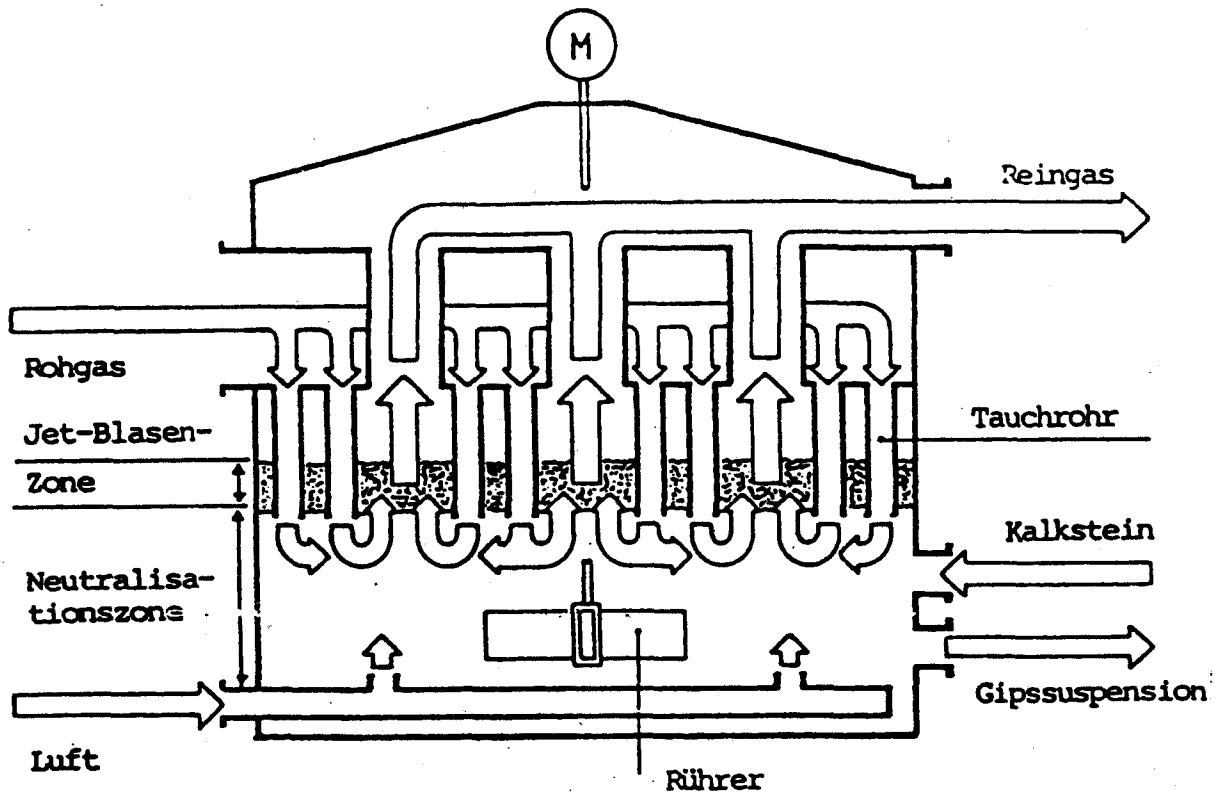



**Bild 9:** Schematische Darstellung des Jet-Blasen-Reaktors

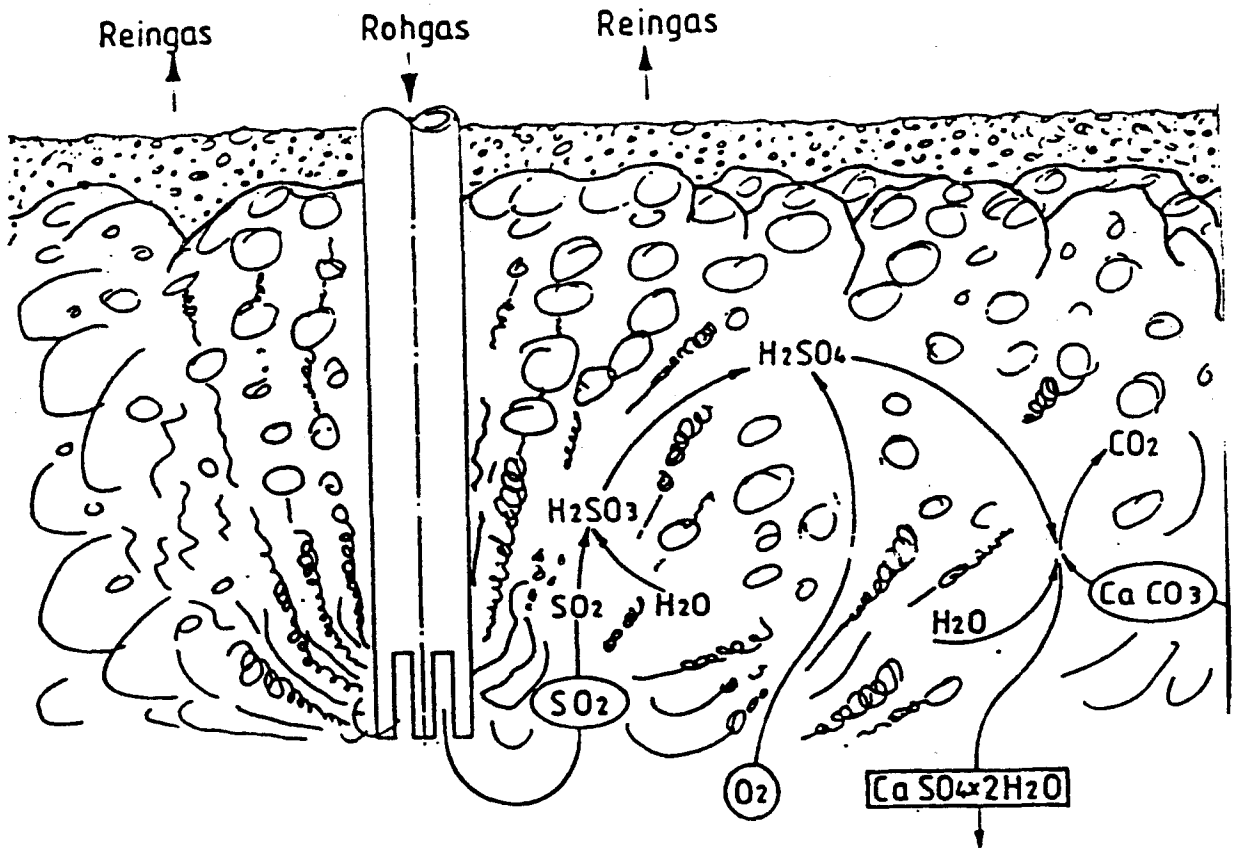
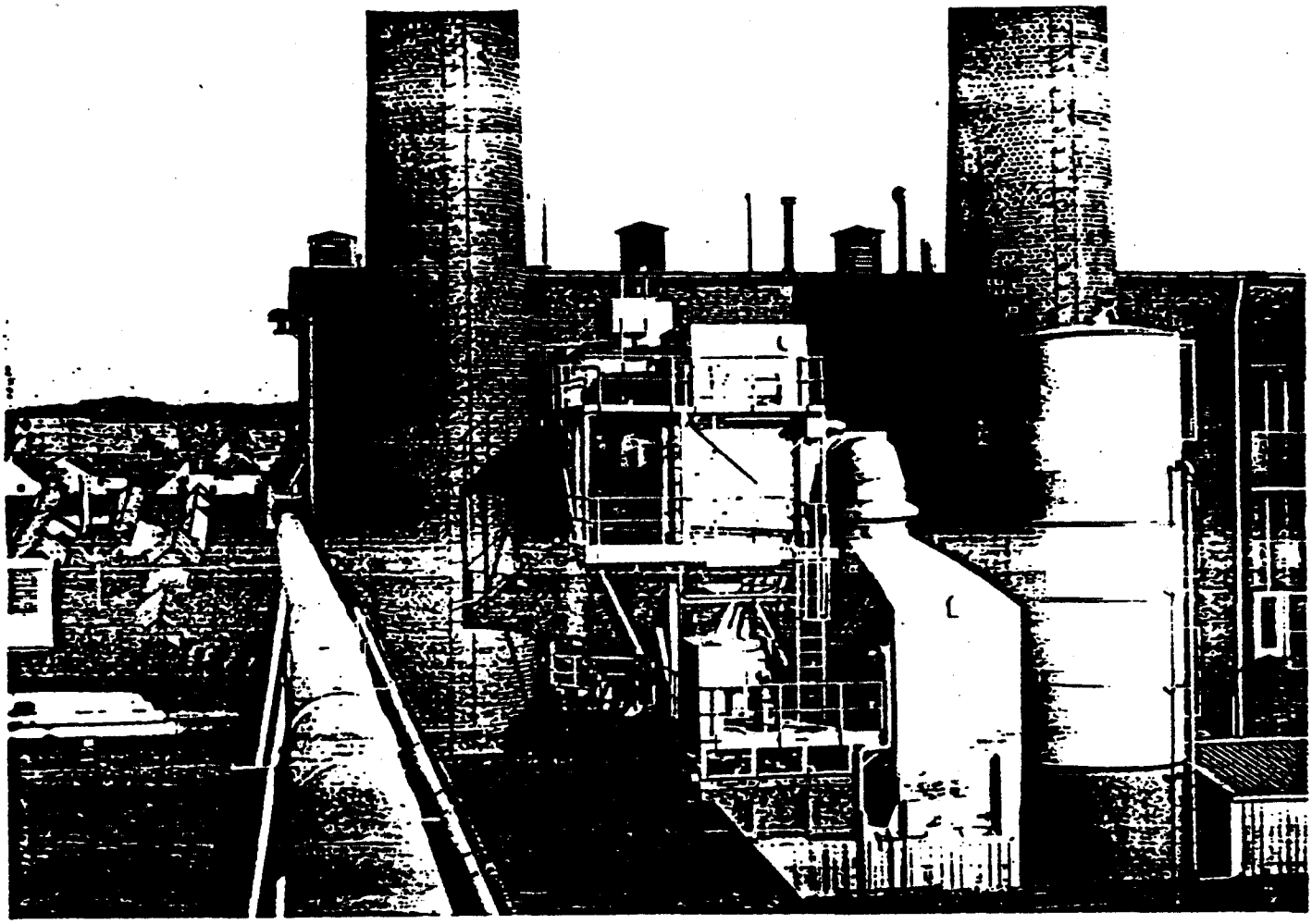



**Bild 10:** Vereinfachter Reaktionsaublauf im JBR



| | |
|---|---|
| **Betreiber:** | Wieland Werke AG, Ulm, Deutschland |
| **Inbetriebnahme:** | 1989 |
| **Brennstoff:** | Steinkohle |
| **Kesselleistung:** | 32 $MW_{th}$ |
| Rauchgasmengenstrom: | 38.000 $m^3/h$ i.N.tr. |
| **$SO_2$-Gehalt:** | 1.600 - 2.000 $mg/m^3$ i.N.tr., bez. auf 7 % $O_2$ |
| **$SO_2$-Abscheidegrad:** | 90 - 98 % |

Bild 11: Zwischen den beiden Kaminen die Naßentschwefelungs-anlage.

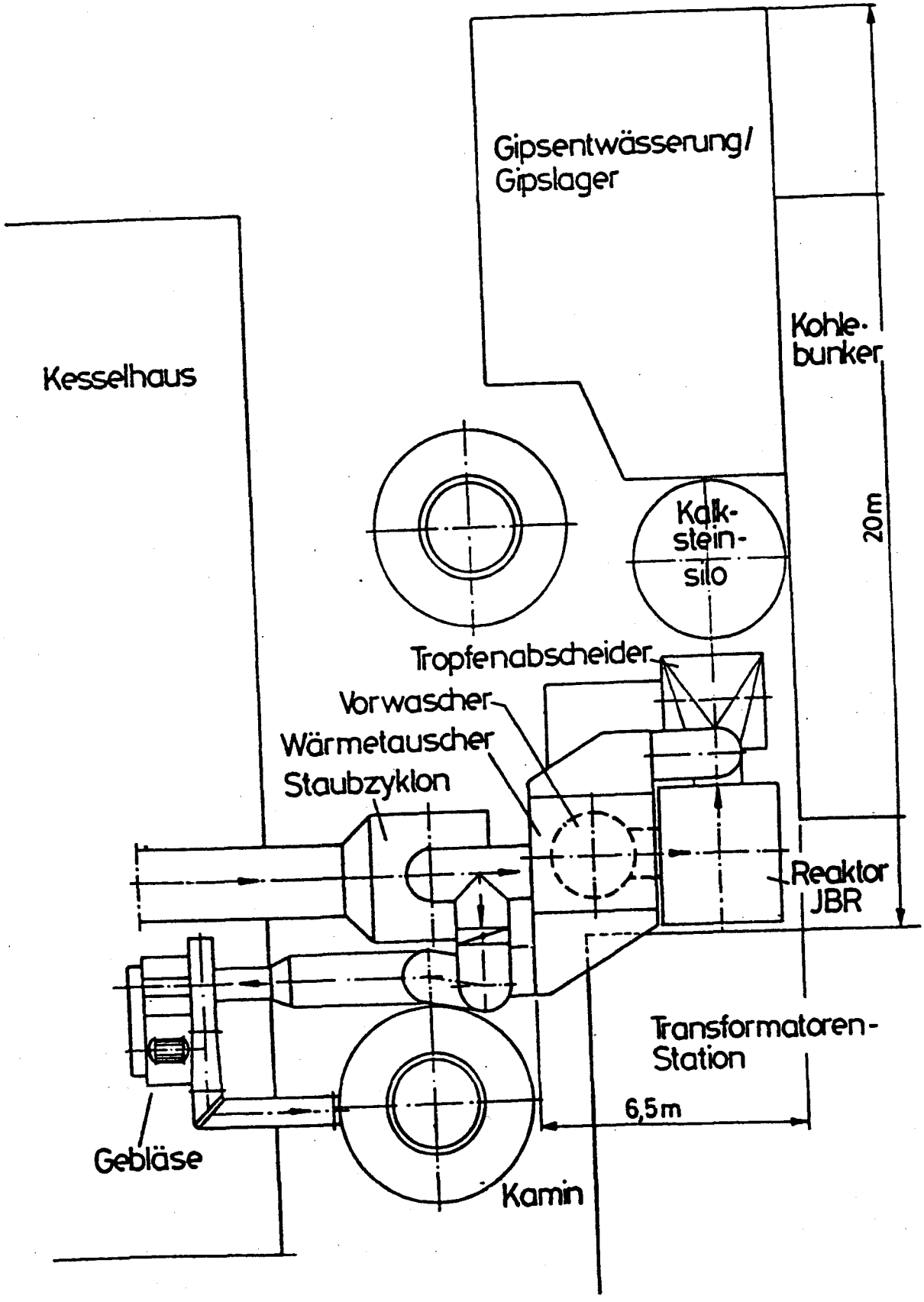



Bild 12: Lageplan der REA bei Wieland Werke

## *Diskussion – Dr. Yaqub H. Chughtai (GEA Wärme– und Umwelttechnik)*

**Prof. Hackl**: Dieses Verfahren hat sich lange nicht in kommerziellen Anlagen in der BRD oder in Europa etabliert. Ist das jetzt die erste Anlage dieses Verfahrens in Deutschland?

**Dr. Chughtai**: Bei uns laufen zur Zeit etwa 10 Anlagen. Die älteste Anlage läuft seit ca. 10 Jahren, in Darmstadt.

**Prof. Hackl**: Mit dem japanischen Naßverfahren?

**Dr. Chughtai**: Mit dem Naßverfahren haben wir bis jetzt nur eine Anlage angewandt.

**Prof. Hackl**: Das ist ja ein altes Verfahren, über 10 Jahre alt.

**Dr. Chughtai**: Ja, von den Japanern sind weltweit ca. 30 Anlagen bis jetzt gebaut worden.

**Prof. Hackl**: Das ist somit die erste kommerzielle Anlage in Deutschland.

**Frage**: Wie groß ist der Druckabfall bei dieser Entschwefelungsanlage mit diesem Naßverfahren?

**Dr. Chughtai**: Ca. 50 mbar der Gesamtanlage inklusive Kanäle und Wiederaufheizung.

**Frage**: Wenn ich jetzt, sagen wir, auf das Doppelte hinuntergehe, dann wird ja die Verweilzeit nicht verdoppelt, weil dann die Tropfen ein bißchen schneller nach oben gehen.

**Prof. Hackl**: Die Blasen dehnen sich aus im Gegensatz zu den Tropfen.

**Frage**: Das heißt, obwohl der Druck linear zunimmt, wird wahrscheinlich der Entschwefelungsgrad nicht so zunehmen, sodaß man einen optimalen Punkt erhält.

**Dr. Chughtai**: Ja, es ist klar, daß man nur in bestimmten Grenzen den Entschwefelungsgrad beeinflussen kann.

**Prof. Hackl**: Reaktionskinetisch müßten Sie aber berücksichtigen, daß die Geschwindigkeit steigt, aber die spezifische Oberfläche für den Stoffaustausch auch größer wird.

**Dr. Gruber** (Fa. DRAUCONSULTING): Gibt es diesen Reaktor, diesen Zwischenreaktor, nach der Direktentschwefelung, schon in einer praktischen Anlage?

**Dr. Chughtai**: Ja, das war eine ausgeführte Anlage. Die Ergebnisse, die ich Ihnen gezeigt habe, die sind aus einer kommerziellen Anlage.

**Dr. Gruber**: Geben Sie Garantiewerte für diesen nachgeschalteten Reaktor, für das ganze System danach?

**Dr. Chughtai**: Ja, natürlich.

**Dr. Gruber**: In welcher Form besteht der Reaktor, ist das ein Wirbelbettreaktor?

**Dr. Chughtai**: Nein, das ist eine Wassereindüsung. Das Wasser wird mit einem bestimmten Zusatz konditioniert und in das Rauchgas mit Hilfe von Zweistoffdüsen eingedüst.

**Prof. Hackl**: Ich habe noch eine Frage bezüglich der Entsorgung dieses Produktes, wie erfolgt die beim Kunden?

**Dr. Chughtai**: Wir haben in Deutschland Erfahrung aus sieben verschiedenen Anlagen, jeder Betreiber macht eigentlich etwas anderes mit dem Endprodukt. Bei der Anlage, bei der der Reaktor nachgerüstet ist, wird das Endprodukt zur Verfüllung von Gruben im Untertagebau verwendet. Es gibt auch Anlagen, die Endprodukte an die Zementindustrie vergeben, oder auch solche, wie zum

Beispiel in Schweden, die dieses Endprodukt für den Straßenbau einsetzen.

**Dr. Gruber**: Dieses Verfahren von Professor Staudinger wird in einer Modifikation mit Dampfaufschließung gemacht. Wir haben im Fernheizwerk Graz einen solchen Reaktor laufen gehabt, dieser hat die 80 % Entschwefelung überschritten. Bei uns ist es nur daran gescheitert, weil wir 90 % als Mindestentschwefelungsgrad für Großkraftwerke vorgeschrieben haben. Aber für kleinere Anlagen, die wenig eingesetzt sind, ist das sicher ein sehr effizientes Verfahren.

**Prof. Hackl**: Ja, wenn man die Entsorgungsmöglichkeiten dazu findet.

**Dipl.–Ing. Beckers**: Ganz kurz noch eine Anmerkung. Sie hatten in Ihrem Referat erwähnt, daß zwischen 50 und 100 MW eine Gesetzeslücke für Kohlefeuerungen besteht. Dies ist nicht ganz richtig so. Wenn Sie die Werte der TA Luft nehmen und die der 13. BImSchV gegenüberstellen, dann stehen zunächst einmal Werte im Widerspruch, aber die BImSchV hat einen Auffangparagraphen, über den eben solche Fälle abgefangen werden können. Auch vor einer möglichen Änderung der 13. BImSchV ist es zulässig und möglich, solche Anlagen zwischen 50 und 100 MW Feuerungswärmeleistung im Hinblick auf die Anforderungen der Immissionsbegrenzung so zu behandeln, wie Anlagen im TA Luft Bereich, sodaß demnach kein Widerspruch auftritt.

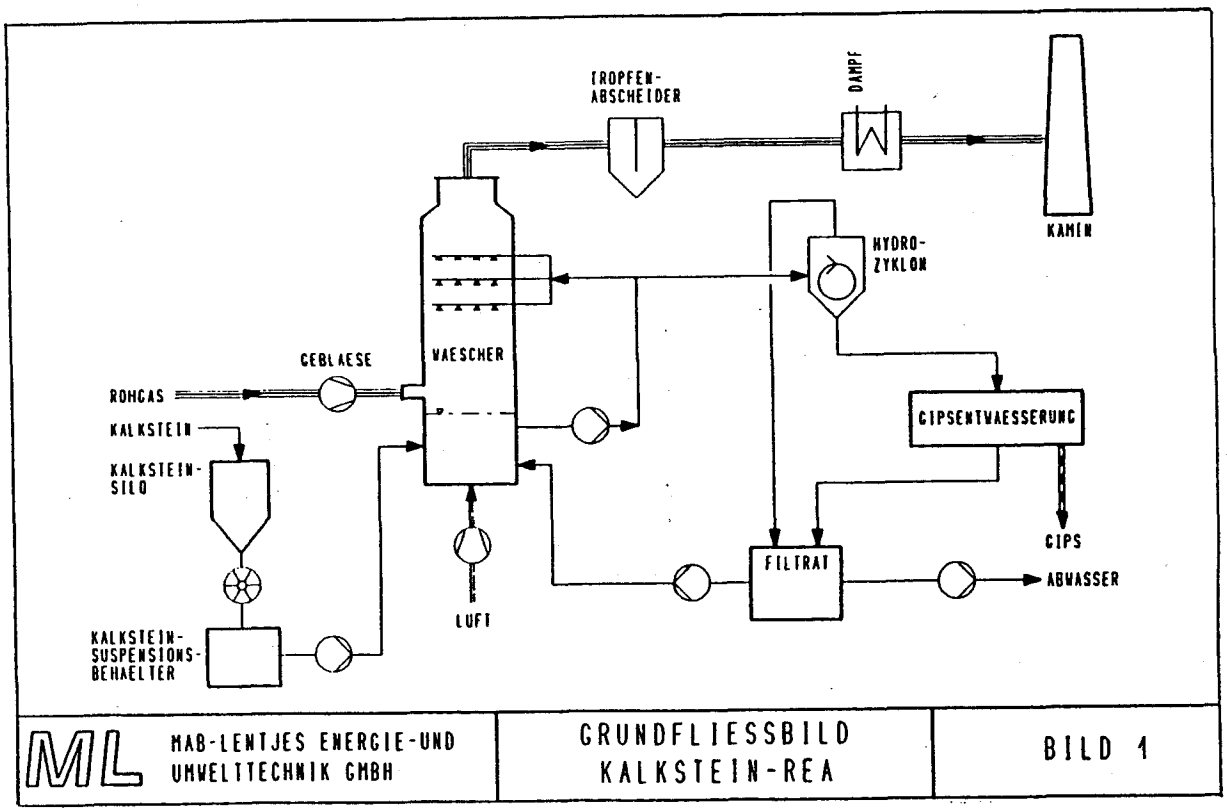
**Vortrag zum Expertenhearing**
**der Akademie für Umwelt und Energie**
**am 18. und 19.11.1992**
**in Schloß Laxenburg, Österreich**

# Rauchgasentschwefelungstechnik bei ML am Beispiel der REA Feldmühle

**Referent: Dipl.-Ing. Helmut Braß**

Das Grundverfahren der von ML verfeinerten REA-Technik entspricht den großen Rauchgasentschwefelungsanlagen für Kraftwerke, die mit Kalkstein als Additiv wiederverwertbaren Gips produzieren.

Während sowohl Verfügbarkeit und Gewährleistungen als auch Instrumentierung der Anlage dem Standard der Kraftwerks-REAs entsprechen, erlaubte der kleinere Maßstab, von einigen Eigenarten der großen REAs abzuweichen.



Der erste REA-Auftrag für ML war die REA für die Kartonfabrik der Feldmühle in Arnsberg. Bei diesem Heizkraftwerk handelt es sich um 2 Kessel mit Schmelzkammerfeuerung von jeweils 48,5 MW. Die Anlage wurde in ein altes Kesselhaus integriert. Im August 1991 wurde die REA nach erfolgreichem Probebetrieb an den Kunden übergeben. Aufgrund der beispielhaften Technik, die hier erstmals für eine REA dieses Maßstabs zum Tragen kam, wurde das Projekt vom Bundesumweltamt mit Zuschüssen gefördert.

Die Neuerung war neben dem kleineren Maßstab der vollständige Verzicht auf gummierte oder beschichtete Bauteile.

Die REA entschwefelt 50 % der gesamten Rauchgasmenge und unterschreitet damit den für dieses Kraftwerk ab 1993 geltenden Grenzwert von 1.350 mg/$m^3$ an SO2.

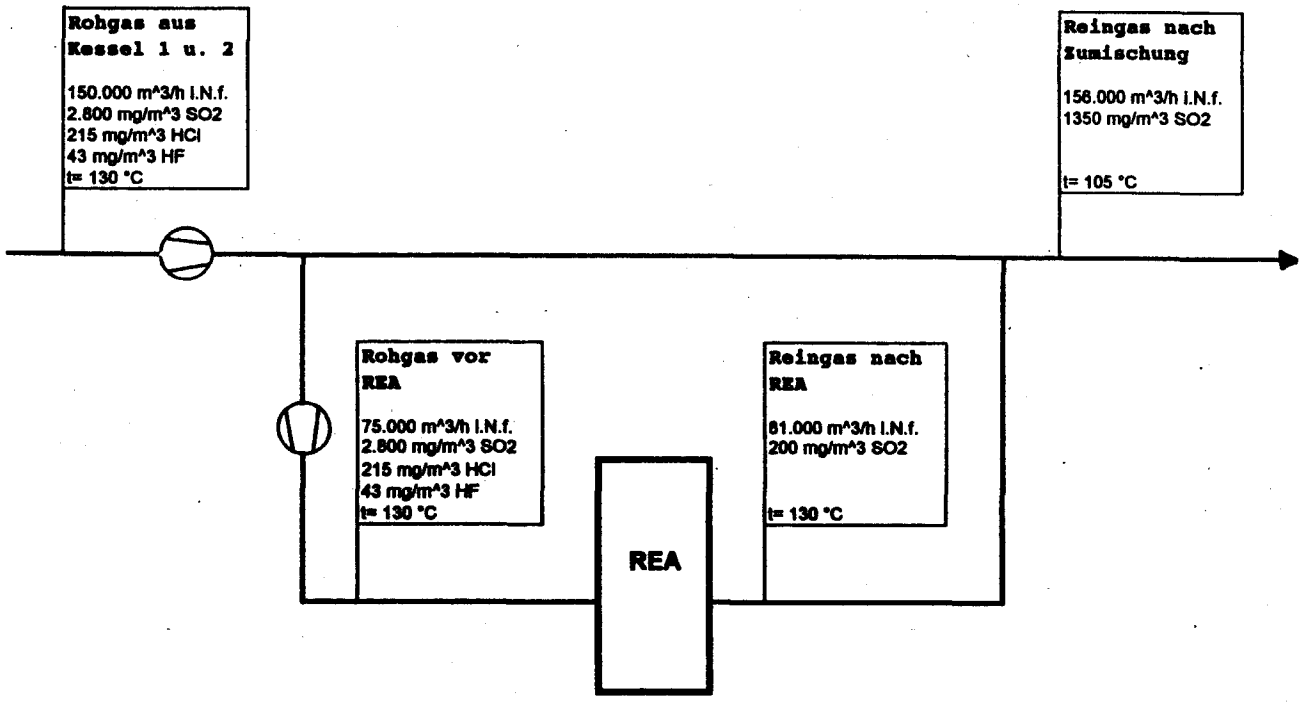



Bild 2: Auslegungsdaten

| | | |
|---|---|---|
| Rohgasmenge | m^3/h i.N.f. | 76.800 |
| | m^3/h i.N.tr. | 72.000 |
| Lastbereich | % | 35-100 |
| SO2-Gehalt Rohgas | mg/m^3 | 1630 |
| SO2-Gehalt Reingas | mg/m^3 | 66 |
| Reingastemperatur | °C | 113 |
| Abscheidegrad SO2 | % | 97,4 |
| Druckverlust REA | mbar | 20 |
| Druckverlust Wäscher | mbar | 10 |
| Druckverlust Wiederaufheizung | mbar | 3 |
| Abwassermenge | m^3/h | 0,35 |
| Wasserverbrauch | m^3/h | 2,3 |
| Kalksteinverbrauch | kg/h | 163 |
| Dampfverbrauch (2,5 bar, 200 °C) | kg/h | 3.000 |
| Leistungsbedarf | kW | 260 |
| Gipsproduktion | kg/h | 310 |
| Restfeuchte Gips | % | 9-10 |
| Weißegrad Gips | - | 67-69 |

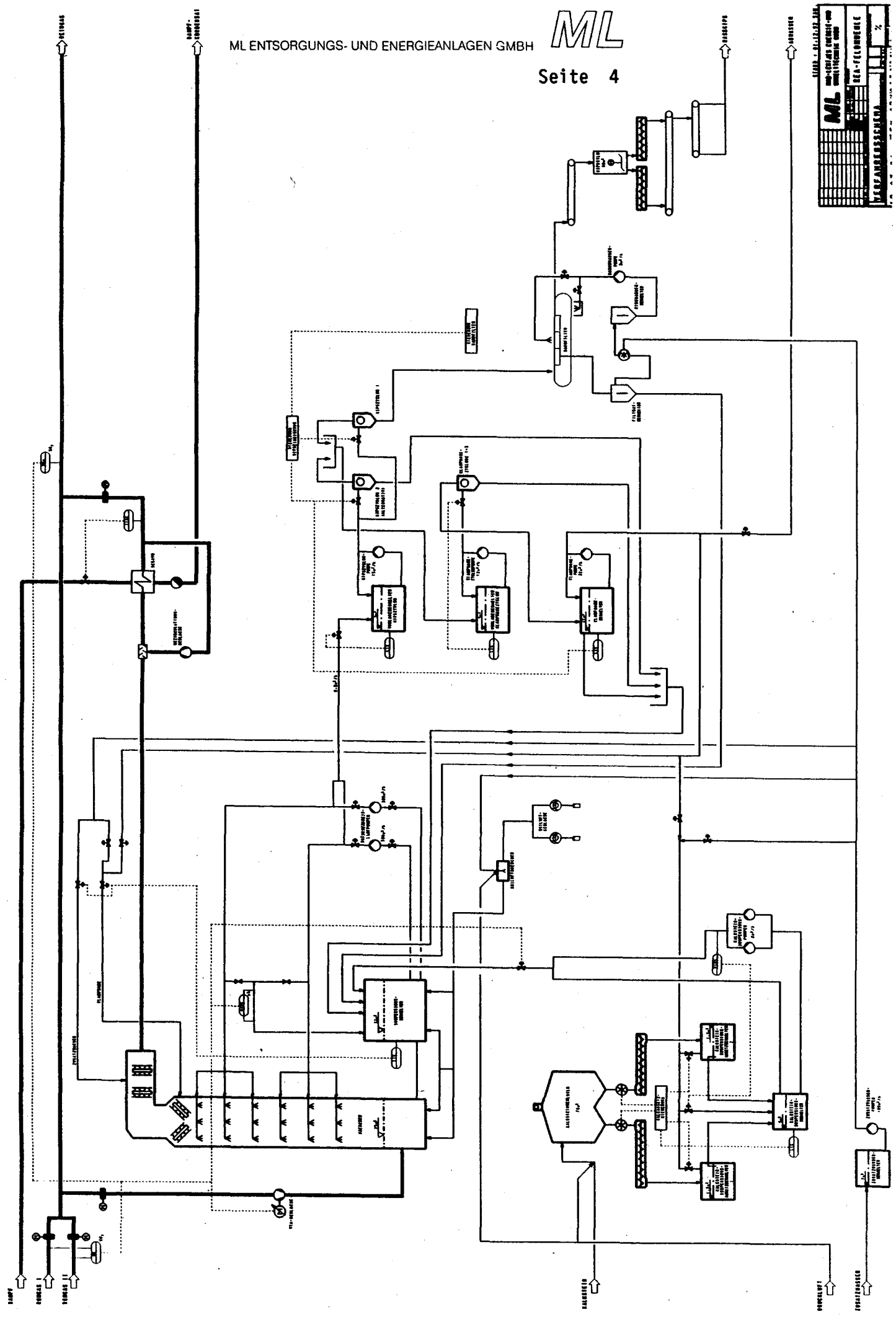
| | |
|---|---|
| Betriebsstunden/ Jahr | 8.000 |
| Verfügbarkeit | 98 % |
| Personalbedarf | 1 Mann |

Bild 3: Betriebsdaten

## Verfahrensbeschreibung

Die Rauchgaswäsche erfolgt im Gegenstrom über 6 Düsenebenen mit jeweils 6 Düsen. Die Oxidation erfolgt im Wäschersumpf sowie im parallel geschalteten Suspensionsbehälter durch Luftzugabe im Bereich der Rührwerke.

Das Additiv Kalksteinsuspension zur Einstellung des pH-Wertes wird als 20 %ige Suspension angesetzt und geregelt dem Suspensionsbehälter zugeführt. Die Ausschleusung der Gipssuspension zur Gipsentwässerung erfolgt ab einer Konzentration > 100 g/l. Über ein Hydrozyklon wird die Suspension auf 500 g/l voreingedickt und anschließend auf einem Vakuumbandfilter entwässert. Der Oberlauf des Zyklons wird über eine weitere Zyklonstation auf eine Feststoffkonzentration von etwa 20 g/l gebracht. Diese Klarphase steht für Spülzwecke z. B. Grobabscheider zur Verfügung.



## Wäscher

Der Wäscher ist in einem Stück aus GFK gewickelt, mit einem Durchmesser von 3,6 m und einer Höhe von 20 m.

Der Werkstoff GFK ist hinsichtlich seiner thermischen und korrosiven Beanspruchung, wie sie in der REA auftritt, das derzeit optimale Material.

Die thermische Beständigkeit von GFK, die beim Bau dieser Anlage noch bei 140 °C Dauertemperatur lag, wird von heutigen Harztypen weit übertroffen.

Der bei unserer zweiten Anlage für die Kalzinierungsanlage der VEBA OEL eingesetzte Harztyp hält 220 °C Dauertemperatur stand.

Bei der REA Feldmühle wurden außer dem Wäscher und dem Reingaskanal auch die Düsenlanzen sowie ein Großteil der Rohrleitungen aus GFK gefertigt.

Während beim Wäscher der Feldmühle die Düsenlanzen als Einstecklanzen konzipiert sind, wurden bei der REA VEBA, mit einem Wäscherdurchmesser von 4,7 m, Durchstecklanzen bevorzugt, um eine über den gesamten Querschnitt optimale Beregnungsdichte zu erzielen. Die Düsen sind in beiden Fällen Spiraldüsen mit quasi Vollkegelsprühbild. Das Material der Düsen ist Stellit, ein Hartmetall-Sintermaterial.

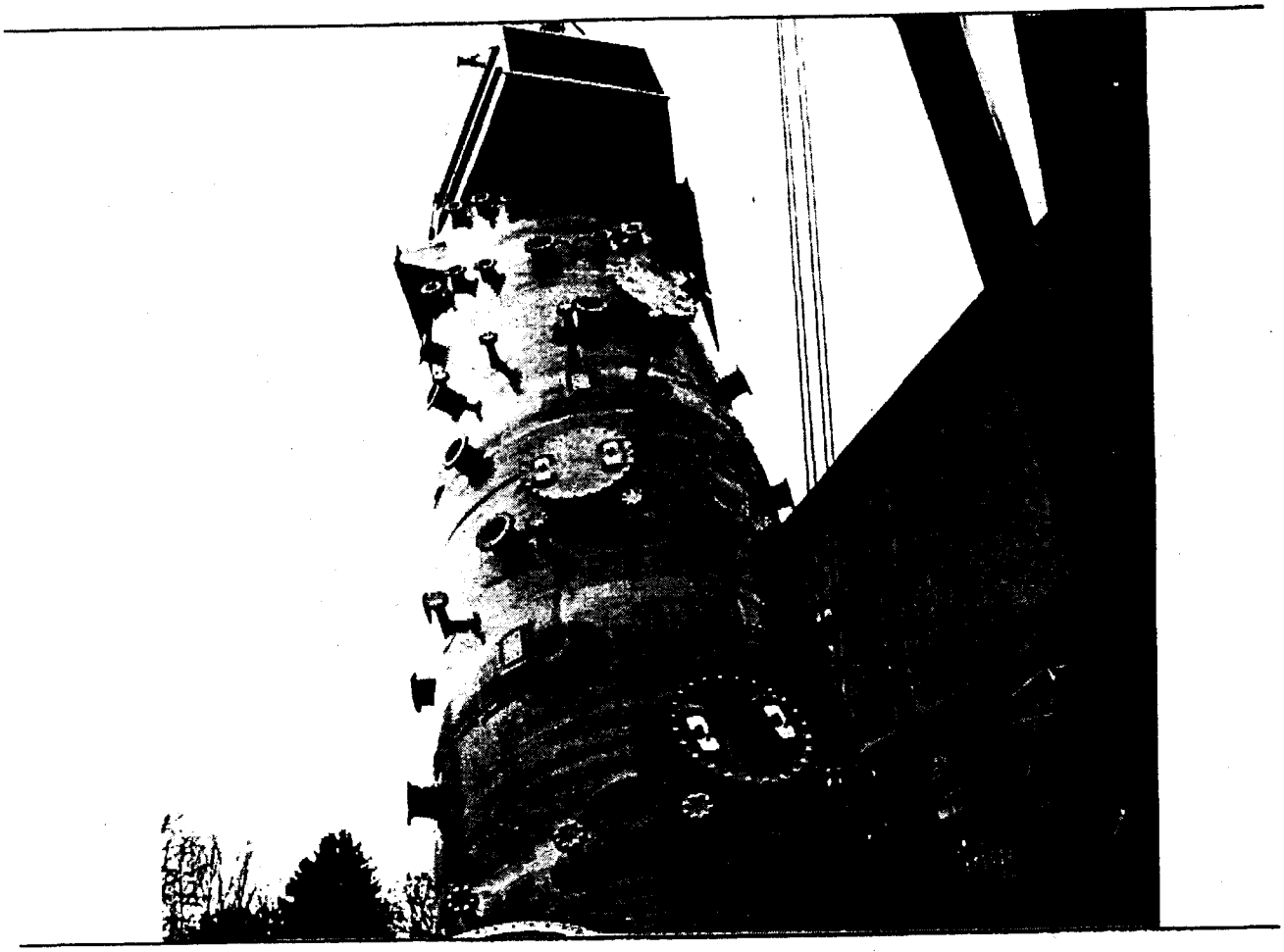
ML ENTSORGUNGS UND ENERGIEANLAGEN GMBH ML



# Rauchgasentschwefelung
# Waschturm mit Düsenstöcken

Bild 5

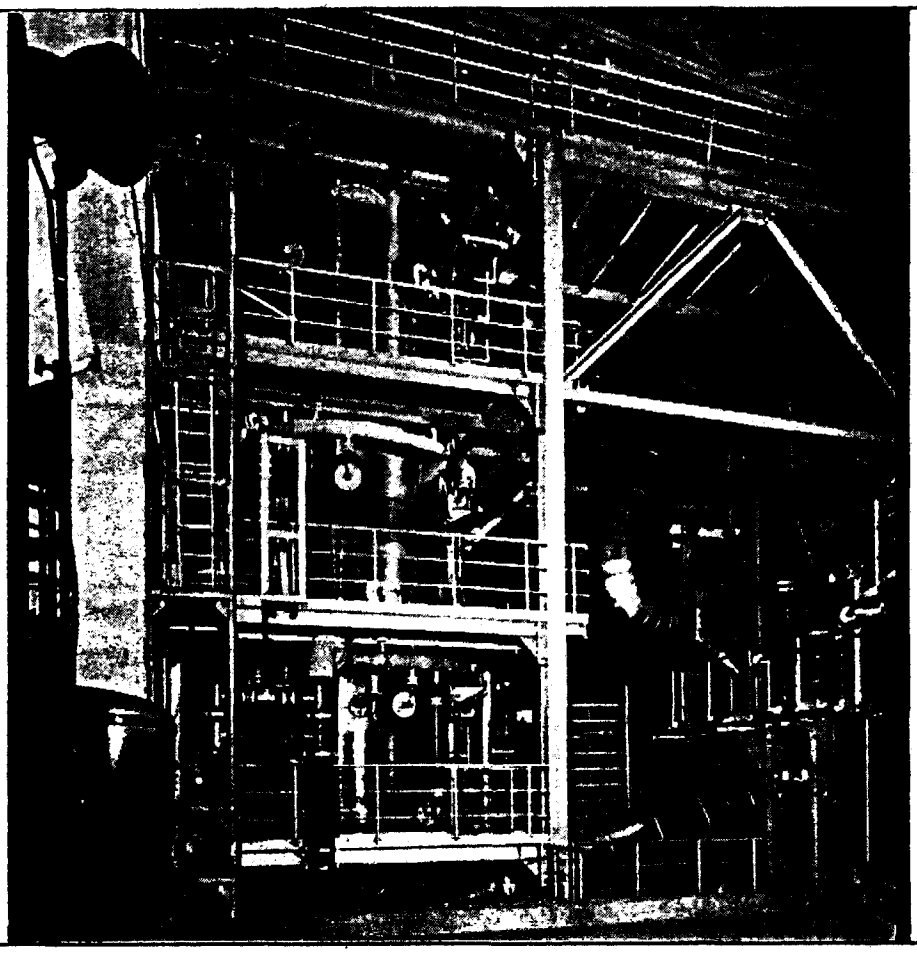
ML ENTSORGUNGS- UND ENERGIEANLAGEN GMBH ML



# Rauchgasentschwefelung
# Montage des Kunststoffwäschers

Bild 6

ML ENTSORGUNGS- UND ENERGIEANLAGEN GMBH ML



# Rauchgasentschwefelungsanlage mit Kunststoffwäscher

Bild 7

**Tropenabscheider**

Der Tropfenabscheidung hinter dem Wäscher wurde besondere Aufmerksamkeit gezollt, um eine hohe Reisezeit des Wärmetauschers (DAGAVO) sicherzustellen:

- Grobabscheider im Wäscherkopf integriert, mit schräger Anordnung der Lamellen, um eine ausreichend große aktive Abscheiderfläche zu realisieren

- zweistufiger, vertikaler Feinabscheider im separaten Gehäuse

- automatische Taktspülung beider Abscheider

Bild 8 Grobabscheider
Bild 9 Feinabscheider

Der Resttropfenanteil von < 40 mg/m$^3$ Reingas wird durch Zumischung eines Teilstroms auf dem Weg zum Dagavo verdampft, so daß sich eine Reinigungseinrichtung für den Dagavo erübrigte.

Für die Rauchgaswiederaufheizung sind Glasrohr- oder Teflonwärmetauscher alternative Techniken des regenerativen Wärmeaustausches, die jedoch über die Rauchgaskanalführung erhöhten Raumbedarf fordern. Der Gavo scheidet aufgrund seiner ungünstigen Proportionen aus.

Die optimale Vermischung von Rohgas und Reingas erfolgt bei der REA Feldmühle mit Delta-Flügeln, die einen geringen Druckverlust verursachen.

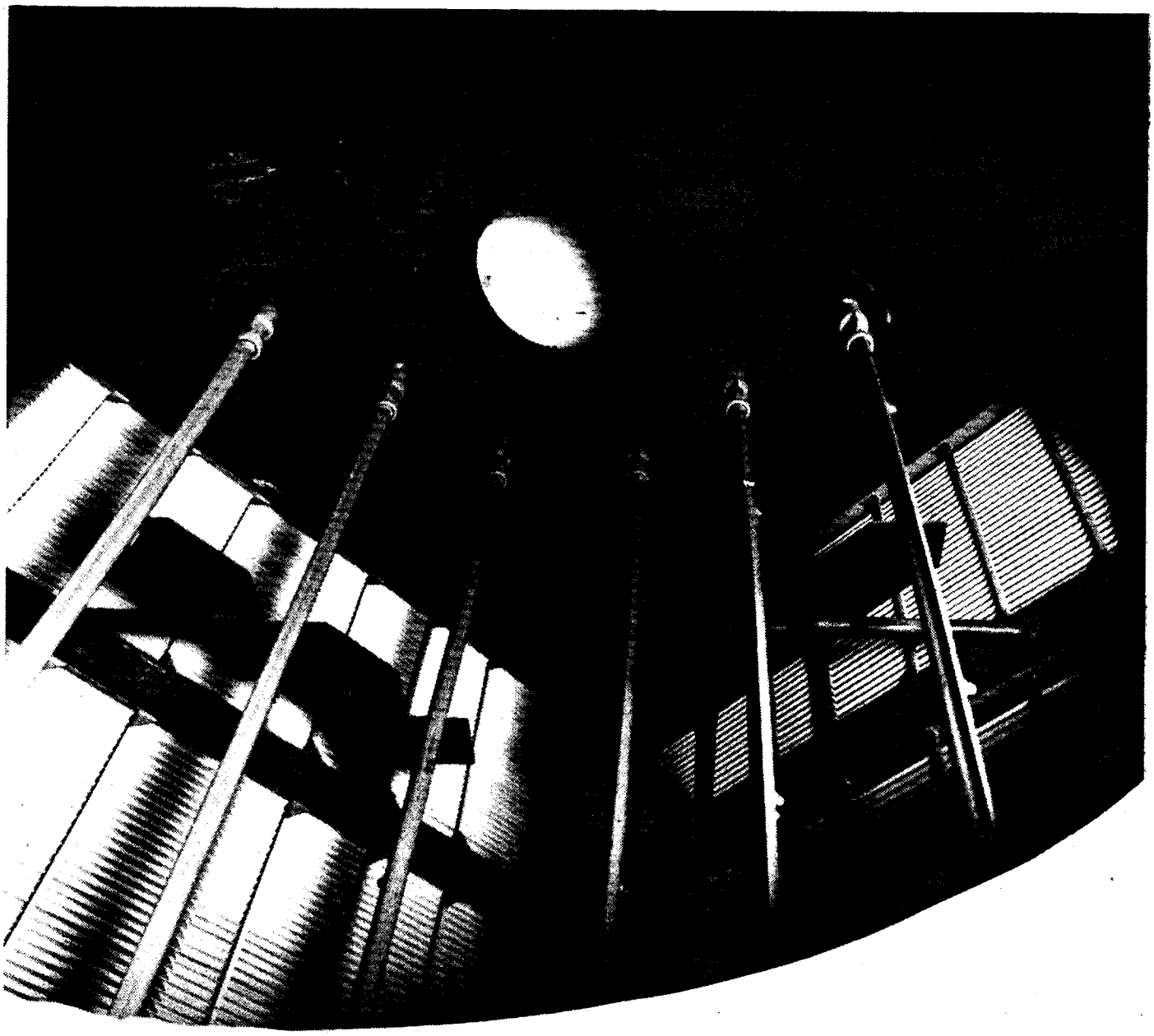


Bild 8
Grobabscheiderpakete im Wäscher

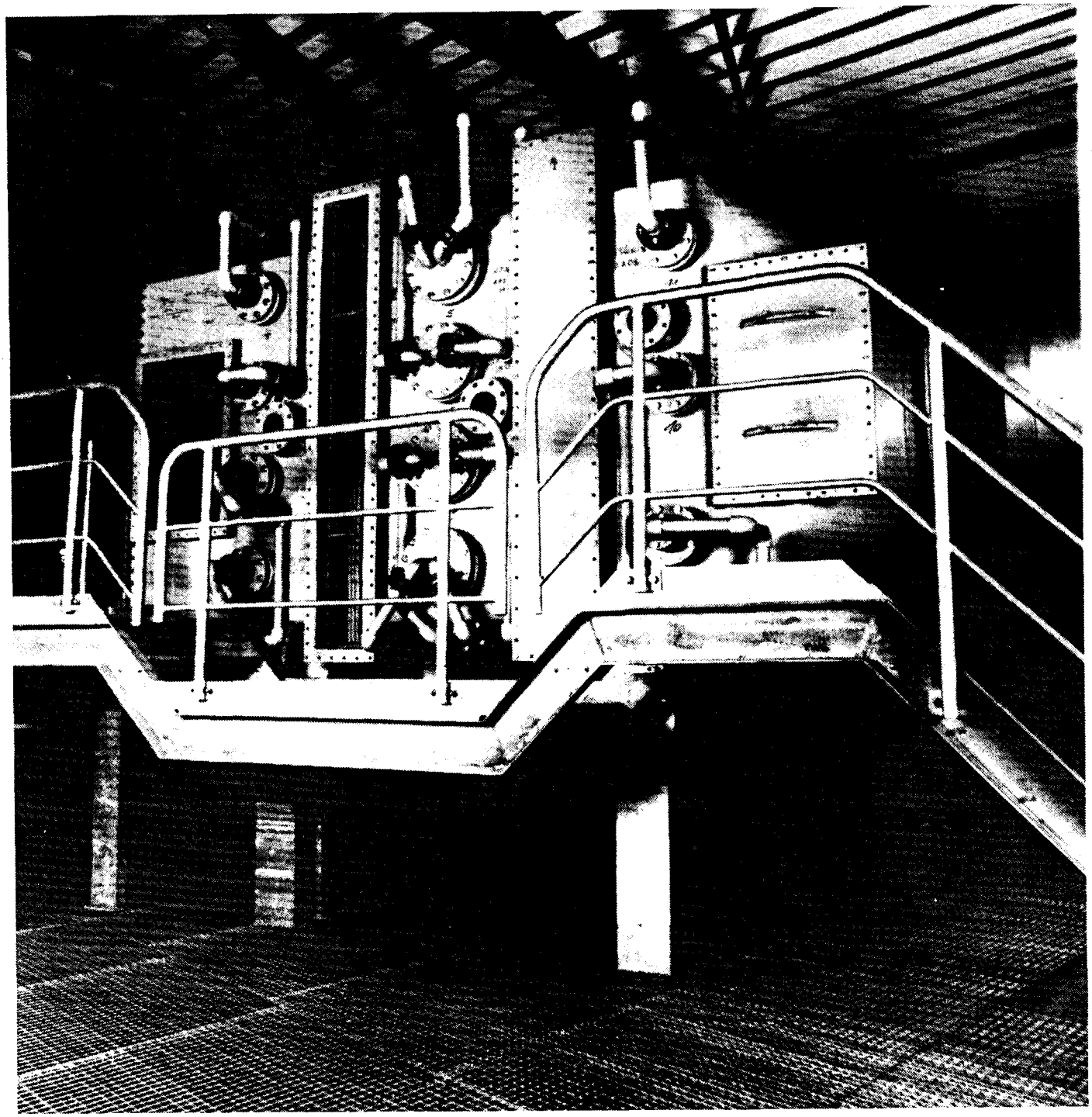


Bild 9

Zweistufiger Feinabscheider

**Rohrleitungen**

Die suspensionsführenden Rohrleitungen sind GFK-Schleuderrohre mit einer inneren Reinharzschicht als Chemieschutzschicht. Die spiegelglatte Oberfläche erlaubt Strömungsgeschwindigkeiten bis zu 2,5 m/s, ohne daß nennenswerter Verschleiß auftritt. Für Rohrleitungen mit geringerem Feststoffgehalt wurden Rohre aus PP verwendet.

Die Verarbeitung von GFK erlaubt sowohl die Vormontage anhand von Isometrien als auch die direkte Vor-Ort-Planung bzw. -Verarbeitung nach dem Baukastenprinzip. Die Montage von GFK-Rohren kann von Stahlrohrleitungsmonteuren nach kurzer Einarbeitung sicher beherrscht werden.

**Behälter**

Außer dem Wäscher ist auch der Restentleerungsbehälter, der im Revisionsfall den gesamten Wäscherinhalt aufnehmen kann, aus GFK gefertigt. Bei den kleineren Behältern kam hingegen PP als das zum damaligen Zeitpunkt preiswertere Material zum Einsatz.

**Armaturen**

Es fanden die bewährten Sandwich-Klappen der großen REAs Verwendung, mit Pneumatikantrieben bis DN 350 und E-Antrieben $\geq$ DN 400. Aufgrund des Chloridgehalts, der in der Anlage bis auf 30 g/l hochgefahren wird, ist das Material der Klappenscheiben Hastelloy C4. Stellenweise sind zwar Klappenscheiben aus preisgünstigeren Materialien beständig, jedoch sprechen erhöhte Ersatzteilhaltung und Verwechslungsgefahr gegen eine Differenzierung.

**Pumpen**

Auch die Wäscherpumpen entsprechen denen der großen REAs, jedoch wurde auf eine installierte Reservepumpe verzichtet. Die Auslegungsreserven erlauben einen Weiterbetrieb der Anlage mit nur einer Pumpe für die Zeit des Pumpenwechsels.

Der Werkstoff ist 1.4517, entsprechend dem von KSB entwickelten Werkstoff Noridur 9.4460. Alle anderen Pumpen sind aus RCH 1000, einem Hochdruckpolyethylen.

Bei den Kalksteinsuspensionspumpen hat sich dieses Material aufgrund der zu hohen Pumpendrehzahl von 1.500 U/min. nicht bewährt.

**Gipsentwässerung, Gipsentsorgung**

Die Entwässerung des Gipses, ausgehend von der auf 500 g/l eingedickten Suspension, erfolgt über ein Vakuumbandfilter auf eine Restfeuchte knapp unter 10 %. Es handelt sich hier um ein Taktfilter, das kapazitätsmäßig so ausgelegt ist, daß der Bandfilterbetrieb während der Tagesschicht stattfinden kann. Die Gipsentwässerung kann auch ganz vom ansonsten automatischen REA-Betrieb abgekoppelt werden.

Die Lagerung erfolgt in einem Silo mit Untenentleerung über 2 Austragsschnecken.

Der Gips wird in der Gipsindustrie weiterverarbeitet.

Wesentliche Voraussetzung für die Gipsentsorgung ist die Einhaltung der von der Gipsindustrie vorgegebenen Anforderungen.

| | | |
|---|---|---|
| Freie Feuchtigkeit | ≤ | 10 Gew. % |
| Reinheitsgrad | ≥ | 95 Gew. % |
| Magnesiumoxid wasserlöslich (MgO) | ≤ | 0,1 Gew. % |
| Natriumoxid ($Na_2O$) | ≤ | 0,06 Gew. % |
| Chlorid $(Cl)^-$ | ≤ | 0,01 Gew. % |
| Schwefeldioxid (aus Calciumsulfit) ($SO_2$) | ≤ | 0,25 Gew. % |
| pH-Wert | | 5 bis 9 |
| Farbe (Weißgehalt > 80 %) | | Weiß |
| Geruch | | neutral |
| toxische Bestandteile | | keine |

Bild 10: Anforderung der Gipsindustrie an die REA-Gips-Qualität

Staubgehalt der Rauchgase vor der REA 21,7 mg/m^3 i.N.tr. bei 5 Vol-% O2
Staubgehalt der Rauchgase nach der REA 6,2 mg/m^3 i.N.tr. bei 5 Vol-% O2

| Kalkstein | | | Gips | | |
|---|---|---|---|---|---|
| CaCO3-Reinheit | Gew.-% | 96,1 | CaSO4*2H2O | Gew.-% | 97 |
| | | | CaCO3 | Gew.-% | 0,1 |
| MgO | Gew.-% | 1,57 | MgO | Gew.-% | <0,1 |
| SiO2 | Gew.-% | 0,74 | SiO2 | Gew.-% | |
| Al2O3 | Gew.-% | 0,25 | Al2O3 | Gew.-% | |
| Fe2O3 | Gew.-% | 0,16 | Fe2O3 | Gew.-% | 0,13 |
| Mn2O3 | Gew.-% | 0,07 | Mn2O3 | Gew.-% | |
| SO3 | Gew.-% | 0,04 | SO3 | Gew.-% | <0,1 |
| K2O | Gew.-% | 0,05 | K2O | Gew.-% | |
| Cl | Gew.-% | 0,2 | Cl | Gew.-% | < 0,1 |
| | | | pH-Wert | | 7,6 |
| Weißegrad | | | Weißegrad | | |
| X(gelb) | | 71-74 | X(gelb) | | 67-69 |
| Y(grün) | | 69-72 | Y(grün) | | 62-64 |
| Z(blau) | | 62-65 | Z(blau) | | 47-52 |

Bild 11: Analysendaten Kalkstein, Gips

Die Feuchte wird mit Bandfiltern knapp unterschritten. Mit Zentrifugen werden je nach Korngröße 5 - 7 % erreicht. Die Reinheit, vor allem im Hinblick auf den Chloridgehalt, erfordert eine Gipswäsche mit Prozeßwasser oder Trinkwasser, was wesentlich zur Abwassermenge beiträgt. Der Weißegrad von 80 %, wie er von der Gipsindustrie gefordert wird, ist Utopie. Er wird bestenfalls mit Kreide als Additiv erreicht. Gips kann nicht weißer werden als der eingesetzte Kalkstein.

Es empfiehlt sich daher für den Betreiber, Kalksteinversorgung und Gipsentsorgung in eine Hand zu geben. Auch Gips mit geringerem Weißegrad als 80 % wird von der Gipsindustrie abgenommen. Bei Weißegraden, die für die Gipsindustrie nicht hinreichend sind, findet der Gips in der Zementindustrie Verwendung als Zuschlagsstoff.

**Abwasser**

Die Abwässer der REA Feldmühle, etwa 350 l/h, mit Schwermetall-, Sulfat- und Chloridfracht, werden in der Abwasseraufbereitung der Papierfabrik mit behandelt.

Andernfalls wäre zum Beispiel eine zusätzliche zweistufige Fällung von Schwermetallen und Sulfaten der REA nachgeschaltet worden.

**Optimierungsmöglichkeiten**

Die nasse Rauchgasentschwefelung steht trotz der besseren Abscheidegrade und der geringeren Entsorgungsproblematik in Konkurrenz zum Halbtrockenverfahren.

Die nasse REA ist etwa 3- bis 4mal so teuer wie das Halbtrockenverfahren.

Der Engineeringaufwand der kleinen Naß-REAs entspricht annähernd dem für Groß-REAs. Beim Scale-down der Anlage bleibt der Engineeringaufwand auf der Strecke. Daher muß zunächst der Lieferumfang verringert werden, ohne die Zuverlässigkeit der Anlage zu beeinflussen. Ansatzpunkte sind z. B. Redundanzen, die aufgegeben werden könnten:

1. Kalksteinmehlsilo nur mit einer Austrags- und Dosiereinrichtung vorsehen

2. Verzicht auf die voll installierte Reservepumpe

3. Lagerung und Transport des Gipses in Containern

Weiterhin kann bei Einsatz einer Zentrifuge zur Gipsentwässerung, die zwar teurer ist als das Bandfilter, der apparative Gesamtaufwand für die Anlage verringert werden.

## *Diskussion – Dipl.–Ing. Helmut Braß (ML Entsorgungs– und Energieanlagen)*

**Frage**: Sie haben erwähnt, daß Behälter aus Glasfaser oder Kunststoff für höhere Anwendungstemperaturen in der Entwicklung sind. Frage: Für welche Standzeiten sind die dann letztendlich geeignet, bzw. untersucht? Frage 2: Sie haben sehr viele Kunststoffteile in Anwendung. Haben Sie sich eigentlich über die Entsorgung einer derartigen Anlage nach ihrem Lebenszyklus schon Gedanken gemacht? Denn dieses Problem kommt auf Sie zu, wenn die Entwicklung dorthin geht, daß der Anlagenerrichter letztlich auch für die Beseitigung dieser Anlage verantwortlich ist.

**Dipl.–Ing. Braß**: Zum ersten Punkt. Langzeiterfahrungen liegen nicht vor im Bezug auf GFK–Behälter, was die Beständigkeit betrifft. Zu erwarten ist aber, daß die Beständigkeit mindestens so hoch ist wie von Beschichtungen und Gummierungen. Die leidvollen Erfahrungen mit deren Lebensdauer kennen Sie. Was die Entsorgung betrifft, bin ich der Meinung, daß es immer noch leichter ist, einen Kunststoff zu entsorgen als eine Gummierung, wie sie alternativ verwendet wird.

**Frage**: Das Problem ist jetzt nur, wenn Sie den Behälter aufstellen, der nur eine begrenzte Lebensdauer hat und Sie stellen bei einer Werksprüfung fest, der Behälter hält beispielsweise noch ein Jahr. Sind Sie in der Lage in diesem Jahr einen Ersatzbehälter zu beschaffen, ohne daß der Betrieb nennenswert eingeschränkt wird? Wobei man für Österreich sagen muß, es stünde beispielsweise die Zeit von Anfang Mai bis Ende August zur Verfügung. Ist das möglich, oder nicht?

**Dipl.–Ing. Braß**: Bei Behältern, wenn sie aus Polypropylen bestehen, sehe ich überhaupt keine Begrenzung der Lebensdauer, nichts ist so beständig wie Kunststoff. Das einzige, was bei GFK–Behälter passieren kann, ist, daß durch Abrasion die Wand im langfristigen Betrieb dünner wird. Die Spuren von Abrieb werden im Gips ausgetragen. Der Behälter kann direkt vorort durch eine neue Laminatschicht saniert werden.

**Frage**: Sprödbruch tritt nicht auf?

**Dipl.–Ing. Braß**: Normalerweise nicht. Falls doch, so kann bei Polypropylen geschweißt oder überklebt werden, bei GFK erfolgt die vorgenannte Überlaminierung. Dies sind Arbeiten, die vorort ausgeführt werden.

FHW
BRENNTECHNIK GmbH

# Vortrag zum Expertenhearing am 18. und 19.11.1992
# Schloß Laxenburg, Konferenzzentrum

**Veranstalter:**

**Umweltbundesamt A-1090 Wien**
**Akademie für Umwelt und Energie**

**Thema:**

**"Entwicklung und fortschrittlicher Stand der Technik zur Emissionsminderung von Stickoxiden aus Feuerungsanlagen im Leistungsbereich von 3 - 50 MW"**

**Referent:**

**Dipl.-Ing. (FH) Emil Andorfer**

FHW-Brenntechnik GmbH
Energie- und Umwelttechnik
Landshuter Str. 5
D-8267 Neumarkt-St. Veit
Tel. 08639/5028
Fax 08639/60850

FHW
BRENNTECHNIK GmbH

## Das Problem

Die vielfältigen Anforderungen zur Erhaltung einer gesunden und lebenswerten Umwelt verlangen wirkungsvolle Konzepte. Eigene Interessen und gesetzliche Auflagen halten den Betreiber einer emissionsverursachenden Anlage dazu an, effiziente Minderungsmaßnahmen durchzuführen.

Die Firma FHW-Brenntechnik GmbH beschäftigt sich seit mehr als 12 Jahren auf dem Gebiet der Feuerungs- und Umwelttechnik. Die Anfänge bei der Feuerungstechnik lagen in der Entwicklung von Kohlestaubfeuerungen für keramische Brennöfen (Tunnelöfen) in der Ziegelindustrie.

Anfragen aus unserem damaligen Kundenkreis veranlaßten uns dann auch nach praxisnahmen Lösungen im Bereich der Emissionsminderung zu suchen. Die Praxisnähe und Gebrauchsfähigkeit waren aus dem Grund stets vorrangig, da im hier anzutreffenden Leistungsbereich nicht mit speziell dafür ausgebildetem Bedienungspersonal zu rechnen ist, wie das aber in der Kraftwerkstechnik regelmäßig vorhanden ist. Vielmehr muß eine derartige Anlage mit vorhandenem Personal betrieben werden können.

Eine weitere Problematik im Bereich dieser relativ kleinen Anlagen zur thermischen Energieerzeugung im Leistungsbereich zwischen 3 und 50 $MW_{th}$ ist die Tatsache, daß meist inkonstante und stark schwankende Betriebsbedingungen gegeben sind. Diese Anlagen, teils Dampferzeuger, teils Heißwasseranlagen, sind vornehmlich in Industriebetrieben aber auch sehr zahlreich bei der deutschen Bundeswehr zu finden.

Bei einem vorhergehenden Vortrag wurde angesprochen, daß mittlerweile in der BRD ca. 45 - 50 Anlagen in diesem Leistungsbereich mit Rauchgasreinigungsanlagen aus- bzw. nachgerüstet worden sind. Die Firma FHW-Brenntechnik GmbH ist daran mit mehr als 15 gelieferten Anlagen beteiligt.

Insbesondere die Typenheizhäuser der Bundeswehr sind beispielhaft für die geschilderte Betriebsweise anzuführen. Zum einen bestehen jahreszeitlich bedingte Schwankungen an die Lastanforderung, dazu kommen natürlich die tageszeitlich bedingten Anforderungen an die Wärmeabgabe. Der Leistungsbereich hierfür liegt gewöhnlich zwischen 20 - 110 % innerhalb relativ kurzen Zeitspannen. Diesen weiten Bereich muß natürlich ein nachgeschaltetes Rauchgasreinigungssystem ohne Beeinträchtigung des Kesselbetriebes mitmachen können.

FHW BRENNTECHNIK GmbH

Die Grundlagen

Das Grundprinzip der trockenen Entschwefelungstechnik sei hier anhand eines Prinzipschemas nochmals dargestellt. Es besitzt Gültigkeit sowohl für Strömungsreaktoren als auch für statische Schüttbettverfahren:

(Bild 1)

Die ankommenden Rauchgase, entweder aus einer Kesselanlage oder einem anderen Verbrennungsprozeß, werden zur Kühlung und zur Schaffung besserer Reaktionsbedingungen durch Wassereindüsung konditioniert und treten in einen Reaktor ein. Dort reagieren die Schadgasanteile mit einem Additiv, entweder mit Kalkhydrat oder auch mit anderen basischen Sorbentien, zu einem Reaktionsprodukt. Dieses Reaktionsprodukt wird in einer nachgeschalteten Einheit, in den meisten Fällen über ein Gewebefilter, ausgeschleust. Dabei kann es zur besseren Ausnutzung des Absorptionsstoffes förderlich sein, einen Teil des Reaktionsproduktes zu rezirkulieren.

Zum besseren Verständnis zu dem von uns angewandten statischen Verfahren sehen Sie im nächsten Schema als Gegensatz dazu das Prinzip eines Strömungsreaktors:

(Bild 2)

Es gibt dafür bestimmt fünf oder sechs namhafte Hersteller, welche dieses System in jeweils leicht abweichenden Varianten anbieten. Hier erkennen Sie nochmals die Rohgasstrecke vom Kessel, die Eindosierstelle für Kalkhydrat in einer Reaktionsstrecke und einen nachgeschalteten Gewebefilterabscheider. Nicht dargestellt ist hier die Rezirkulation des Reaktionsproduktes.

Die Reaktionsstrecke selbst ist als Rohrleitung ausgeführt, welche in einigen Fällen Einbauten oder Schikanen zur besseren Additivverteilung aufweisen kann. Zur Leistungserhöhung derartiger Systeme wird vor dem Reaktor das Rohgas mit Wasser konditioniert Und hier fangen bereits die Hauptprobleme dieser Verfahren an:

(Bild 3)

Ein Rohrsystem bestehend aus Konditionierungs- und Reaktionsstrecke ist prinzipiell immer nur für ein bestimmtes enges Leistungsfeld (z.B. 80 - 100 %) mit einem Optimum der Durchströmungsgeschwindigkeit auslegbar. Wenn aber das tatsächliche Leistungsspektrum der vorgeschalteten Anlage zwischen 20 % und 110 % liegt, wie dies bei den allermeisten kleineren Heiz- und Heizkrafwerken der Fall ist, treten regelmäßig Probleme bei der Konditionierung und der optimalen Additivzugabe auf. Die Schwierigkeiten liegen im wesentlichen darin, daß Feuchtigkeit aus der Konditionierung sich an den Rohrwandungen niederschlägt und im sauren Milieu der Rohgase zu erheblichen Korrosionen und Anbackungen führt.

Verbesserungen könnten zu erwarten sein, wenn mehrere Einzelreaktoren zu Kaskaden zusammengeschaltet und je nach Leistungsanforderung zu- oder abgeschaltet würden. Unseres Wissens ist eine solche Konstellation aber aus Kostengründen bisher nicht realisiert worden.

Ein weiteres Kennzeichen all dieser Systeme auf Basis von Trockensorption in Strömungsreaktoren ist die eher ungünstig zu bezeichnende Stöchiometrie der Additivzugabe (Ca/S-Verhältnis, S-Faktor, d.h. erforderlicher Additivüberschuß gegenüber der theoretisch errechenbaren chemischen Reaktionsmengen). Herstellerangaben reichen hierbei von Ca/S = 1,5 bis in Bereiche, wo eine echte Wirtschaftlichkeit nicht mehr gegeben ist. Tatsache ist jedoch, daß Abscheidegrade in Richtung 70 - 80 % der eingebrachten $SO_2$-Menge Stöchiometriefaktoren von Ca/S > 2 verlangen. Das bedeutet, daß die mindestens die doppelte Menge an Additiv aufzuwenden ist, um eine äquivalente Schadstoffmenge zu binden. Entsprechend wirkt sich dieser Aufwand natürlich auf die Endproduktmenge aus.

## Unser Konzept

**Die FHW-Rauchgasreinigungsanlage zur Schadgassorption und Staubabscheidung hinter Anlagen zur Energieerzeugung, keramischen Brennöfen und Anlagen zur thermischen Rückstandsentsorgung.**

Die FHW-Rauchgasreinigungsanlage ist ein **trockenes** Absorptionsverfahren auf Basis von Kalkhydrat und arbeitet nach dem Prinzip der Tiefbettfiltration. Die Abscheidung der Feststoffe und der gasförmigen Schadstoffe des Rohgases erfolgt während der Durchströmung einer horizontalen, statischen Schüttschicht aus Filtergranulat, im sogenannten Plantiefbettreaktor (PTBR). Die Anlage besteht aus mehreren aneinanderreihbaren standartisierten Modulen mit den Abmessungen 2,50 mx 2,90 m x 1 m. Die Höhe der darin befindlichen Schüttschicht liegt bei ca. 500 mm. Entsprechend der durchzusetzenden Rauchgasmenge können pro Reaktor bis zu 12 Elemente aneinandergereiht werden. Bei größeren erforderlichen Leistungen ist die Anordnung mehrerer Einzelreaktoren neben- oder übereinander jederzeit möglich.

Die Wirkung der Abscheidung kann folgendermaßen beschrieben werden:

(Bild 4)

Rauchgase aus einer Kesselanlage oder aus einem Tunnelofen etc. kühlen in einem vorgeschalteten Wärmetauscher auf eine Temperatur von ca. 100 °C ab und erreichen anschließend den Rohgasraum des Plantiefbettreaktors. Dort durchströmen sie von unten nach oben im Gegenstrom die Schüttschicht aus Filtergranulat. Anschließend sorgt ein darüberliegendes oder nachgeschaltetes Gewebefilter für die Einhaltung des vorgeschriebenen Reststaubgehaltes.

Das gesättigte und schadstoffbeladene Filtergranulat wird an der Unterseite, wo es in größerem Umfang verunreinigt ist, im Gegenstrom gleichmäßig ausgetragen und in der nachgeschalteten Schäl- und Sichtmaschine mechanisch abgerieben. Das Regenerat, sowie zu ergänzendes frisches Granulat gelangt nach der Neubeschichtung gleichmäßig verteilt wieder an die Oberseite der Schüttschicht.

In der untersten Schicht des PTBR wird das Filtergranulat aufgrund der hohen Schadstoffkonzentration optimal beladen, während in den oberen Schichten das Rauchgas durch frisches Granulat optimal gereinigt wird.

Als Reaktionsmittel wird ein mit Kalziumhydroxid ($Ca(OH)_2$) beschichtetes inertes Filtergranulat verwendet. Dieses kann je nach geforderter Abscheideart und -leistung aus verschiedenen Grundstoffen bestehen. Für weitergehende Abscheidezwecke, z.B. zur Eliminierung von organischen und toxischen Abgasinhaltsstoffen (17. BImSchV) ist auch ein freiwählbarer Anteil an hochreaktivem Aktivkoks bzw. Herdofenkoks einsetzbar.

Durch die Oberflächenbeschichtung des Filtergranulates entsteht eine ausgebreitete und stets definiert angeströmte Reaktionsoberfläche von insgesamt mehreren tausend Quadratmetern.

Erreichbare Abscheidegrade :

| | |
|---|---|
| Staub | > 99 % |
| Fluorwasserstoff (HF) | 90 - 99 % |
| Chlorwasserstoff (HCl) | 90 - 99 % |
| Schwefeltrioxid ($SO_3$) | 90 - 98 % |
| Schwefeldioxid ($SO_2$) | > 90 % |

Durch die Kalziumhydroxid-Beschichtung mit handelsüblichem Weißkalkhydrat ( 90 % $(Ca(OH)_2$) mit ihren vielen Makro- und Mikroporen der einzelnen Partikel werden die Schadgase adsorbiert, diffundieren in tiefere Schichten der Oberfläche und reagieren zu einem physikalisch und chemisch stabilen Endpodukt.

Der in den meisten Abgasen mit vorhandene Sauerstoff ($O_2$) aus einer überstöchiometrischen Verbrennung bewirkt die Oxidation des zunächst entstehenden Kalziumsulfits ($CaSO_3$) zum stabileren Kalziumsulfat ($CaSO_4$). Eine sonst übliche Oxidationsstufe zur Erziehlung eines verwertbaren Endproduktes kann daher entfallen.

Die Durchlauf- und Verweilzeit des Filtermaterials beträgt bei einer kontinuierlichen stündlichen Abtragung des Filterbettes von 2 - 3 cm etwa 17 - 25 Stunden und trägt somit zu einer hohen Sättigung des Absorptionsmittels (Ca/S-Molverhältnis < 1,2) sowie zu einer maximalen Umsetzung von Kalziumsulfit zu Kalziumsulfat bei. Nach vorliegenden Analysenwerten beträgt der Sulfitgehalt ($CaSO_3$) lediglich 0,2 bis 1 %, was sich günstig auf eine evtl. Deponierung oder Wiederverwertung auswirkt.

FHW BRENNTECHNIK GmbH

Folgende Reaktionen laufen dabei ab:
(vereinfacht)

$Ca(OH)_2 + SO_2 \longrightarrow CaSO_3 \times H_2O$ (Sulfit)

$CaSO_3 + \frac{1}{2} O_2 + H_2O \longrightarrow CaSO_4 \times 2 H_2O$ (Sulfat)

$Ca(OH)_2 + 2 HCl \longrightarrow CaCl_2 + 2 H_2O$

$Ca(OH)_2 + 2 HF \longrightarrow CaF_2 + 2 H_2O$

Besondere Anlagenmerkmale:

- keine Korrosionsgefahr durch stetiges Überangebot von basischem Absorbens, insbesondere im Rohgasraum, d. h. Einsatz von Normalstahl ohne Beschichtung, Gummierung oder Plattierung. Besondere Maßnahmen zur Konservierung sind auch bei längerem Anlagenstillstand (z.B. heizfreie Zeit) nicht erforderlich.

- Niedrige Betriebskosten durch geringe Antriebsleistung bei Förder- und Reaktivierungseinheiten.

- Einsatz von preisgünstigem Gewebefiltermaterial (Dralon T). Durch vorgeschalteten PTBR optimaler Schutz des Gewebefilters vor Funkenflug, Filterbrand und chemischem Angriff ($SO_3$, HF).

- Verwendung von preisgünstigem und allerorts verfügbarem Normal-Kalkhydrat nach DIN 1060/19611 (Oberfläche 17 - 25 $m^2/g$). Mit dem nachgewiesen Stöchiometriefaktor von Ca/S < 1,2 verhalten sich sowohl die Einsatz- als auch die Entsorgungsmengen ähnlich denen eines Kalkwaschverfahrens.

- Reaktorumgehung bei Wartung oder Reparatur der Peripherieeinheiten nicht nötig. Durch die Langzeitpufferwirkung des PTBR werden Grenzwerte erst nach mehrstündiger Abschaltung der Regenerierung überschritten.

(Bild 5 + 6)

Bei der Gegenüberstellung der gemessenen Reingaswerte für $SO_2$ zwischen Normalbetrieb und nachdem die kontinuierliche Abreinigung abgestellt wurde, ist erkennbar, daß der Vorgabegrenzwert von 400 $mg/m^3$ (Anlage bei der deutschen Bundeswehr) erst nach 3 Stunden überschritten worden ist.

- Vollautomatisches An- und Abfahren der Gesamtanlage. Leistungsspektrum von 0 - 100 % in allen Laststufen problemlos beherrschbar.

- aktive Wärmenutzung durch Abkühlung der Rauchgase in einem vorgeschalteten oder integrierten Abgaswärmetauscher. Eine anschließende Wiederaufheizung ist nicht erforderlich. Die zurückgewonnene Abwärme kann je nach Anwendungsfall für Trockenzwecke, zur Vorwärmung von Brauchwasser oder zur Rücklaufanhebung verwendet werden.

Eine Anmerkung zur Wärmenutzung: Es wird immer nur von den Grenzwerten in Hinsicht auf die Emissionen diskutiert. Seltener hört man bisher jedoch, daß das Bundesimmissionsschutzgesetz auch (BImSchG § 5, Abs. 3 und 4) ein Wärmenutzungsgebot enthält.

Zu diesem bisherigen Gebot liegt seit kurzem ein Referentenwurf für eine Wärmenutzungsverordnung vor. Betreiber von Energieerzeugungsanlagen haben in Zukunft die Aufgabe, Abwärme bestmöglich zu nutzen, sofern dies zumutbar erscheint. Unter Zumutbarkeit versteht die Genehmigungsbehörde jedoch nicht den Kostenaufwand und dessen Kapitalisierung in weniger als drei oder vier Jahren, wie es in der Industrie für Investitionen normal ist. Es ist vielmehr von der Gesamtlebensdauer der Anlage auszugehen, und die liegt im Bereich von 12 oder vielleicht 15 Jahren.

## Entsorgung des Reaktionsproduktes

Die anfallenden trockenen Rückstände sind auf Grund ihrer chemischen und physikalischen Eigenschaften für eine Wiederverwertung durchaus geeignet. Durch die lange Verweilzeit im Reaktor von ca. 20 - 24 h unter Vorhandensein von Restsauerstoff in den Rauchgasen erreicht man eine optimale Sättigung und zudem einen Oxidationseffekt.

Die Oxidation von Kalziumsulfit ($CaSO_3$) zu Kaziumsulfat ($CaSO_4$) geschieht in Großkraftwerken in einer der REA nachgeschalteten Oxidationsstufe. Die Investitionen sind hierfür jedoch beinahe in Höhe der Kosten für die eigentlichen REA. Das System des FHW-Plantiefbettreaktors enthält diese Oxidationsstufe sozusagen schon kostenlos.

Die Verwendung des Reaktionsproduktes als Sekundärrohstoff z.B. als Zuschlagstoff für die Verfestigung von Sonderabfallschlämmen, Versatzmaterial für untertägige Grubenräume, Zuschlagstoff in der Zementindustrie ist gesichert. Auf Wunsch kann dem Kunden ein Entsorgungsvertrag angeboten werden.

# Grundfließbild Trockensorption

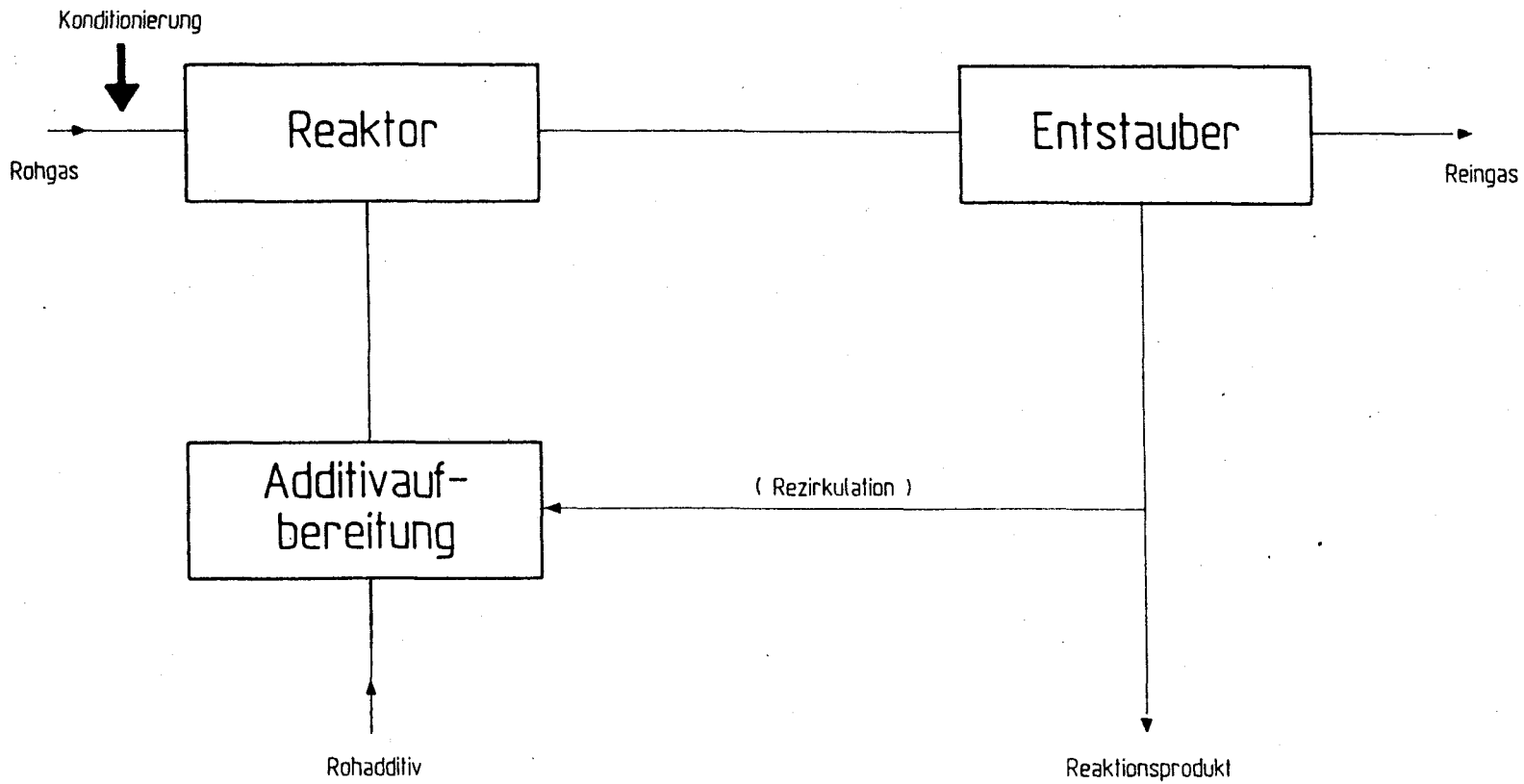
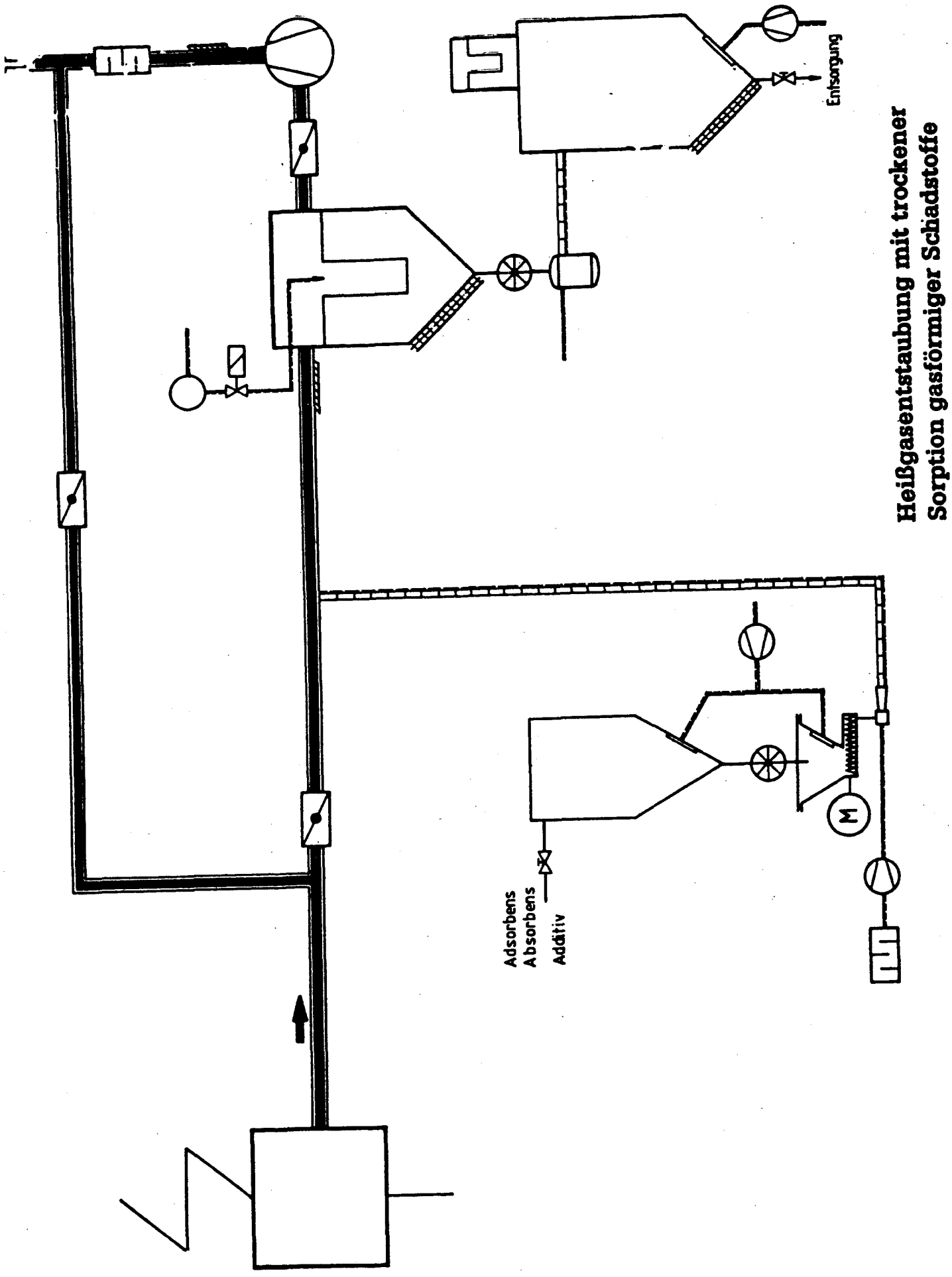


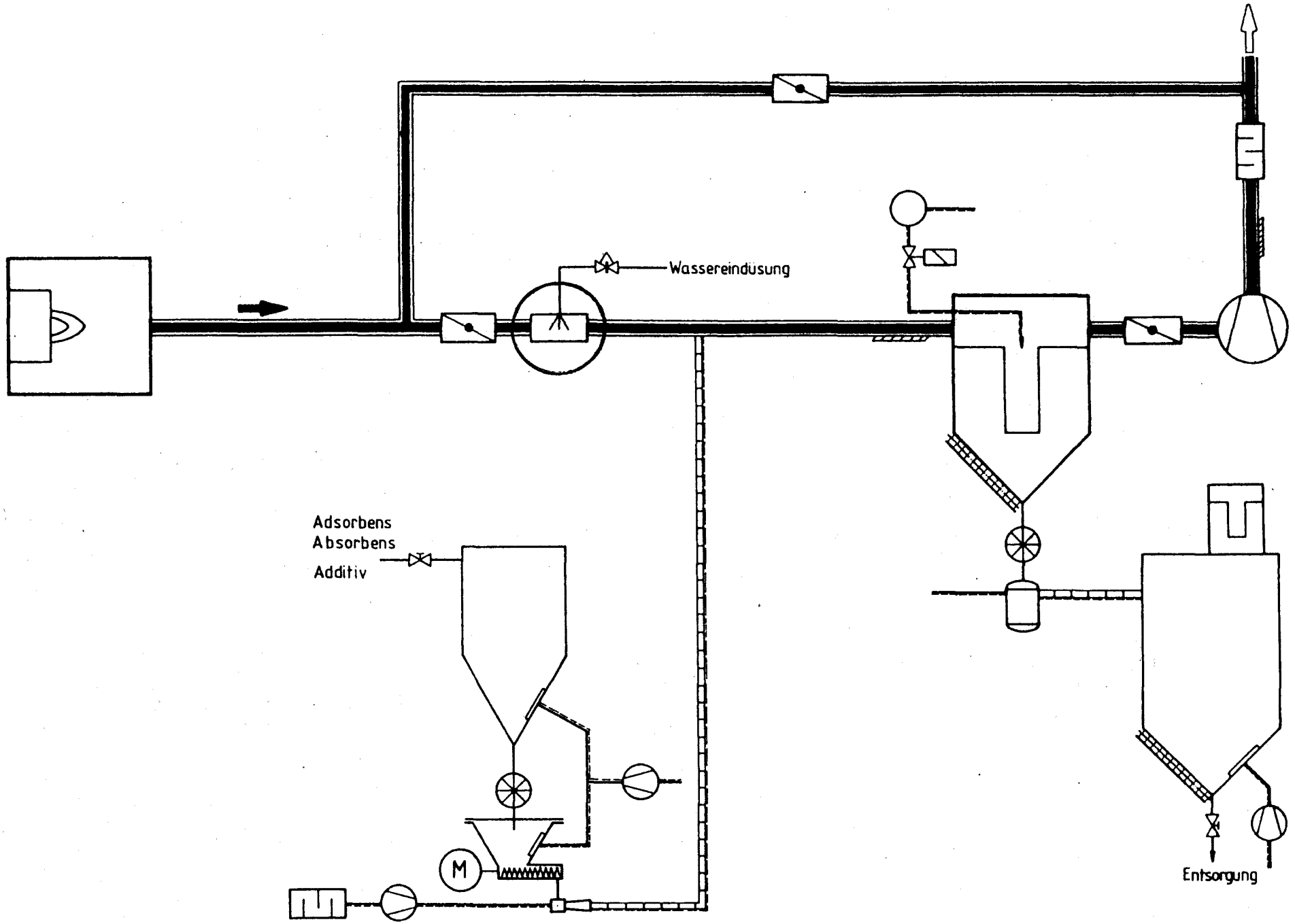

Bild 1

FHW
BRENNTECHNIK GmbH
Energietechnik
Umwelttechnik
Fördertechnik



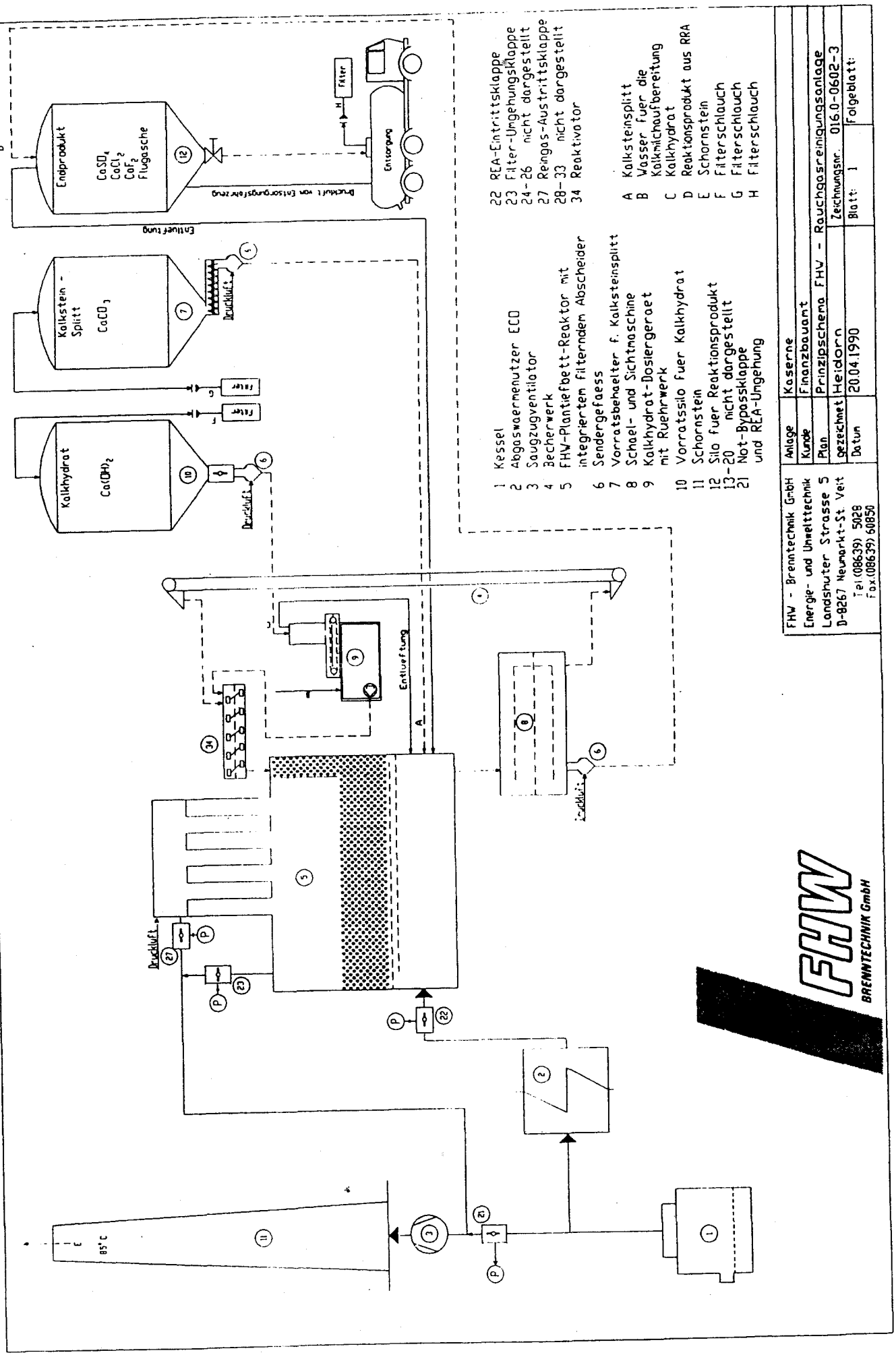

**Heißgasentstaubung mit trockener Sorption gasförmiger Schadstoffe**

Bild 2

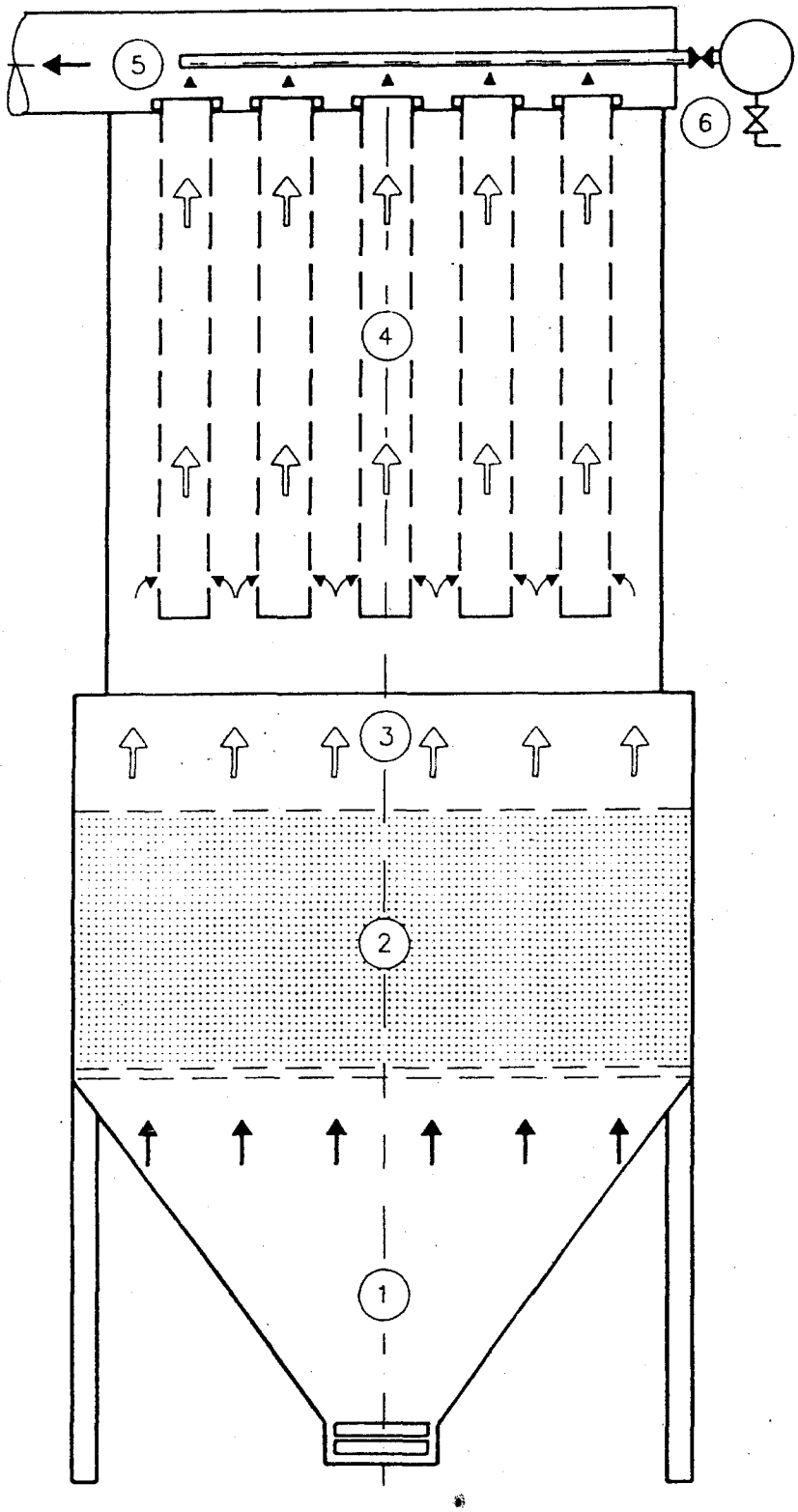



**Trockene Gassorption mit Konditionierung und Additivzugabe**

Bild 4 a


Endprodukt
$CaSO_4$
$CaCl_2$
$CaF_2$
Flugasche
Kalkstein - Splitt
$CaCO_3$
Kalkhydrat
$Ca(OH)_2$
Druckluft
Filter
Entsorgung
Entluefterung
1 Kessel
2 Abgaswaermenutzer ECO
3 Saugzugventilator
4 Becherwerk
5 FHW-Plantiefbett-Reaktor mit integrierten filternden Abscheider
6 Sendergefaess
7 Vorratsbehaelter f. Kalksteinsplitt
8 Schnael- und Sichtmaschine
9 Kalkhydrat-Dosiergeraet mit Ruehrwerk
10 Vorratssilo fuer Kalkhydrat
11 Schornstein
12 Silo fuer Reaktionsprodukt
13-20 nicht dargestellt
21 Not-Bypassklappe und REA-Umgehung
22 REA-Eintrittsklappe
23 Filter-Umgehungsklappe
24-26 nicht dargestellt
27 Reingas-Austrittsklappe
28-33 nicht dargestellt
34 Reaktivator
A Kalksteinsplitt
B Wasser fuer die Kalkmilchaufbereitung
C Kalkhydrat
D Reaktonsprodukt aus RRA
E Schornstein
F Filterschlauch
G Filterschlauch
H Filterschlauch
FHW - Brenntechnik GmbH
Energie- und Umwelttechnik
Landshuter Strasse 5
D-8267 Neumarkt-St. Veit
Tel.(08639) 5028
Fax.(08639) 60850
Anlage Kaserne
Kunde Finanzbauamt
Plan Prinzipschema FHV - Rauchgasreinigungsanlage
gezeichnet Heidorn
Datum 20.04.1990
Zeichnungsnr. 016.0-0602-3
Blatt: 1 Folgeblatt:
FHV
BRENNTECHNIK GmbH

Schnitt durch FHW-Planfilterbettreaktor




1. Rohgasraum
2. Filterbett
3. Reingas nach der Entschwefelung
4. Gewebefilter
5. Reingas nach der Entstaubung
6. Druckluftabreinigung

Bild 4 b

FHW
BRENNTECHNIK GmbH

# Rauchgasentschwefelung

## mit Plantiefbettfilter (Versuch 2 Kessellast 65 - 78%)

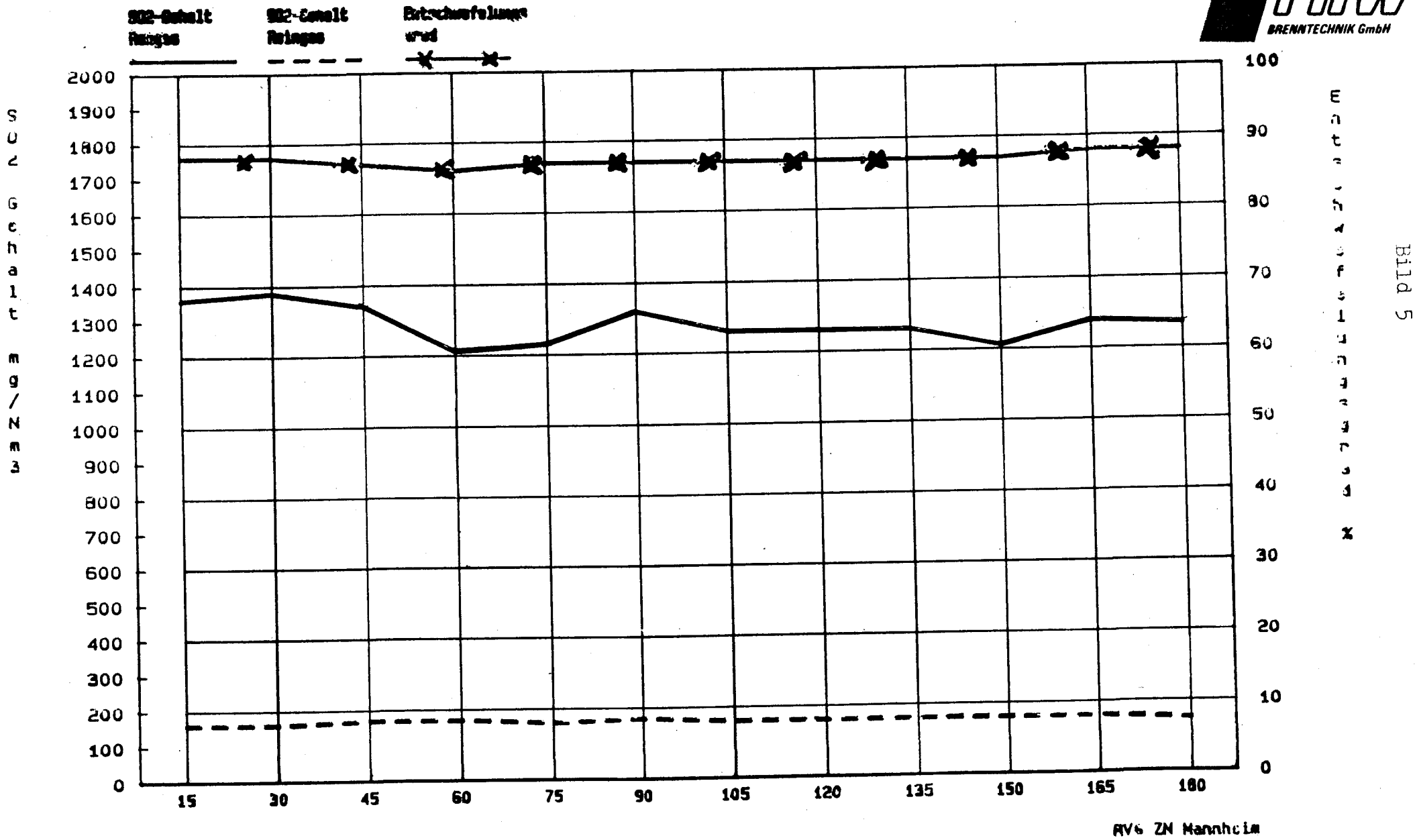
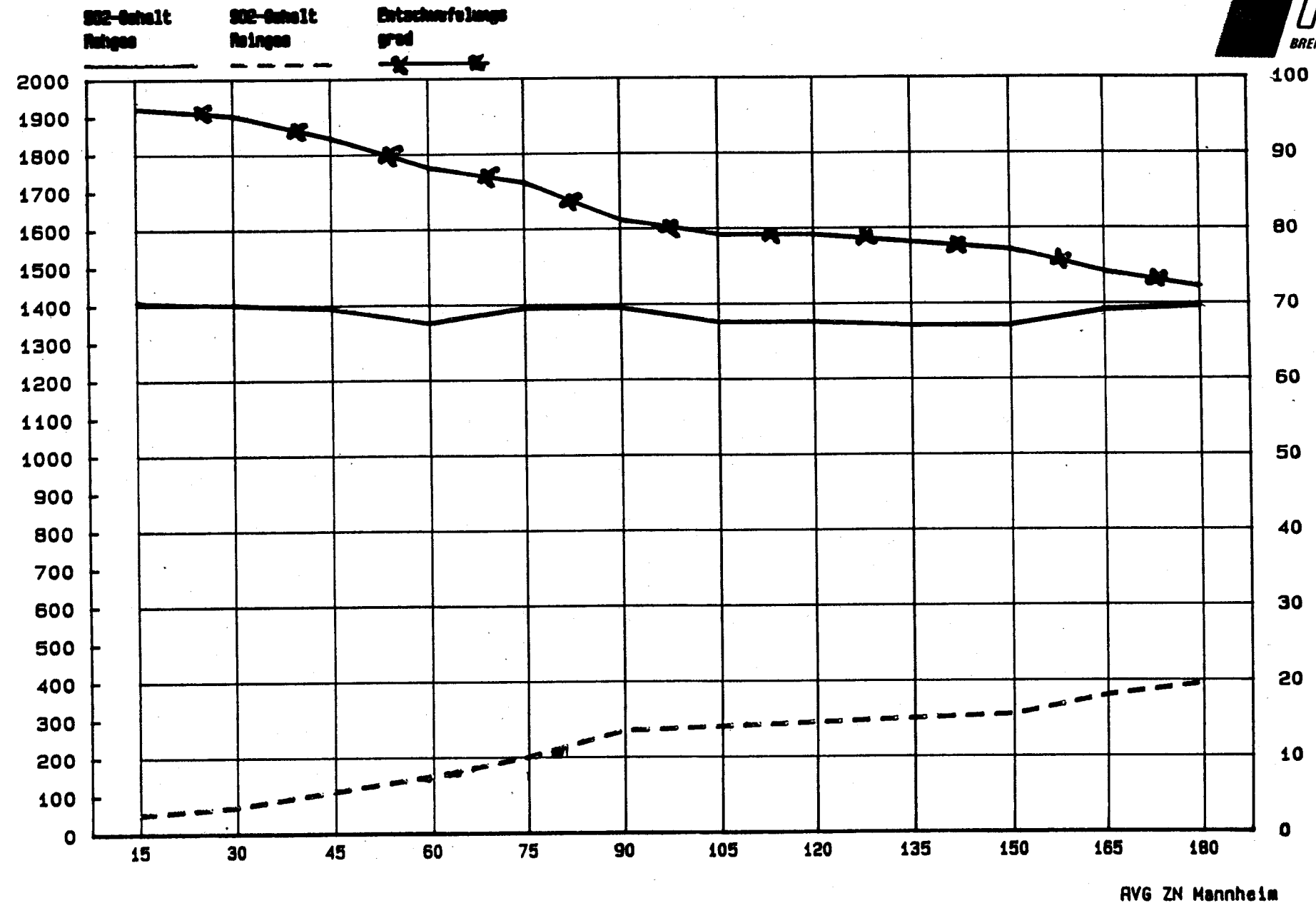



Bild 5

# Rauchgasentschwefelung

## mit Plantiefbettfilter (Versuch 1 Kessellast 58%)




AVG ZN Mannheim

Bild 6

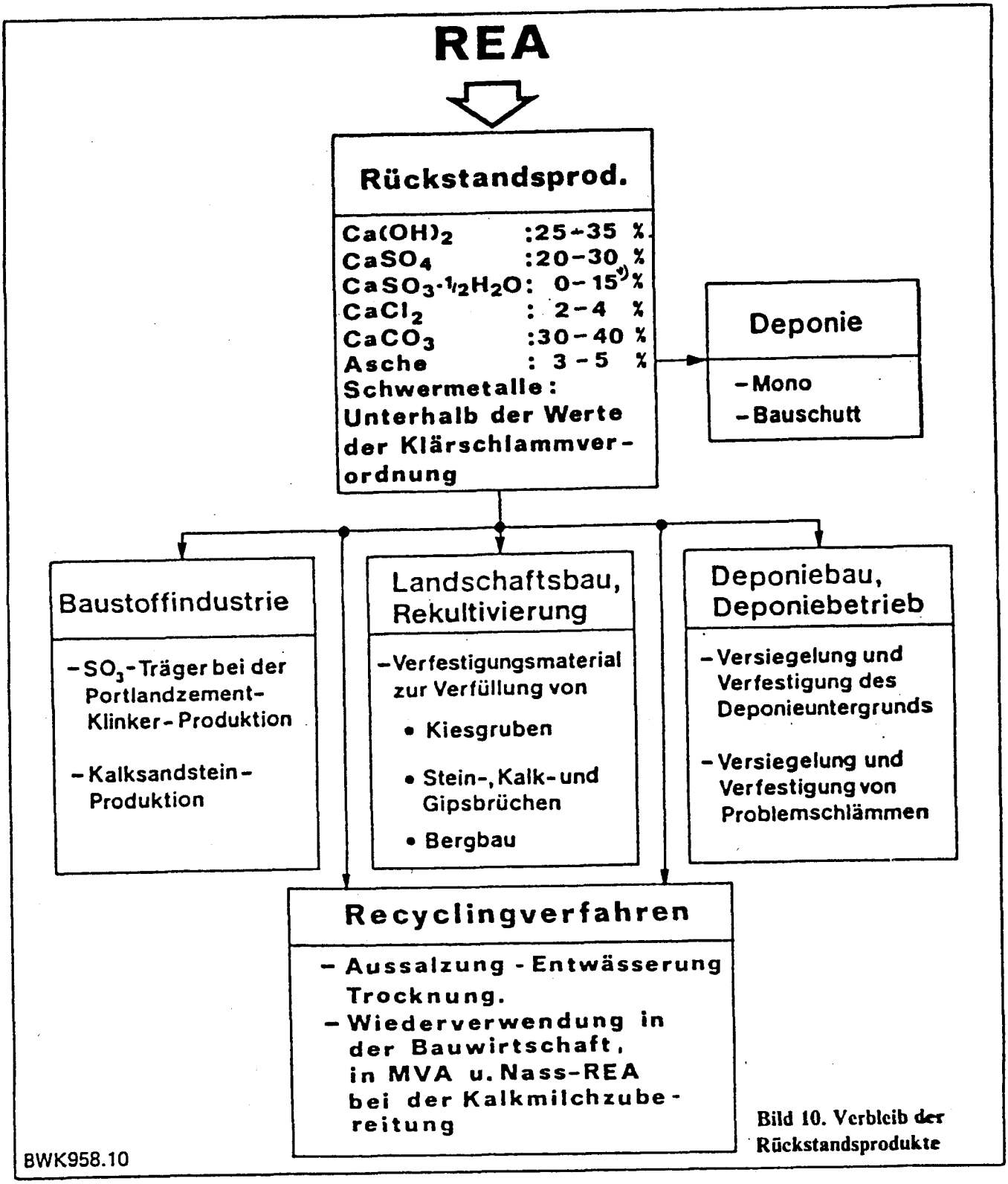



Bild 10. Verbleib der Rückstandsprodukte

Bild 7

## *Diskussion – Dipl.–Ing. Emil Andorfer (FHW Brenntechnik)*

**Frage**: Mit welchen Luftüberschüssen bzw. Sauerstoffgehalten im Rauchgas haben Sie diese niedrigen $CaSO_3$–Werte erreicht?

**Dipl.–Ing. Andorfer**: Diese Anlagen, hauptsächlich kohle– oder schwerölbefeuerte Kesselanlagen, werden normalerweise mit einem $O_2$–Überschuß in den Rauchgasen von 5 % bis hin zu 13 % (bei Schwachlast) betrieben. Die Bezugsgröße für die Umrechnung der Emissionswerte für Kohle beispielsweise ist 7 % $O_2$, das wissen Sie. Zudem fördert die lange Verweilzeit im Plantiefbett–Reaktor, etwa 24 Stunden, und die Anwesenheit der Rauchgasfeuchte als zusätzliches Hilfsmittel, die stattfindende Oxidation, sozusagen in–situ. Im Gegensatz dazu beträgt die Verweilzeit und damit auch die Reaktionszeit in einem Strömungsreaktor nur wenige Sekunden.

**Dipl.–Ing. Hammer–Kossina** (Umweltbundesamt, Wien): Welche Garantiewerte geben Sie für dieses Verfahren an?

**Dipl.–Ing. Andorfer**: Also bei diesen speziellen Typen Kohlefeuerungsanlagen oder Schwerölfeuerungsanlagen verursacht ein Brennstoffschwefelgehalt von etwa 1 – 1,2 % eine $SO_2$–Konzentration im Rauchgas von etwa 1500 – 1700 mg/m$^3$. Hierzu sind wir ohne weiteres in der Lage 400 mg/m$^3$ $SO_2$ im Reingas zu garantieren. Erreichen tun wir, Sie haben das an einem vorhergehenden Bild gesehen, natürlich mehr. Wir haben auch Anlagen, die von der damaligen Auslegung her, vor allem bezieht sich das auf unsere ersten Anlagen, um einiges besser sind, als dieser zum Beispiel von den Baubehörden der deutschen Bundeswehr geforderte Wert verlangt. Wir sind bei einigen unserer Anlagen teilweise sogar schon unter 100 mg im Dauerbetrieb gekommen. Jetzt haben wir natürlich aus diesen Größen Erfahrungen gesammelt und dementsprechend unsere Anlagen optimal, auch vom Platzbedarf her, gestaltet. Wir wissen, daß wir pro Reaktoreinheit eigentlich mehr leisten können als wir das zu Anfang vermutet haben.

**Dipl.–Ing. Hammer–Kossina**: In welchem Leistungsbereich sind diese Anlagen anzusetzen? Können Sie in der Praxis für einen Ziegeleibetrieb heute eine Abscheideleistung für $SO_2$ in der Größenordnung von 80 bis 90 % garantieren?

**Dipl.–Ing. Andorfer**: Bei welcher Eingangskonzentration?

**Dipl.–Ing. Hammer–Kossina**: Bei 4000 mg/m$^3$.

**Dipl.–Ing. Andorfer**: 4000 mg sind natürlich schon eine ganze Menge. Sie wissen speziell in der Ziegelindustrie gelten noch diese 1500 mg bzw. 500 mg/m$^3$ je nach eingebrachtem Schwefelgehalt im Tonmaterial. Die 1500 mg würden wir auf alle Fälle garantieren. Wir können natürlich auf die 500 mg kommen und tun dies auch in dem einen oder anderen Fall, allerdings, der apparative Aufwand, zum Beispiel zweistufige Auslegung, ist natürlich dementsprechend höher. Das ist auch klar. Aber wir erstellen gerade eine Anlage im norddeutschen Raum, die demnächst in Betrieb gehen wird. Hierbei haben wir bei einer Rohgaskonzentration von ca. 2500 mg/m$^3$ im Reingas 500 mg/m$^3$ garantiert, mit der normalen einstufigen Auslegung.

**Dipl.–Ing. Hammer–Kossina**: In welchem Leistungsbereich für konventionelle Feuerungen wäre dieses Verfahren anwendbar?

**Dipl.–Ing. Andorfer**: Pro Anlageneinheit, dieser vorher beschriebene 12–Meter–Reaktor, bis etwa 15 MW. Dann zu den Kosten, ja auch ein wichtiger Faktor, hier würde ich sagen in einer Bandbreite von ca. 160 bis 200 DM (1100 – 1400 öS) pro Kilowatt. Das ist eine Faustgröße, welche sich immer bestätigte. Bei unseren kleinsten Anlagen, die haben 2,5 MW–Kessel mit Steinkohle befeuerte, gilt in etwa der obere spezifische Wert. Für eine Anlage mit 10 – 15 MW und größer würde dann der untere Wert gelten. Dieser Preis enthält natürlich die Komplettausstattung inklusive der ganzen Peripherie, wie alle notwendigen Ver– und Entsorgungseinheiten.

**Frage**: Wo kommt das viele Chlor in Form von Kalziumchlorid her? Da hätten Sie in Österreich keine Chance, daß das irgendein Bürgermeister nimmt.

**Dipl.–Ing. Andorfer**: Das Chlor kommt hier in diesem Fall aus der Kohle. Da hat sich der Bergbau damals erfolgreich bemüht, keinen Emissionswert in der TA Luft aufzunehmen. Man weiß natürlich, daß in der Kohle Chlor (ca. 0,1 % Kochsalz) enthalten ist, aber der Grenzwert erscheint nirgends in der TA Luft und somit wird auch nicht gemessen, obwohl HCl in gewissen Mengen vorhanden sein muß. Aber in dem Zusammenhang vielleicht nochmal zum Endprodukt: Wir haben natürlich nachweisbare und belegbare Aussagen von Instituten zwecks Stabilität und chemischen Verhalten. Es geht ja nicht nur um das, was im Endprodukt drinnen ist, sondern wie es sich chemisch oder physikalisch verhält, wenn es deponiert, ausgewaschen oder verwertet wird. Das ist das entscheidende Kriterium. Wir können behaupten, daß wir mit unserem Verfahren ein chemisch und physikalisch sehr stabiles Endprodukt erzeugen. Bei Eluatversuchen, die Experten kennen das besser als ich, erhalten wir Analysenwerte, welche die Grenzwerte der Trinkwasserverordnung deutlich unterschreiten.

**Prof. Hackl**: Wir haben diskutiert, inwieweit jetzt aufgrund Ihrer Schilderungen das Endprodukt je nach der örtlichen Situation und dem Glück, möchte ich vielleicht noch hinzusagen, eher einer Entsorgung oder eher einer Verwertung zugeführt wird.

**Dipl.–Ing. Andorfer**: Sie haben natürlich recht, denn wenn ich eine reelle Verwertungsmöglichkeit sehe, die aber vielleicht erst 500 Kilometer entfernt ist, und dann die Emissionen des LKW's mit dazu berücksichtige, dann ist es natürlich besser für die Umwelt, wenn das Endprodukt örtlich entsorgt wird. Aber ich glaube, das ist auch eine vernünftige Komponente, die wir in allen unseren Entscheidungen einfließen lassen sollten, nämlich diese Anlagen doch global zu betrachten. Was kann ich mit einer Maßnahme bewirken, oder was ist sinnvoll. Ich kann theoretisch alles an Grenzwerten darstellen und auch technisch realisieren, aber das ist dann nicht mehr bezahlbar.

**Frage**: Wie groß ist der Grundflächenbedarf für Ihre Anlage?

**Dipl.–Ing. Andorfer**: Ich rechne einmal. Wir brauchen für einen Reaktor im Maximalfall 12 Meter mal 2,5 Meter an Grundfläche, ergibt ca. 30 $m^2$ und eine Höhe von 3 – 7 m, je nachdem ob das Gewebefilter als integriertes Aufsatzfilter eingesetzt wird oder daneben steht. Sie sehen daran, daß unser System eher in die Länge baut. Bei Leistungen von über 15 MW ist es möglich, mehrere Reaktoreinheiten aufeinander oder nebeneinander zu stellen, das ist technisch machbar und wurde schon mehrfach praktiziert. Insofern ist der Grundflächenbedarf minimierbar. Aber wir haben bisher nirgends Platzprobleme gehabt, auch nicht bei bestehenden Anlagen. Besonders bei älteren Heizzentralen wissen wir, daß durch

Primärmaßnahmen, das heißt Wärmeeinsparungsmaßnahmen, zumeist eine oder sogar mehrere Kesseleinheiten entfallen können. In der Regel ist das so, daß diese Anlagen zudem um 20 bis 30% überdimensioniert waren. Wenn also ein Kessel herausfällt, bekommt man dafür Platz für die Rauchgasentschwefelungsanlage der übrigen Kessel. Insofern braucht man bei Nachrüstungen in den meisten Fällen keinen zusätzlichen baulichen Aufwand treiben. Das ist natürlich auch ein Faktor, diese Maßnahmen kostengünstig zu gestalten.

**Dipl.–Ing. Hammer–Kossina**: Ich hätte noch eine Frage in Bezug zu Dr. Chughtais Referat (Fa. GEA Bochum) hinsichtlich der Naßwäsche. In welchem Leistungsbereich sind diese Verfahren anwendbar? Um 10 MW?

**Dipl.–Ing. Andorfer**: Ja, sicher.

**Dipl.–Ing. Hammer–Kossina**: Bei dem von der Fa. GEA beschriebenen Naßwaschverfahren wird ein Reststoff erhalten, der nach entsprechender Behandlung einer echten Verwertung zugeführt werden kann. Wie sind da die Kostenverhältnisse zu Ihrem Verfahren?

**Dr. Chughtai** (Fa. GEA): Was kostet bei Ihnen eine 10 MW Anlage?

**Dipl.–Ing. Andorfer**: Ich habe Ihnen vorher gerade gesagt, ca. 160 DM pro Kilowatt. Das würde dann ungefähr 1,6 Mio DM (11,2 Mio öS) ausmachen.

**Dr. Chughtai**: Die selbe Naßentschwefelung würde ca. 3 bis 4 Mio DM (21 – 28 Mio öS) kosten.

**Dipl.–Ing. Andorfer**: Was natürlich auch wichtig ist, ist die Anlagenverfügbarkeit. Wir reden hier immer von möglichst niedrigen Grenzwerten, die erreicht werden sollen, aber was letztendlich entscheidend ist für die Umwelt, ist die jährliche emittierte Schadstoffmenge zum Beispiel aus einer Kesselanlage. Wenn die Emissionsmassenströme, welche an die Umgebung abgegeben werden, in Kilogramm und Tonnen aufsummiert werden sollen, ist mir, das heißt dem Betreiber oder auch der Genehmigungsbehörde eine Anlage lieber, welche konstant und sicher 70 oder 80 % an Rückhaltevermögen während des ganzen Jahres erzielt. Dieser Anlage gegenübergestellt wird eine andere Anlage, vom Umweltnutzen her schlechter zu beurteilen sein, welche zwar zeitweise 95 oder 97 % Abscheideleistung erzielen kann, aber wegen technischer Kompliziertheiten ständig ausfällt.

**Dr. Gruber** (Fa. DRAUCONSULTING): Zur Ehrenrettung dieser Verfahren, zur allgemeinen Problematik der Entsorgung, denn im Prinzip handelt es sich dabei ja um nichts anderes als um einen Zement mit Gips. Wenn Sie jetzt eine normale Kalksteinwäsche hernehmen, produzieren Sie auch nichts anderes als Gips. Wenn Sie mit Ihrem Produkt auch in die Zementindustrie fahren, wird es dort gemischt. Es gibt in Österreich das Problem, daß die Untertagefüllung nicht als Verwertung angesehen wird. Wenn ich jetzt einen Rohstoff nehme, Zement oder Gips, dann kann ich damit ähnliches, vielleicht mit leichten Abstrichen, mit so einem Produkt machen.

**Dipl.–Ing. Andorfer**: Ich habe Ihnen das Beispiel von dem Entsorger aus der Verfestigung von Lackschlämmen erzählt, der macht auch nichts anderes: Er verwendet anstatt vorher hochwertigen Zement für Bauzwecke nun dieses für seinen Anwendungsfall gleichwertige Reaktionsprodukt und verdient noch was dabei.

# WULFF

## Halbtrockene, hocheffiziente Abgasentschwefelung in der rückströmenden, zirkulierenden Wirbelschicht

Dr.-Ing. Rolf Graf
Friedrichsdorf

Vortrag auf der

VGB-Konferenz
"Wirbelschichtsysteme 1992"

am 2./3. September 1992 in Essen

# Halbtrockene, hocheffiziente Abgasentschwefelung in der rückströmenden, zirkulierenden Wirbelschicht

Dr.-Ing. Rolf Graf, Friedrichsdorf

## Kurzfassung

Ausgehend davon, daß Rauchgasentschwefelungstechniken, technisch/wirtschaftlich in der Lage sein müssen, derzeitige und zukünftige hohe Anforderungen an die Schadstoffabscheidung zu erfüllen, wird über ein solches Entschwefelungsverfahren mit rückströmender zirkulierender Wirbelschicht, einer Weiterentwicklung der zirkulierenden Wirbelschicht, berichtet.

Zu der Besonderheit dieses Verfahrens zählt die lange und intensive Kontaktzeit zwischen Schadgas und Reaktionsstoff und die damit verbundene hohe Abscheideleistung bei niedrigen Verbrauchswerten.

Das vorgestellte Entschwefelungsverfahren eignet sich sowohl für den Einsatz hinter bereits laufenden als auch für neue Kesselanlagen im Leistungsbereich von 10 $MW_{th}$ bis 600 $MW_{th}$ pro Einzelanlage.

Der vorliegende Bericht beinhaltet:

- die Beschreibung des Verfahrens
- den technisch/wirtschaftlich sinnvollen Anwendungsbereich sowie Verfahrensergänzungen und Kombinationen mit deren Anwendungsgrenzen
- die Hauptdaten von 5 Entschwefelungsanlagen verschiedener Leistungsgrößen
- die über 3-jährige Betriebserfahrung mit der Erstanlage als rückströmende, zirkulierende Wirbelschicht.

## 1. Einführung

Das in den nachfolgenden Abschnitten beschriebene Entschwefelungsverfahren ist eine Weiterentwicklung des bereits mehrfach beschriebenen Entschwefelungsverfahrens in zirkulierender Wirbelschicht [1, 2, 3, 4, 5, 6].

Untersuchungen zur noch besseren und intensiveren Nutzung der Prozeßvorteile führten dazu, daß der äußeren Feststoffrezirkulation (ohne Gaskontakt), der bekannten zirkulierenden Wirbelschicht, zusätzlich eine innere Rückströmung des reagierenden Feststoffes mit intensivem Gaskontakt überlagert wurde.

Diese Untersuchungen wurden in den Jahren 1987/88 durchgeführt und bereits im Jahre 1989 in einer ersten Anlage auf Basis der rückströmenden zirkulierenden Wirbelschicht mit gutem Erfolg von der Firma Wulff eingesetzt.

Über die seit Januar 1989 vorliegenden Betriebserfahrungen mit dieser Anlage wird nach Beschreibung des Verfahrens und des Anlagenaufbaues berichtet.

## 2. Anlagenaufbau und Verfahrensbeschreibung

Die Anlagenzuordnung ist prinzipiell auf dem vereinfachten Schema (Bild 1) erkennbar.

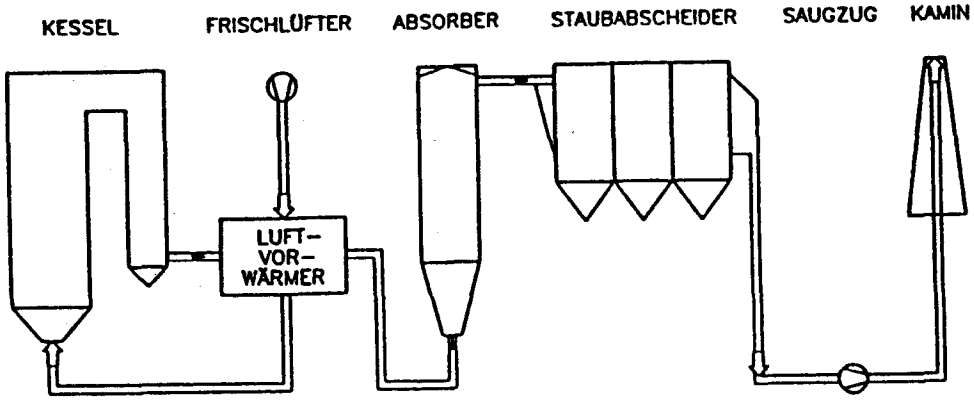



Bild 1: Schema für Kessel, Entschwefelung u.Entstaubung

Das aus der Kesselfeuerung austretende Rauchgas wird in einem Luftvorwärmer (LuVo) mittels kalter Verbrennungsluft (Frischluft) indirekt auf ca. 120-180°C gekühlt. Bei Anlagen kleinerer Leistung ist kein Luftvorwärmer vorhanden, sodaß die Rauchgase mittels Wasser-Luft-Wärmetauschers auf ca. 110°C gekühlt werden können, sofern die ausgekoppelte Wärme sinnvoll nutzbar ist.

Die REA wird unmittelbar vor der zum Verfahren gehörenden Entstaubung angeordnet. Bei Altanlagen und bei hochstaubhaltigen Abgasen kann die REA nach einer einfachen Vorentstaubung angeordnet werden. Die Vorentstaubung wird auch eingesetzt, wenn der zu entsorgende Reststoff einer besonderen Wiederverwertung zugeführt werden soll.

Die am Austritt der Entstaubung (Elektrofilter oder Gewebefilter) vorliegenden Abgase haben die geforderten Grenzwerte für gasförmige und feste Bestandteile unterschritten und können damit umweltverträglich über das Saugzuggebläse und den Kamin in die Atmosphäre eingeleitet werden. In den meisten Fällen ist eine Wiederaufheizung der Abgase bei diesem Verfahren nicht erforderlich.

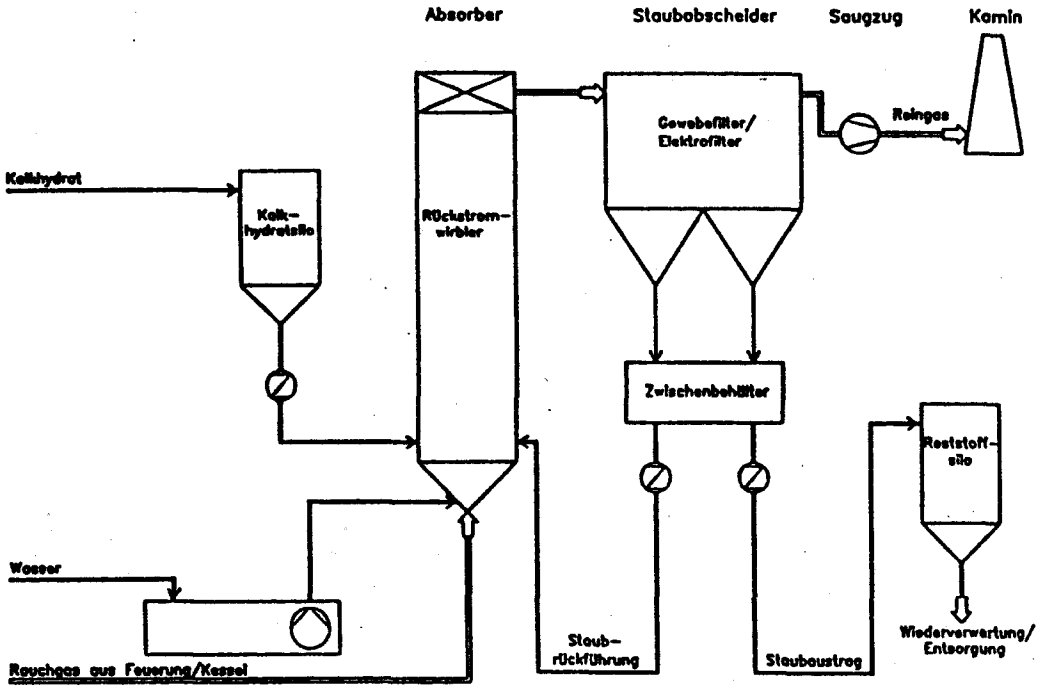



Bild 2: Halbtrockene Entschwefelung mit rückströmender, zirkulierender Wirbelschicht (Basisverfahren,T)

Der Verfahrensablauf wird mit dem Basisverfahren entsprechend Bild 2 erläutert.

Die zentral von unten in den Entschwefelungsabsorber eintretenden Rauchgase werden mit Wasser konditioniert und temperaturgeregelt. Die damit erreichte Temperaturabsenkung und Erhöhung des Wasserdampfgehaltes der Rauchgase tragen ausschlaggebend zu einem hohen Wirkungsgrad der Schadstoffabscheidung bei.

Die Abscheidung der gasförmigen Schadstoffe findet durch die Sorption an geregelt eingetragenes Kalkhydrat und am vom Filter zurückgeführten Produkt im Rückstromwirbler statt. Dort bewegen sich Rauchgas und Feststoff wirbelnd turbulent unter teilweiser Umkehrung der Feststoffströmung (Rückströmung) zum Oberteil des Rückstromwirblers.

Eine vereinfachte Darstellung der Hauptströmungen innerhalb des Absorbers zeigt Bild 3.

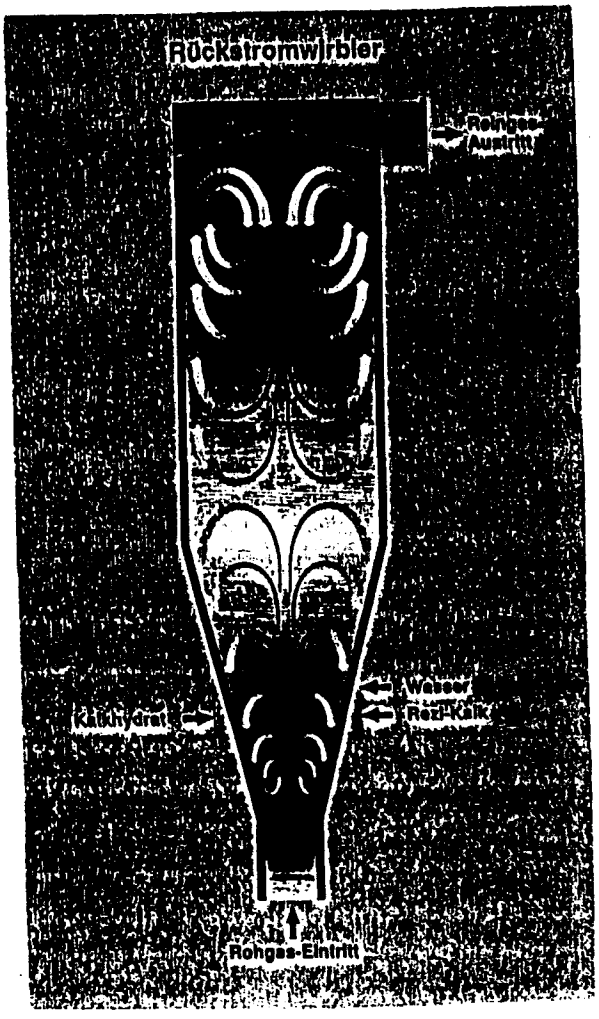



Bild 3: Entschwefelungsabsorber (Rückstromwirbler)

Zusätzlich zu der bereits erwähnten Bedeutung der Wasserkonditionierung sind die in diesem Absorber besonders optimierten Reaktionsbedingungen für die Schadgasabscheidung aufgrund der turbulenten Scherströmung durch die entgegen der Gasrichtung fallende Feststoffrückströmung für eine hocheffiziente Entschwefelung ausschlaggebend. Durch die Rückströmung innerhalb der Reaktionsstrecke kommt es zusätzlich zur äußeren Feststoffrückströmung zu einer inneren im ständigen Kontakt mit dem Schadgas stehenden intensiven Rückströmung, die zu einer erheblichen Steigerung der effektiven Kontaktzeit und damit zur Verbesserung der Ausnutzung der Reaktionsmittel und der Abscheideleistung führt.

Das mit den Reaktionsprodukten und noch nicht vollständig genutzten Reaktionsmitteln beladene Rauchgas tritt am Kopfteil des Rückstromwirblers aus und wird im nachgeschalteten Elektro- oder Gewebefilter unterhalb der geforderten Reingaswerte entstaubt.

Der im Filter abgeschiedene Feststoff gelangt in einen Zwischenbehälter und wird größtenteils erneut zum Rückstromwirbler und entsprechend der eingetragenen Massenströme zum Reststoffsilo gefördert.

Der Feststoffaustrag des REA-Produktes aus dem Zwischenbehälter unterhalb des Filters in das Reststoffsilo erfolgt pneumatisch. Als Entsorgungswege bieten sich der Einsatz des trockenen Endproduktes als wiederverwertbares Wirtschaftsgut in der Zementindustrie, im Kohlebergbau oder als Stabilisationsprodukt an. Über die Entsorgung ist bereits an anderer Stelle berichtet worden [7].

## 3. Anlagen- und Verfahrensmerkmale

Zu den besonderen Merkmalen dieser Anlagen zählen sowohl der einfache Aufbau mit leichter Bedienbarkeit als auch der geringe Platzbedarf.

Zu den wichtigsten Verfahrensmerkmalen gehören der sehr hohe Abscheidegrad der Schadstoffe bei minimalen Verbrauchswerten. Dies wird in erster Linie durch optimale Reaktionsbedingungen innerhalb des Rückstromwirblers erhalten (intensiver Gas-Feststoffkontakt, lange Verweilzeiten, ständig aktive Reaktionsoberflächen).

Auf der Basis von Kalk bzw. Kalkhydrat werden folgende Abscheidegrade erreicht:

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| $SO_2$ | > | 95 % | $SO_3$ | > | 99 % |
| HCl | > | 98 % | $NO_x$ | > | 10-30 % |
| HF | > | 99 % | Staub | > | 99 % |

Bei Verwendung von Natriumbicarbonat kann ohne Anlagenänderung simultan eine Abscheidung von $SO_2$ um größer 98-99 % und von $NO_x$ um größer 50-70 % erreicht werden [8].

## 4. Verfahrensoptimierung und Baugrößen

Je nach dem Einsatzbereich und Größe wird dieses Verfahren durch individuelle Optimierung hauptsächlich im Peripheriebereich unterschiedlich ausgerüstet.

Eine Zusammenstellung der Einsatzbereiche sowie der Verfahrenskombinationen und Leistungsbereiche zeigt Tabelle 1. Die Verfahrenskombinationen sind in den Bildern 2 und 4, 5 und 6 dargestellt.

| Baugröße/Typ | | S | | | M | | | L | | | XL | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Feuerungsleistung | $MW_{th}$ | < 50 | | | 50 - 150 | | | 150 - 400 | | | 400-600 | | |
| Brennstoff S-Gehalt (waf) | % | < 1 | 1-3 | 3-5 | < 1 | 1-3 | 3-5 | < 1 | 1-3 | 3-5 | < 1 | 1-3 | 3-5 |
| $SO_2$-Abscheidegrad | % | 90 | 93 | 96 | 90 | 93 | 96 | 90 | 93 | 96 | 90 | 93 | 96 |
| Stöchiometrie (bei 10-15°C Konditionierung) | Ca/S | 1,4 | 1,5 | 1,6 | 1,4 | 1,4 -1,5 | 1,5 -1,6 | 1,3 -1,4 | 1,4 -1,5 | 1,5 -1,6 | 1,3 -1,4 | 1,4 -1,5 | 1,5 -1,6 |
| Verfahrenskombinationen | | | | | | | | | | | | | |
| T = Trockenverfahren mit Wasserkonditionierung | | T | T | T | T | T | T* | T | T* | T* | T* | T* | T* |
| TT = Trockenverfahren mit trockener Kalklöschung | | - | - | - | HT* | HT* | - | HT | HT* | - | HT | HT* | - |
| und Wasserkonditionierung | | - | - | - | - | T+HT* | T+HT | T+HT* | T+HT | T+HT | T+HT | T+HT | T+HT |
| HT = Kalksuspensionsverfahren mit nasser Kalklöschung | | - | - | - | - | - | TT | - | TT* | TT | TT* | TT | TT |
| Entstaubungsart | | | | | | | | | | | | | |
| SF = Schlauchfilter | | SF | SF | SF | SF | SF | SF | SF | SF | SF | EF | EF | EF |
| EF = Elektrofilter | | - | - | - | EF* | EF* | EF* | EF | EF | EF | SF* | SF* | SF* |

* in Ausnahmefällen

* mit Leistungseinschränkungen

Tabelle 1: Verfahrenskombinationen u. Leistungsbereiche

Bild 2 (s. Seite 3) zeigt das Basisverfahren (T; Trockenverfahren mit Wasserkonditionierung), von dem alle weiteren Verfahren in Variationen ausgehen. Die Beschreibung des Basisverfahrens enthält Abschnitt 2. Für kleinere Anlagenleistungen hat dieses Verfahren ein optimales Kosten-Nutzen-Verhältnis.

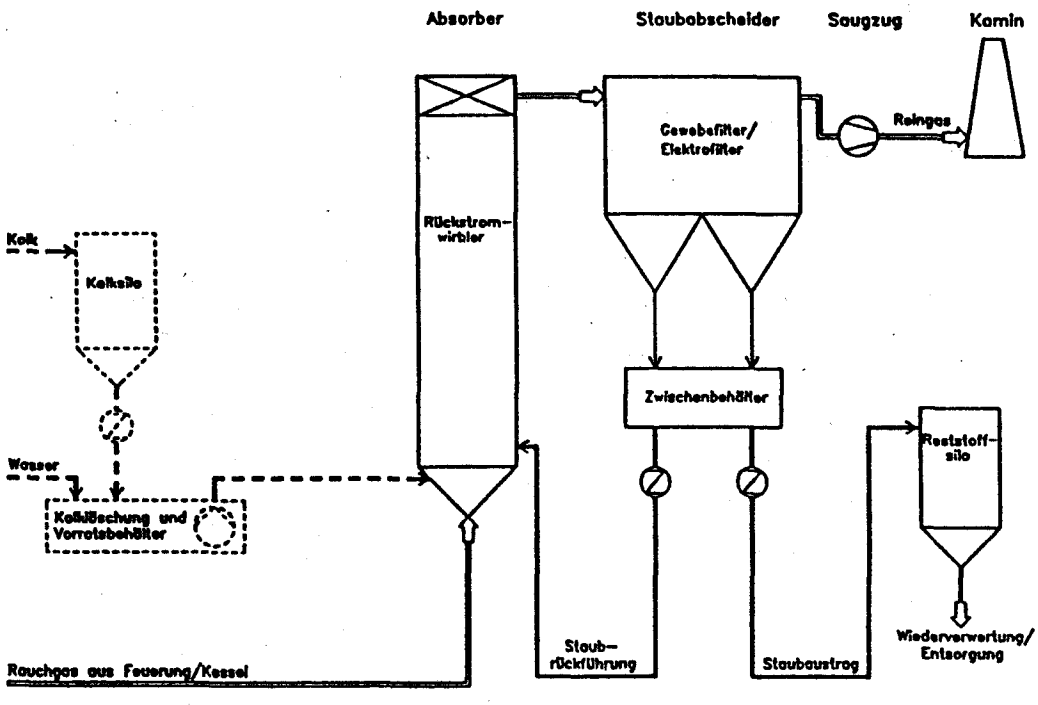



Bild 4: Halbtrockene Entschwefelung mit rückströmender, zirkulierender Wirbelschicht (Kalksuspensionsverfahren, HT)

Das Suspensionsverfahren (HT; Trockenverfahren mit Kalksuspensionskonditionierung) ist in Bild 4 dargestellt.

Die Anwendung des reinen HT-Verfahrens ist auf die Reinigung von Rauchgas mit niedrigen bis mittleren $SO_2$-Gehalten oder auf geringe Entschwefelungsgrade beschränkt, da der Kalk nur mit Wasser eingebracht werden kann und die Wassermenge durch die Wärmebilanz limitiert ist. Vorteilhaft sind die gegenüber dem Basisverfahren nur geringfügig höheren Investitionskosten und die niedrigeren Kosten für den Kalkbedarf.

Für die meisten Großanlagen mit einer thermischen Leistung von größer ca. 150 MW (bzw. zum Teil auch für mittlere Anlagen mit hohem $SO_2$-Konzentrationen) stellt das in Bild 5 gezeigte Verfahren (T+HT; Trockenverfahren mit getrennter Wasser- und Suspensionskonditionierung) eine optimale Technik mit günstigem Kosten-Nutzen-Verhältnis dar.

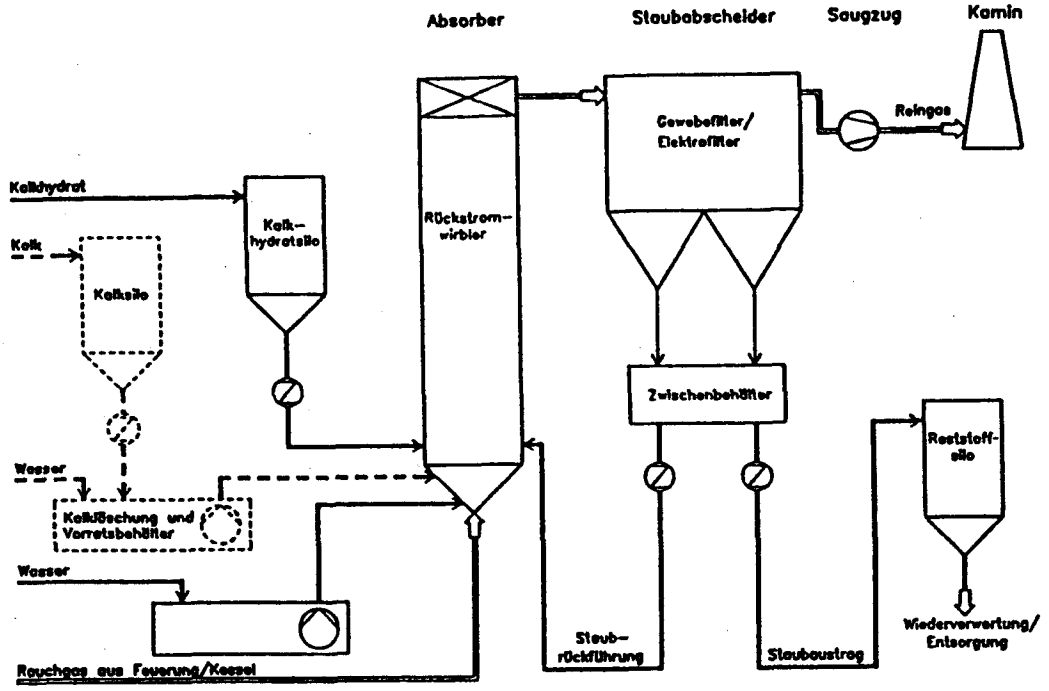



Bild 5: Halbtrockene Entschwefelung mit rückströmender, zirkulierender Wirbelschicht (Trockenverfahren mit Wasser- und Kalksuspensionskonditionierung, T+HT)

Bei diesen Anlagengrößen (L + XL) und Abscheideleistungen ( > 93 %) sind die gegenüber den beiden erstgenannten Verfahrensvarianten gering erhöhten Investionskosten in Relation zu den Einsparungen bei den Betriebskosten und den erheblichen Vorteilen von untergeordneter Bedeutung.

Die Hauptvorteile gegenüber dem Basisverfahren sind:

- ca. 30 % Einsparung in den Kosten für die Kalkversorgung, bedingt durch die Verwendung von Branntkalk anstelle von Kalkhydrat und dem ca. 10 % geringeren Verbrauch durch die Suspensionseindüsung

- einsetzbar für beliebig hohe Entschwefelungsgrade bei minimalen Kalkverbrauch

- temperaturgesteuerte optimale Wasserkonditionierung unabhängig von der Kalkmilchzuführung

- bereits während des Anfahrbetriebes kann (trocken) entschwefelt werden

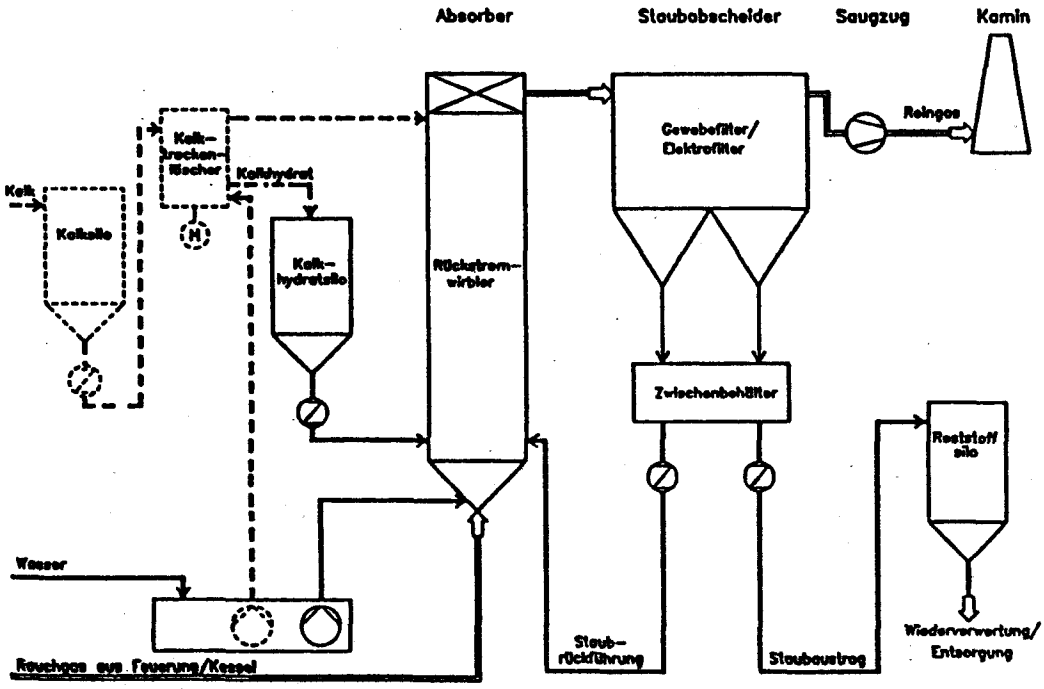



Bild 6: Halbtrockene Entschwefelung mit rückströmender, zirkulierender Wirbelschicht (Trockenverfahren mit Kalktrockenlöschung, TT)

Der beschriebene (T+HT) Prozeß verbindet die Vorteile aller anderen Prozesse und vermeidet dabei deren technische Nachteile.

Das in Bild 6 gezeigte Verfahren (TT; Trockenverfahren mit trockener Kalklöschung und Wasserkonditionierung) hat gegenüber dem vorher beschriebenen Verfahren (T+HT) höhere Investions- und Betriebskosten. Es verbindet ansonsten ebenfalls die vorher genannten Verfahrensvorteile.

## 5. Betriebserfahrungen

### 5.1 Anlagen und Betriebsdaten

Die Hauptdaten der von Wulff geplanten und gebauten Entschwefelungsanlagen mit rückströmender zirkulierender Wirbelschicht sind in Tabelle 2 zusammengefaßt.

| Standort | Heizwerk Geilenkirchen | Heizwerk Wetzlar | Heizkraftwerk Homburg | Heizkraftwerk Homburg | Kraftwerk Rheinberg |
|---|---|---|---|---|---|
| Betreiber | Standortverwltg | Standortverwltg | HKW Homburg | HKW Homburg | Deutsche Solvay |
| Auftragserteilung<br>• Umbau/Vollentschwefelung | Mai 1988 | Juli 1988 | Juli 1989 | Okt. 1991• | Okt. 1991 |
| Betriebszeit<br>• pro Jahr ca. 7 Monate<br>•• Kesselbetrieb eingestellt | ab<br>Jan. 1989• | April 1991•• | ab<br>Dez. 1990 | ab<br>Aug. 1992 | ab<br>April 1993 |
| Brennstoff | Ruhrkohle | Ruhrkohle | Saarkohle | Saarkohle | div Steinkohlen |
| Feuerungsleistung (max.) MW | 20 | 14 | 40 | 40 | 170 |
| REA-Baugröße | S | S | S | S | L |
| Rauchgasvolumenstrom $m^3/h$ | 6.000-29.000 | 4.000-18.500 | 8.000-56.000 | 8.000-56.000 | 140.000-244.000 |
| $SO_2$-Gehalt $mg/m^3$ | 1.600-1.700 | 1.600-1.700 | 1.500-1.800 | 800-2.000 | 750-3.300 |
| Staubgehalt $mg/m^3$ | 200-2.000 | 200-2.000 | 150-2.000 | 150-2.000 | 125 |
| Rauchgastemperatur °C | 150-220 | 180-240 | 130-180 | 130-200 | 120-150 |
| Verfahren<br>• ohne Wasserkonditionierung | T | T | T• | T | T+HT |
| Entstaubungsart<br>Filtermaterial<br>Flächenbelastung $m^3/m^2$ min | SF<br>Dralon T<br>1.17 | SF<br>Dralon T<br>1.22 | SF<br>Dralon T<br>1.22 | SF<br>Dralon T<br>1.22 | SF<br>Dralon T<br>1.0 |
| Reingaswerte<br>- Temperatur °C<br>- $SO_2$-Garantie/Betrieb $mg/m^3$<br>- Staub-Garantie/Betrieb $mg/m^3$ | 75-80<br>< 400 / < 200<br>< 50 / < 5 | 75-80<br>< 400 / < 200<br>< 50 / < 5 | 90-110<br>< 900 / < 900<br>< 20 / < 5 | 75-85<br><400-900/ <200<br>< 20 / < 5 | 70-75<br>< 200-400/ -<br>< 20 / - |

Tabelle 2: Daten der Wulff REA's

## 5.2 Dreijährige Betriebserfahrung mit der Erstanlage

Über die Inbetriebnahme der seit März 1989 betriebenen Anlage (Bild 7) wurde bereits im November 1989 ausführlich berichtet [9].

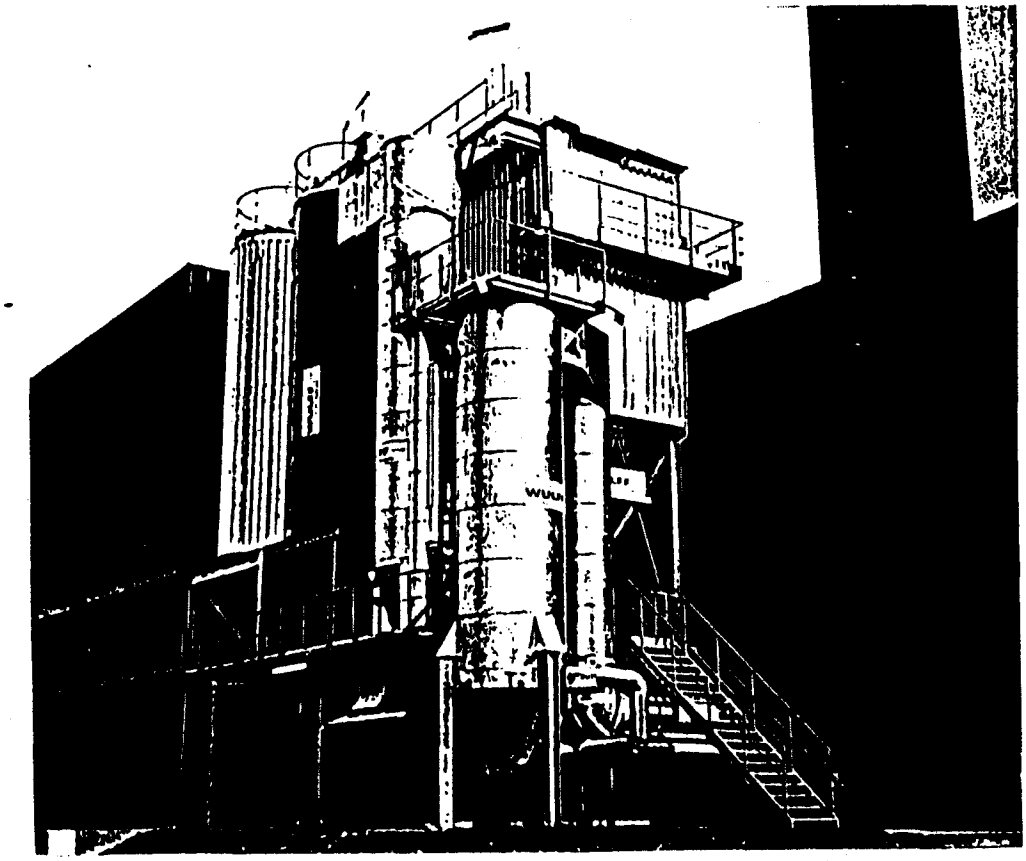


Bild 7: Erstanlage Geilenkirchen

Zu den während der ca. 2-monatigen Inbetriebnahme durchgeführten Änderungen und Optimierungen zählen:

- Optimierung der Platzierung für die Wassereindüsung; auf halbempirischem Wege konnten anfänglich aufgetretene Feststoffagglomerationen vermieden werden und gleichzeitig eine Reduzierung des Kalkverbrauches bei gleichem Entschwefelungsgrad bzw. ein größerer Entschwefelungsgrad bei gleichem Kalkverbrauch erreicht werden.

- Vergrößerung der Kalkhydratförderschleuse;
wegen Fremdkörpern (Steinen) im Kalkhydrat wurden die kleinvolumigen Zellen blockiert; durch Vergrößerung des Zellvolumens und Reduzierung der Schleusendrehzahl arbeitet die Kalkhydratzufuhr problemlos.

- Die Staubvorabscheidung am Schlauchfilter wurde entfernt und die gesamte Staubabscheidung über die Filterschläuche durchgeführt; dies erwies sich sowohl für die Regelung der Staubzirkulation als auch für die Beaufschlagung der Filterschläuche (ständig kalkhaltige Filterfläche) als vorteilhaft.

Seit Abschluß dieser Änderungen arbeitet die Anlage mit Beginn des Probebetriebes von März 1989 über 24 Betriebsmonate entsprechend über 36 Zeitmonate, wobei die vorgeschalteten Kohlekessel während der Sommerzeit temperaturbedingt für ca. 5 Monate im Jahr außer Betrieb sind.

Während der gesamten Betriebszeit wurden alle geforderten Abscheidegrade und Verbrauchsdaten eingehalten bzw. unterschritten, wie dies auch bereits während des Probebetriebes festgestellt wurde.

Innerhalb der zurückliegenden Betriebszeit traten folgende Störungen auf bzw. wurden folgende Verbesserungen durchgeführt:

- Durch einmalige Überfüllung des Staub- bzw. Pufferbunkers im Schlauchfilter wurden 5 Filterschläuche im unteren Bereich verbrannt und mußten ersetzt werden. Alle anderen Filterschläuche haben bisher eine Standzeit von mehr als 3 Jahren, ohne daß ein Anzeichen auf Alterung oder Verschleiß erkennbar ist. Die Filteranlage wurde über die gesamte Betriebszeit unverändert mit einem Differenzdruck von 12 mbar betrieben.

- Durch Abstimmung und Optimierung der Kessel- und REA-Regelung konnten anfänglich auftretende Kesseldruckschwankungen vermieden und die Kesselanlage ungestört betrieben werden. Ebenso wurde mit der Optimierung der Regelparameter der Ausfall von gering agglomeriertem Reststoff unterhalb des Absorbers vermieden.

- Durch weitere Absenkung der Reaktionstemperatur um ca. 5°C auf 70-75°C konnte der Kalkhydratverbrauch bei gleichem Entschwefelungsgrad nochmals deutlich reduziert werden.

- Mit Ausnahme der Wasserdüse, die alle 3 Betriebsmonate gewechselt wird, ist innerhalb der REA kein Verschleiß erkennbar. Ebenso zeigen weder die REA noch die nachgeschalteten Reingaswege Korrosionsbeschädigungen. Einen wesentlichen Anteil hieran haben die sehr hohen Abscheidegrade für $SO_3$ und HF von über 99 %, wie sie mit diesem Verfahren erreicht werden.

- Die Versorgung mit handelsüblichem Kalkhydrat und die Entsorgung des trockenen Reststoffes erwies sich jederzeit als problemlos. Der Reststoff wird in ein Silofahrzeug entladen und einer gesicherten Wiederverwertung als Dammbaustoff bzw. Untertageversatz zugeführt. Die Eigenschaften des Reststoffes, der im Gemisch mit Flugasche anfällt, werden durch Zugabe von Wasser mit denen von Magerbeton vergleichbar. Dabei sind ähnlich bereits beschriebener Werte [7] Langzeitfestigkeiten von ca. 15-20 $N/m^2$ und Langzeitwasserdurchlässigkeiten von ca. $10^{-10}$ m/s bestätigt worden.

In einem mehrwöchigen Probebetrieb wurde anstelle von Kalkhydrat mit Natriumbicarbonat ohne Änderungen des Verfahrens gefahren und dabei simultan zu größer 98 % $SO_2$ und zu 60-70 % $NO_x$ abgeschieden. Einzelheiten hierzu enthält [8].

## 7. Literatur


[1] **GRAF**, R. - Möglichkeiten der Trockenentschwefelung mit zirkulierender Wirbelschicht und Sprühabsorber. Vortrag an der Technischen Akademie, Wuppertal, 1983.

[2] **GRAF**, R. - Rauchgasreinigung mit einer zirkulierenden Wirbelschicht hinter dem Müllkraftwerk Schwandorf. Vortrag auf dem GVC-VDI Symposium "Abwasserfreie Rauchgasreinigung hinter Abfallverbrennungsanlagen", Koblenz, 1984.

[3] **GRAF**, R. - First Operating Experience with a Dry Flue Gas Desulfurization (FDG) Process using a Circulating Fluid Bed (CFB). Votrag vor der First International Conference on Circulating Fluidized Beds, Halifax, Nova Scotia, Canada, November 1985.

[4] **GRAF**, R. - Abgasreinigung mit zirkulierender Wirbelschicht. Vortrag auf dem Symposium "Möglichkeiten und Grenzen der Wirbelschichttechnik", Wien, Laxenburg, Österreich, Februar 1986.

[5] **GRAF**, R. und **RILEY**, J.D. - Dry/Semi-Dry flue gas desulfurization using the LURGI circulating fluid bed absportion process. Vortrag auf dem EPA/EPRI Tenth Symposium on Flue Gas Desulfurization, Atlanta, Georgia, November 1986.

[6] **TOHER**, J.G., **LANOIS**, G.D, **SAUER**, H. - High Efficiency, Dry Flue Gas $SO_x$, And Combined $SO_x/NO_x$ Removal Experience with the LURGI Circulating Fluid Bed Dry Scrubber For Acid Rain Remediaton. Vortrag auf dem EPA/EPRI 1991 $SO_2$-Control Symposium, Washington, D.C., Dezember 1991.

[7] **SCHMOLE**, C., **DIETL**, R. - Betriebserfahrungen mit einer trockenen/halbtrockenen Rauchgasentschwefulungsanlage nach dem LURGI Wirbelschicht-Absorptionsverfahren im Kraftwerk Schwandorf der Bayernwerk AG. Vortrag auf der 3. Jahreskonferenz 1986 der VDI-Gesellschaft Energietechnik, Darmstadt, Februar 1986.

[8] **VERLATEN**, J., **DE SOETE**, G.G., **NINANE**, L. & **BLONDEL**, J.M. - Combined $SO_2/NO_x$ Abatement by Sodium Dry Injection. Vortrag auf dem EPA/EPRI 1991 $SO_2$-Control Symposium, Washington, D.C., Dezember 1991.

[9] **GRAF**, R., **LÜCKGE**, F. - Planung, Ausführung und Betriebserfahrungen mit einer trockenen Rauchgasentschwefelungsanlage. Veröffentlichung in BWK Bd. 41 (1989) Nr. 11 - November

## *Diskussion – Dipl.–Ing. Bernhard Huckriede (Wulff)*

**Dr. Gruber** (Fa. DRAUCONSULTING): Inwieweit unterscheidet sich das System von dem System der Firma Lurgi?

**Dipl.–Ing. Huckriede**: Ich erklärte es zu Beginn meines Vortrages. Wir haben das System der zirkulierenden Wirbelschicht so weiterentwickelt, daß zusätzlich eine innere Rezirkulation im Adsorber stattfindet. Der Kopf des Rückstromwirblers wurde speziell gestaltet, sodaß sich dort Material ansammelt, das dann im Zentrum und an den Rändern wieder in den unteren Teil des Adsorbers fällt. Dadurch wird das Adsorbens länger im Adsorber gehalten. Dies ist der Hauptunterschied.

**Dr. Gruber**: Eine zweite Frage: Sie haben von Abscheidegraden von 97, 98 % gesprochen. Garantieren Sie diese Werte für Kohlefeuerungen bei den entsprechenden Stöchiometrien?

**Dipl.–Ing. Huckriede**: Es handelt sich hier um ein hoch effizientes Verfahren, das insbesondere auf den turbulenten Scherkräften mit den guten Stoff– und Wärmeübergangswerten in der Wirbelschicht beruht. Wir garantieren Abscheidegrade für $SO_2$ von größer 95 %, HCl 98 %, HF 99 % und $SO_3$ von 99 %.

**Prof. Hackl**: Können Sie etwas über den Kalziumausnutzungsgrad sagen?

**Dipl.–Ing. Huckriede**: Ich habe das kurz angesprochen; dies hängt natürlich vom gewünschten Abscheidegrad ab. Für 90 % $SO_2$–Abscheidung beträgt das Ca/S–Verhältnis 1,4 bezogen auf das Ankommende, bei 93 % 1,5 und bei 96 % liegt das Ca/S–Verhältnis bei 1,6.

**Prof. Hackl**: Das ist aber nicht der Ausnutzungsgrad.

**Dipl.–Ing. Huckriede**: Um den Ausnutzungsgrad zu ermitteln, müssen Sie die jeweiligen Ca/S–Werte durch den Abscheidegrad teilen.

**Dr. Gruber**: Anders formuliert, wieviel unreagiertes Kalk haben Sie in Ihrem Endprodukt gemessen?

**Dipl.–Ing. Huckriede**: Da bin ich im Moment überfragt: Sie können das den angegebenen Ca/S–Werten entnehmen.

**Frage**: Wir haben die Erfahrung gemacht und ich würde Sie fragen, ob Sie das bestätigen können: Ob Sie wollen oder nicht, haben Sie bei diesen Reaktionstemperaturen eine $NO_x$–Abscheidung. Dies führt dazu, daß Sie im Produkt Kalziumnitrat haben, das die Entsorgung des Produktes sehr erschwert.

**Dipl.–Ing. Huckriede**: Wir messen in unseren Anlagen $NO_x$–Abscheidegrade von 10 bis 20 %, die wir aber nicht garantieren. Kalziumnitrat haben wir in unserem Reststoff noch nicht analysieren können. Unser Produkt wird in Deutschland problemlos entsorgt.

**Frage**: Ich hätte gern etwas über den Staub und die Temperatur erfahren, weil wir hier sehr schlechte Erfahrung gemacht haben. Entweder war für dieses Filtermaterial die Temperatur zu hoch oder sie ist zu tief, wodurch das Material durch Säure zerstört wird. Hier gibt es sehr enge Grenzen. Dann hätte ich gerne etwas gewußt über die Kosten und die Frage der Garantie, die ich für sehr wichtig halte. Ich habe vor Jahren, der Professor hat das auch gehört, über das Walther–Verfahren wahre Wunder gehört. Aber da hatte der Herr, der die Rückweisungen unterschreiben sollte, eine andere Meinung als seine Techniker. Garantieren Sie die von Ihnen angegebenen Werte auch, wenn bei Nichteinhaltung eine Rückweisung der Anlage droht?

**Dipl.–Ing. Huckriede**: Für die angegebenen Werte garantieren wir selbstverständlich. Aber zuerst zu den Temperaturen: Wir setzen in der Regel bei Schlauchfiltern Dralon T mit einer Temperaturbeständigkeit von maximal 130 °C ein. Unsere Reaktionstemperatur liegt aber nur bei ca. 70 bis 75 °C. Tiefer liegen die Reaktionstemperaturen nicht, da sonst die von Ihnen beschriebenen Taupunktsunterschreitungen auftreten. Zum Schutz des Filtermaterials werden von uns automatische Anlagenabschaltungen bei zu tiefen und bei zu hohen Temperaturen vorgesehen. Wenn Dralon T in der Temperaturbeständigkeit zu gering erscheint, verwenden wir in Sonderfällen auch anderes, beständigeres Material, das aber etwas teurer ist. Mit unserem Verfahren können wir jedoch auch Elektrofilter einsetzen, da die Reaktion im Rückstromwirbler so gut ist, daß auf die Nachreaktion im Filterkuchen verzichtet werden kann. Im größeren Leistungsbereich haben wir in letzter Zeit einige REAs mit E–Filtern angeboten. Zu den Kosten möchte ich Ihnen folgendes antworten: Die hier abgebildete Anlagen mit 40 MW würde heute 4,5 Mio. DM kosten. Dieser Preis hängt natürlich auch davon ab, ob in der Anlage ein Wärmetauscher vorgesehen wird. Eine sinnvolle Wärmenutzung ist leider nicht immer möglich. Kleinere Anlagen mit 20 MW können zum Beispiel 3 Mio. DM kosten. Die Preise sind aber sehr stark abhängig von den jeweiligen Gegebenheiten und Vorschriften. Die im Bild gezeigte große Anlage für 180 MW hat ein Gesamtinvestitionsvolumen von ca. 20 Mio. DM.

**Frage**: Das ist eine sehr stark Kostendegression: 40 MW für 4,5 Mio. DM zu 20 MW für 3 Mio. DM...

**Dipl.–Ing. Huckriede**: Das kann man so einfach nicht sagen: Der Preis ist stark abhängig von den örtlichen Gegebenheiten, den vorgeschalteten Prozessen und den jeweiligen Werksvorschriften. Jede Anlage ist maßgeschneidert.

**Dr. Sauer** (Fa. Lurgi): Ich sehe, daß Sie den Lurgi–Wirbelschichtadsorber im Kopfteil erweitert haben. Wieviel zusätzlicher Druckverlust entsteht durch die beschriebene innere Rezirkulation?

**Dipl.–Ing. Huckriede**: Wir konnten keinen zusätzlichen Druckverlust feststellen. Der Gesamtdruckverlust des Rückstromwirblers wird in Abhängigkeit von der Kessellast geregelt und beträgt maximal 20 mbar. Der Druckverlust des Schlauchfilters beträgt ungefähr 12mbar; der Druckverlust einer kompletten Anlage kann zum Beispiel 40 mbar betragen.

Sonderdruck aus der Zeitschrift
Entsorgungstechnik 3/92

Dr.-Ing. Harald Sauer

**Lurgi Energie und Umwelt GmbH**

# Reinigung von Rauchgas

## Kombinierte Entschwefelung und Entstickung in der expandierten zirkulierenden Wirbelschicht

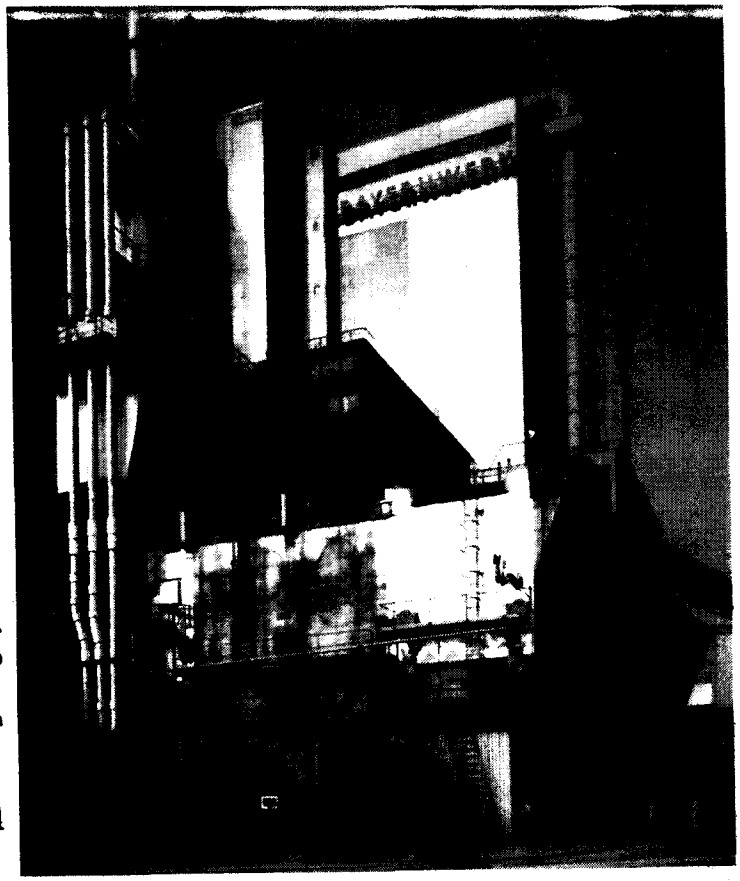


*Abb. 2: Rauchgasentschwefelungsanlage des Kraftwerkes Block B der Bayernwerke in Schwandorf zur Reinigung von 245 000 Nm³, angeordnet vor dem vorhandenen Elektrofilter.*

*In den alten Bundesländern sind die Schwefeldioxid ($SO_2$)-Emissionen seit 1970 rückläufig. Diese Verringerung des Schadstoffausstosses haben wir hauptsächlich dem Einbau von Rauchgasentschwefelungsanlagen bei Kraftwerken der öffentlichen und industriellen Stromwirtschaft zu verdanken, wie es die Großfeuerungsanlagen-Verordnung fordert. Anders verhält es sich bei den Stickstoffoxid($NO_x$)-Emissionen. Hier war auf dem Gebiet der alten Bundesrepublik in den letzten Jahren trotz zahlreicher Maßnahmen immer noch ein Anstieg zu verzeichnen. Die Ursachen für diese Zunahme sind aber hauptsächlich im Straßenverkehr zu suchen, auf den mehr als die Hälfte des $NO_x$–Ausstosses entfällt. Einen Beitrag zur Reduktion sowohl der $SO_2$– als auch der $NO_x$–Emissionen leistet das im folgenden Artikel beschriebene kombinierte Verfahren zur Entschwefelung und Entstickung von Abgasen aus Kraftwerken.*

Seit den frühen sechziger Jahren entwickelt die Lurgi AG Verfahren, die das Prinzip der expandierten zirkulierenden Wirbelschicht anwenden [1]. Inzwischen existieren mehr als 30 verschiedene Verfahren nach diesem Prinzip.

### Das Prinzip der Zirkulierenden Wirbelschicht (ZWS)

Eines dieser ZWS-Verfahren dient zur Entschwefelung von Abgasen aus Kraftwerken [2]. Es arbeitet mit einer Betriebstemperatur von etwa 70 °C, verwendet Kalkhydrat zur Absorption von $SO_2$, $SO_3$, HF und HCl und liefert ein trockenes Produkt. Der Absorber liegt in Gasströmungsrichtung hinter dem Luvo und vor oder hinter dem existierenden Elektrofilter. Wie aus Abbildung 1 ersichtlich, stellt der ZWS-Absorber eine leere, vertikal angeordnete Gasleitung dar. Sie weist eine venturiartig ausgebildete Eintrittsdüse auf, damit sich eine expandierte Wirbelschicht aus trocken eingeblasenem Kalkhydrat und rezirkulierenden Reaktionsprodukten mit unterschiedlichen Anteilen an Flugasche aufbauen kann.

Das optimale Wärme- und Stofftransportverhalten der ZWS, resultiert aus der maximalen Schlupfgeschwindigkeit zwischen Rauchgas und mitgeführten feinkörnigen Partikeln bei hoher Beladungsdichte. Es bietet die Möglichkeit, Wasser unmittelbar in die Wirbelschicht einzudüsen, um das Rauchgas auf die optimale Absorptionstemperatur zu kühlen, und zwar unabhängig von der Menge des zur Entschwefelung benötigten trocken eingeblasenen Kalkhydrats.

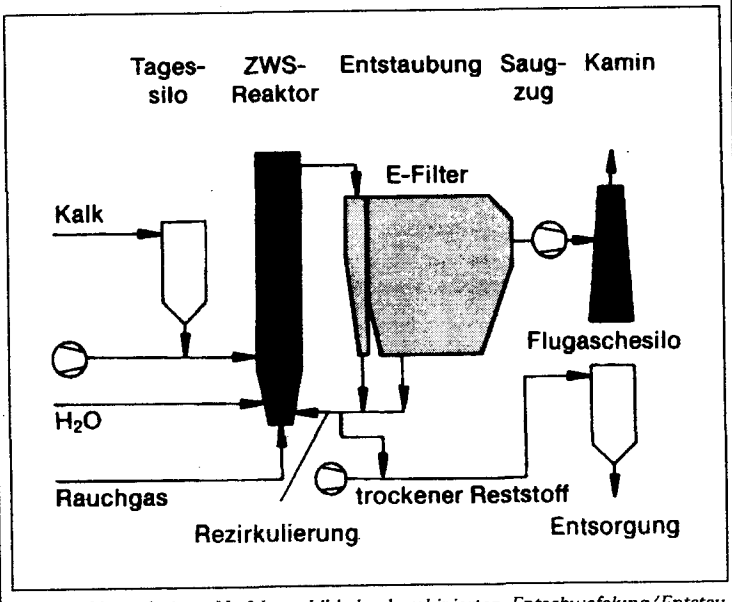



*Abb. 1: Vereinfachtes Verfahrensbild der kombinierten Entschwefelung/Entstaubung von Rauchgasen*

Die Absorptionsprodukte bestehen im wesentlichen aus $CaSO_3 \cdot ½ H_2O$, $CaSO_4 \cdot ½ H_2O$ und $CaCO_3$. Sie werden durch das Reingas zum Kopf des Absorbers transportiert und in dem nachgeschalteten Entstaubungssystem, das ein mechanisches Vorentstaubungssystem enthält, vom Reingas getrennt.

Die so abgeschiedenen Produktstäube werden über pneumatische Förderrinnen zum Absorber rezirkuliert, um die Feststoffverweilzeit des Sorbens zu verlängern, wodurch sich auch der erforderliche Kalkhydratverbrauch (Ca/S-Verhältnis) des Prozesses reduzieren läßt. Das molare Ca/S-Verhältnis liegt dabei zwischen 1,1 und 1,5 bei Entschwefelungsgraden über 97 %. Das Reingas gelangt dann durch einen Saugzug zum Kamin. Die Produktmenge, die den in den Absorber eingetragenen Feststoffmengen entspricht, wird ausgetragen und in ein Produktsilo gefördert.

Die wesentlichen Vorteile dieses hier dargestellten Prozesses sind:
- einfaches, betriebssicheres Verfahren mit hoher nachgewiesener Verfügbarkeit
- geringer Platzbedarf
- Entschwefelungsgrad über 97 % allein im Absorber
- Verwendung von normalen Kohlenstoffstählen ohne Auskleidungen, keine exotischen Materialien
- keine beweglichen Teile, Suspensionsdüsen oder Suspensionspumpen
- alle behandelten Feststoffe sind trocken
- vollständige $SO_3$-Entfernung
- niedrige Investitionskosten
- geringer Personalbedarf.

## ZWS-Betriebserfahrungen

Auf dem Gebiet der Entschwefelung von Rauchgasen aus Kraftwerken hat Lurgi mit diesem Konzept seit etwa 7 Jahren Betriebserfahrung gesammelt. Dabei wurden Rauchgase aus Kraftwerken gereinigt, deren Feuerung mit nahezu allen unterschiedlichen in Deutschland eingesetzten Kohletypen erfolgte.

So war der Brennstoff des Kraftwerkes der Bayerwerke in Schwandorf tschechische Hartbraunkohle mit einem mittleren Schwefelgehalt von ca. 2 – 3,5 %, einem hohen Aschegehalt (17,5 %) und einem unteren Heizwert von ca. 17 000 kJ/kg (Abbildung 2). Die Anlage beweist den außerordentlich geringen Platzbedarf, der bei Verwendung der ZWS-Technik benötigt wird. Die Rauchgasentschwefelungsanlage (REA) für 620 000 Nm³/h des Kraftwerkes der Preussen Electra AG in Borken (Hessen) reinigt dagegen Rauchgase aus einer Braunkohletrockenfeuerung. Diese Kohle ist der westelbischen Braunkohle aus Ostdeutschland sehr ähnlich. Zu ihren Eigenschaften zählen hoher, stark schwankender Schwefelgehalt (4 – 8 %), hohe Feuchte (bis zu 50 %) hohe Asche-anteile (6 – 20 %) und demnach ein niedriger Heizwert von ca. 11 000 kJ/kg. Hier ließ sich eine konstante $SO_2$-Entschwefelungsrate von über 97 % einhalten und das bei $SO_2$-Eintrittskonzentrationen von zeitweilig mehr als 13 g/Nm³ tr. Alternativ wurden mit dieser Anlage auch Rauchgase aus einem Schmelzfeuerungskessel gereinigt, der mit derselben Kohle befeuert wurde, mit zur Trockenfeuerung deutlich unterschiedlichen $SO_3$-Gehalten im Rohgas. Auch sie war vor einem Elektrofilter angeordnet, so daß die gesamte Rohstaubbeladung von bis zu 25 g/Nm³ die REA passierte. Ein weiteres Einsatzbeispiel ist die ZWS-REA für die Anlagen 1 und 2 des Kraftwerkes Siersdorf des Eschweiler Bergwerksvereins (EBV) (2 x 363 000 Nm³/h). Die Kessel verbrennen Gasflammkohle aus dem Aachener Revier mit niedrigen Schwefelgehalten (0,7 – 1 %), hohen Aschegehalten (17 – 21 %) und mittleren Heizwerten (ca. 23 000 kJ/kg).

Insgesamt demonstrieren diese Beispiele die hohe Flexibilität des ZWS–REA–Systems, das rasche Änderungen in der $SO_2$- und Feuchte-Konzentration im Rohgas bewältigen kann, wie sie durch plötzlichen Brennstoffwechsel (Verwendung von Grubengas) hervorgerufen werden. Die Anlagen sind jeweils hinter existierenden Elektrofiltern installiert.

Dies ist auch im Kraftwerk M3 der Adam Opel AG in Rüsselsheim der Fall, wo die Anlage für 180 000 Nm³/h ausgelegt ist. Hier werden die Abgase aus zwei Industriekesseln entschwefelt. Die eingesetzte Kohle ähnelt dem Aachener Typ, es ist Ruhrkohle mit niedrigem Schwefelgehalt (0,7 – 1 %), niedriger Feuchte, wenig Asche (3 – 5 %) und demnach relativ hohem Heizwert (ca. 30 000 kJ/kg). Diese Kessel werden genauso mit Alternativbrennstoffen betrieben (Öl und Erdgas). Nachgeschaltet ist eine SCR-Entstickungsanlage. Auch diese Anlage zeichnet sich durch eine hohe Flexibilität hinsichtlich der möglichen Änderungen des Rauchgasvolumenstromes aus, der für 18 bis 110 % ausgelegt ist, erzielbar durch Rezirkulation eines Teilstromes des Reingases. In der neuesten Anlage dieses Types, die zur Zeit für die Österreichischen Drau-Kraftwerke (ÖDK) in Zeltweg/Österreich gebaut wird (600 000 Nm³/h), wird Braunkohle aus der Region verfeuert mit etwas niedrigeren Schwefelgehalten als die in Schwandorf eingesetzten Kohlen (2 400 mg $SO_2$/Nm³ tr.).

Und schließlich verdeutlicht die ZWS-REA für die Bündner Zement Werke Untervaz/Schweiz für Abgase eines Drehrohrofens in einem Zementwerk, daß sich mit diesem Konzept auch dann gute Entschwefelungsgrade erzielen lassen, wenn sehr hohe $CO_2$-Konzentrationen (20 – 28 %) im Rohgas vorliegen und das Rohmehl für das Drehrohr die ZWS-REA passiert.

## Kombinierte Entschwefelung und Entstickung

Eine der neuesten Entwicklungen der Lurgi auf dem Gebiet der ZWS ist die kombinierte Entschwefelung und Entstickung in ein und demselben ZWS-Absorber. Im Unterschied zu dem bisher vorhandenen Entschwefelungskonzept, das bei ca. 70 °C arbeitet, wird das neue Verfahren bei etwa 400 °C betrieben und daher sinnvollerweise vor dem Luvo angeordnet, so daß sich eine Wassereindüsung erübrigt. Das Verfahrenskonzept für die Entschwefelung ist im Prinzip das gleiche wie beim »Tieftemperatur«-Verfahren.

Die sauren Rohgasbestandteile $SO_2$, $SO_3$, HF und HCl reagieren mit Kalkhydrat ($Ca(OH)_2$) in einer expandierten zirkulierenden Wirbelschicht. Das so gebildete Reaktionsprodukt ist aber hauptsächlich Anhydrit ($CaSO_4$) mit nur noch geringen Anteilen an $CaSO_3$ (ca. 5 – 10 %), während bei der $SO_2$-Absorption bei 70 °C vornehmlich $CaSO_3 \cdot \frac{1}{2} H_2O$ entsteht.

Im selben Absorber findet die Entstickungsreaktion statt, die nach dem selektiven Reaktionsprinzip der katalytischen Reduktion (SCR) abläuft. Sie benötigt Ammoniak ($NH_3$) als Reduktionsmittel und bei dieser Temperatur einen Katalysator (Abbildung 3). Als Katalysator dient in diesem ZWS-System ein feines Pulver, das aus der aktiven Substanz, ursprünglich Eisensulfat-Hepta-Hydrat (Grünsalz) ohne jegliches Trägermaterial, beste

## Der richtige Katalysator

Vor mehr als drei Jahren, als dieser neue Prozeß erstmals veröffentlicht wurde [3] begann man die Untersuchungen mit einem Katalysator, der aus einem Silikat- oder Aluminiumträger von 1,5 mm Durchmesser bestand, mit der aktiven Komponente auf der Trägeroberfläche – ebenso

## Kombinierte $SO_2$ und $NO_x$ Entfernung

**Selektive katalytische Reduktion**

$$4NH_3 + 4NO + O_2 \xrightarrow{KAT.} 4N_2 + 6H_2O$$
$$4NH_3 + 2NO_2 + O_2 \xrightarrow{KAT.} 3N_2 + 6H_2O$$

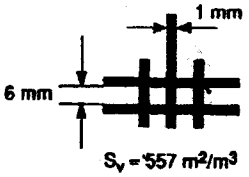
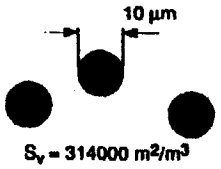
| Katalysator | Träger | Aktive Komponenten |
|---|---|---|
|  | $TiO_2$ | $V_2O_5$<br>$MoO_3$<br>$WO_3$ |
|  | — | FeO / $FeSO_4$<br>MnO / $MnSO_4$ |

*Abb. 3: Vergleich der Katalysatoren für die kombinierte Entfernung von $SO_2$ und $NO_x$*

wie es bei Waben- oder Plattenkatalysatoren üblich ist. Inzwischen wurde eine Pilotanlage im Kraftwerk der Rheinisch Westfälischen Elektrizitätswerke (RWE) in Dettingen gebaut, die einen Bypass-Strom von ca. 1 200 Nm³/h Rauchgas dieses Kraftwerkes gereinigt hat (Abbildung 4). Ihr Absorber hat einen Durchmesser von 600 mm und eine Höhe von 6 m. Nachgeschaltet sind ein mechanischer Vorentstauber und ein zweifeldriges Elektrofilter.

Während der etwa eineinhalbjährigen Betriebszeit zeigten die Ergebnisse, daß der effektivste und billigste Katalysator die aktive Komponente selbst war – ohne Trägersubstanz. Der verwendete feinpulverige Katalysator erreicht eine Oberfläche von mehr als 300 000 $m^2/m^3$ bei einem mittleren Korndurchmesser von 10 µmm. Selbst wenn vergleichbare grobe Partikeldurchmesser von 50 µmm verwendet werden, würde die Oberfläche immer noch 68 000 $m^2/m^3$ betragen. Dies erklärt den geringen Verbrauch an Katalysator von etwa 0,1 – 0,5 g/$Nm^3$ Rauchgas.

## Kombinierte $SO_2$ und $NO_x$ Entfernung

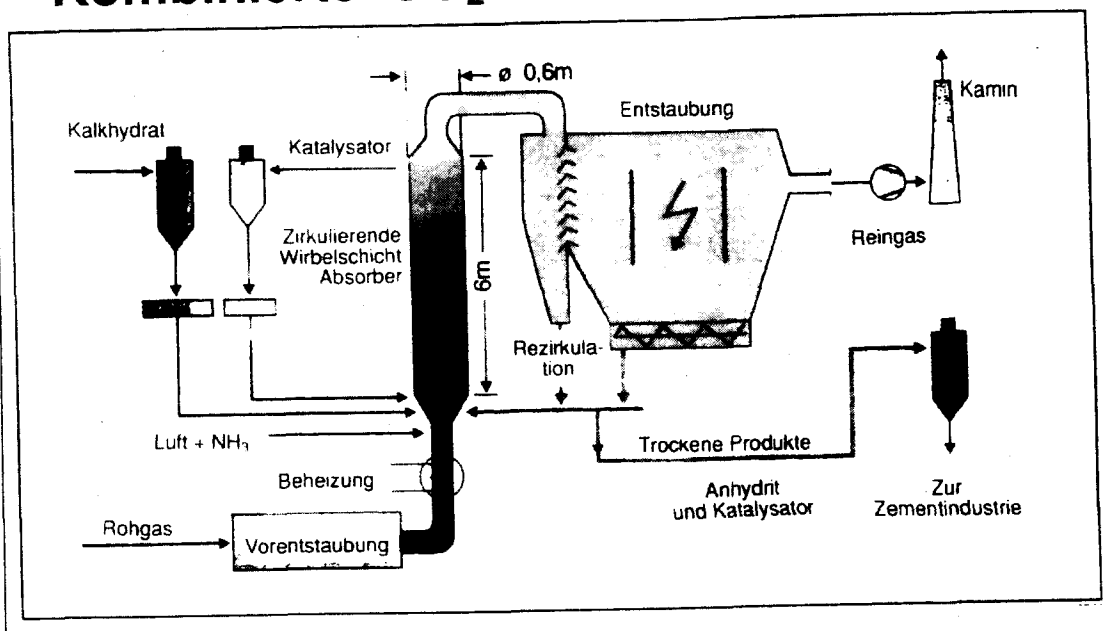



*Abb. 4: Vereinfachtes Fließschema der Pilotanlage im Kraftwerk der Rheinisch Westfälischen Elektrizitätswerke in Dettingen*

## Neue Erkenntnisse

Die Versuche zeigten, daß die Flugaschebeladung des Rohgases weder die Entstickungsreaktionen des Rohgases noch die Entschwefelung störten. Ähnlich wie beim Tieftemperaturprozeß, reduziert die Flugasche die mittlere Feststoffverweilzeit im Absorber und damit auch die des Sorbens. Zusätzlich setzt der Verdünnungseffekt die Wirksamkeit des Katalysators im Bett herab. Dieser Nachteil konnte durch weitere Zugabe von Katalysator ausgeglichen werden. Mit dieser Pilotanlage ließ sich beweisen – und das war Hauptziel der Untersuchung – daß die Entschwefelungsreaktion mit Kalkhydrat als Oxidation im selben Reaktionsgefäß stattfinden kann, in dem auch die Entstickungsreaktion (Reduktion) abläuft. Bis zu diesem Zeitpunkt wußte man lediglich, daß Entstickungskatalysatoren eine saure ($TiO_2$-, $SiO_2$, $Al_2O_3$-) Trägerbasis haben mußten, um eine Wirksamkeit der aktiven Substanzen zu erzielen. Umso erstaunlicher war die Erkenntnis, daß die Wirkung der reinen aktiven Substanz ($FeSO_4$) in der expandierten Wirbelschicht auch durch hohe Konzentrationen an basischen Partikeln (Ca-Verbindungen) außer dem Verdünnungseffekt (Raumgeschwindigkeit) nicht reaktionskinetisch beeinträchtigt wurde. Vermutlich liegen aktive Substanzpartikel und Ca-Partikel nebeneinander vor und haften nicht aneinander (die fluiddynamische Stähnenbildung in der ZWS ist davon unabhängig zu betrachten).

Für die vornehmliche Bildung von Anhydrid ($CaSO_4$) anstatt Kalziumsulfit ($CaSO_3$) ist offenbar die Aufoxidation von $SO_2$ zu $SO_3$ durch den Katalysator während der $NO_x$-Reduktion verantwortlich. Das bedeutet: Die bei bisher üblichen Katalysatoren wegen der Korrosionsgefahr als unerwünscht geltende Nebenreaktion der $SO_3$-Bildung ist für die Entschwefelungsreaktion ein positiver Nebeneffekt, der die Entschwefelungswirkung des Verfahrens noch erhöht, da $SO_3$ mit Kalkhydrat schneller reagiert als mit $SO_2$. Darüber hinaus entsteht ein Produkt ($CaSO_4$), das im Vergleich zum Sulfit eine bessere Umweltverträglichkeit aufweist.

Die Versuchsergebnisse der Pilotanlage bestätigten im wesentlichen die Laborergebnisse der Universität Karlsruhe [4], [5] und der Chemetall [6], einer Tochtergesellschaft der Metallgesellschaft (M.G.) AG – ebenso wie die Lurgi. Trotz hoher Stickoxidminderung konnte eine $N_2O$-Bildung von > 1 % bei 400 °C beobachtet werden. Dabei wurden bei $SO_2$-Konzentrationen im Rohgas von 1 300 bis 1 800 mg/$Nm^3$ tr. Entschwefelungsraten bis zu 97 % erzielt und das bei einem molaren Ca/S-Verhältnis von 1,6 bis 1,8. Bei den für das Kraftwerk Dettingen üblichen $NO_x$-Konzentrationen von 350 bis 650 mg/$Nm^3$ tr. (gerechnet als $NO_2$), wurde eine $NO_x$-Minderung bis zu 88 % bei einem $NH_3$: NO-Verhältnis von 0,7 bis 1 erzielt. Bei höheren NO-Rohgaskonzentrationen von ca. 1 500 mg/$Nm^3$ tr. wurden Entstickungsgrade bis zu 94 % erreicht. Dabei blieb der Ammoniak-Schlupf unter 5 ppm. Diese niedrigen Werte erklären sich durch eine katalytisch unterstützte Ammoniakverbrennung in der ZWS.

Der Prozeß zur kombinierten Entschwefelung und Entstickung kann auch nur zur Entschwefelung bzw. Entstickung eingesetzt werden. Hierin ist beispielsweise eine interessante Lösung für Abgase aus Zementanlagen, Glaswannen oder anderen keramischen Öfen zu sehen, die meist hohe $NO_x$-Konzentrationen und relativ niedrige $SO_2$-Konzentrationen aufweisen. Zusammenfassend bietet das Verfahren folgende Vorteile:

- geringer Platzverbrauch
- einfaches, zuverlässiges Verfahren
- niedrige Investitionskosten
- geringer Personalbedarf

Speziell für die Entstickung sind folgende Prozeß-Merkmale charakeristisch:

- $NO_x$-Minderung > 90 % bei 300 – 400 °C
- feinkörniger Katalysator
- einfache Geometrie
- einfache Komponenten
- Erneuerbar während des Betriebes
- Umweltfreundlich (Fe)
- konstante Aktivität
- Unempfindlich gegen $SO_2/SO_3$
- $SO_2$-Oxidation ist positiver zusätzlicher Effekt

Bezogen auf die Entschwefelung ergeben sich folgende Vorzüge:

- $SO_2$-Entfernung > 95 % bei 400 °C
- feinkörniges Sorbens $Ca(OH)_2$
- keine Wassereindüsung
- vollständige $SO_3$-Entfernung
- keine Störung zwischen $DeNO_x$ und $DeSO_x$-Reaktion

Der Verbrauch des Katalysators liegt zwischen 0,1 bis 0,5 g/$Nm^3$ und wird mit dem Produkt ausgetragen. Er ist im Gegensatz zu anderen in der Katalysatortechnik gebräuchlichen Schwermetallen wie Vanadium, Molybdän und Wolfram nicht umweltbelastend. Wegen der geringen anfallenden Mengen kann man die durch den Katalysator hervorgerufenen Konzentrationsänderungen als Schwankungsbreite der Aschezusammensetzung ansehen.

Eine Anreicherung von anderen giftigen Substanzen, wie Arsen im Katalysator, tritt ebenfalls nicht auf, da im Prozeß keine Speicherungsvorgänge wie in mehrjährig genutzten Wabenkatalysatoren möglich sind. Somit bleiben auch Deponieprobleme aus. Von der Zusammensetzung her müßte das Endprodukt in der Zementindustrie eingesetzt werden können. Sind die unverbrannten Restkohlenstoffgehalte der Flugasche zu hoch, sollte sich das Material im Drehrohrofen direkt einsetzen lassen.

Mit diesem Konzept wurde ein Verfahren bereitgestellt, das durch seine einfache und sichere Prozeßführung hohe Wirkungsgrade bei geringen Investitionskosten erreicht, was auch international Beachtung findet [7], [8].

Diese mit dem Institut für Chemische Technik der Universität Karlsruhe (Prof. W. Weisweiler), der Chemetall AG und der Lurgi Energie- und Umwelttechnik GmbH gemeinsam durchgeführte Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministers für Forschung und Technologie unter dem Förderkennzeichen O1VQ87183 finanziell zu 50 % unterstützt.

Die Verantwortung für den Inhalt der Veröffentlichung liegt beim Autor.

○

*Literaturhinweise:*

*[1] Schytil, F., »Wirbelschichttechnik«, Springer-Verlag, Berlin, Göttingen, Heidelberg (1961)*

*[2] Sauer, H. und Anders, R., »Betriebserfahrungen mit der Trockenen Rauchgasentschwefelung (System ZWS) im Braunkohle-Kraftwerk Borken«, Sonderdruck anläßlich der VGB-Konferenz »Kraftwerke und Umwelt«, am 26./27. April 1989 in Essen*

*[3] Sauer, H., Weisweiler, W. und Riley, J.D., »Simultaneous $SO_2$- and $NO_x$-Removal in the Circulating Fluid Bed«, Paper presented at »The First International Power Technology Conference«, Chicago, Ill., October 31-Nov. 2, 1989*

*[4] Weisweiler, W., »Umweltfreundliche Entstickungs-Katalysatoren auf Basis Eisen/Mangan-Oxid/Sulfat«, DECHEMA-Jahrestagung 1989, Frankfurt/Main, June 01-02, 1989*

*[5] Weisweiler, W., Hermann, E., Zimmer, J., Sauer, H., «Der zirkulierende Wirbelschicht-Reaktor zur simultanen trockenen Reinigung von $NO_x$- und $SO_x$-haltigen Feuerungsabgasen«, Proceedings GVC/VDI-Jahrestreffen 25. – 27.09.1991, Köln, S. 180 – 182*

*[6] Anschütz und Fennemann, »Trockene Simultan-Entfernung von $SO_2$ + $NO_x$ aus Rauchgasen in der Wirbelschicht«, interner Versuchsbericht der Chemetall AG, Nr. 4847*

*[7] Hansen, S.K., Toher, J., Lanois, G., Sauer, H., »High Efficiency Dry FGD $SO_2$ and combined $SO_x$/$NO_x$-Removal Experience with the Lurgi Circulating Fluid Bed Dry Scrubber – A New Economical Retrofit Option for U.S. Utilities for Acid Rain Remediation«, Paper presented at the International Joint Power Generation Conference, San Diego, California, October 6-20, 1991*

*[8] Toher, J.G., Lanois, G.D., Sauer, H., »High Efficiency Dry FGD, $SO_2$ and Combined $SO_x$-/$NO_x$-Removal Experience with the Lurgi Circulating Fluid Bed Dry Scrubber – A New Economical Retrofit Option for U.S. Utilities for Acid Rain Remediation«, Paper presented at »The 1991 $SO_2$-Control Symposium«, Washington, D.C. December 3-6, 1991*

**© copyright by ecomed Fachverlag**
**8910 Landsberg am Lech 1992**

## *Diskussion – Dr. Harald Sauer (Lurgi Energie und Umwelttechnik GmbH)*

**Dr. Gruber** (Fa. DRAUCONSULTING): Man spricht immer bei den herkömmlichen Kalkadditivverfahren von sinnvollen Temperaturen von 800 bis 1100 °C, umgekehrt beim Trockensorptionsverfahren möglichst nahe beim Taupunkt. Jetzt stellen Sie ein Verfahren vor, bei dem Sie sagen, 300 bis 400 °C ist optimal. Könnten Sie mir das bitte erklären. Die zweite Frage: nachdem wir, die Kraftwerksbetreiber, Probleme haben, herkömmliche Flugaschen in der Zementindustrie unterzubringen, würde es mich interessieren, Sie haben den Weg in die Zementindustrie aufgezeichnet, wie realistisch der aus Ihrer Sicht ist?

**Dr. Sauer**: Zunächst zu dieser Frage, was ist nun die optimale Entschwefelungstemperatur. Ich möchte hier nun keine Vorlesung halten, das würde zu lange dauern. Aber es gibt im Grunde ganz unterschiedliche Entschwefelungstemperaturen. Das ist einmal die Entschwefelung kurz unterhalb der Zersetzungstemperatur, das ist ca. 850 °C. Da müssen Sie allerdings aufpassen, nicht zu stark reduzierende Bedingungen zu fahren, dann spalten Sie $CaSO_4$. Das ist die eine Entschwefelungsmöglichkeit, die in der zirkulierenden Wirbelschichtverbrennung durch Addition von Kalkstein genutzt wird. Zunächst erfolgt die Umsetzung zu CaO und dann die Reaktion mit $SO_2$. Daneben existiert die Entschwefelungsreaktion im Tieftemperaturbereich, die im wesentlichen mit Kalziumhydrat gemacht wird. Eigentlich deswegen, weil das Kalziumhydrat die größere Oberfläche hat. CaO würde auch reagieren, allerdings mit dem Unterschied, daß CaO durch die Löschung noch chemisch gemahlen wird. Ich sagte Ihnen, Kalkhydrat hat etwa Partikelgrößen von 5 bis 10 mm. Je näher Sie zum Taupunkt kommen, desto besser die Reaktion. Einfach dadurch zu erklären, daß zunächst Wassermoleküle am Kalkhydrat adsorbiert werden, dann das $SO_2$ über die molekulare Adsorptionsschicht schneller reagiert. Man muß allerdings dazu sagen, das ist auch nur die halbe Wahrheit. Je näher Sie zum Taupunkt kommen, desto mehr kommen praktische Probleme, d.h. einmal wegen der Korrosion und zum anderen wegen der Fließfähigkeit des Produktes. Denn mit Annäherung an den Taupunkt lagert das $CaSO_4$ mehr und mehr Wasser in das Molekül ein. Aber es bleibt auch die freie Restfeuchte, und die Restfeuchte beeinflußt die Fließfähigkeit. Diese praktischen Gesichtspunkte sind auch zu beachten. Das führt letztlich dazu, daß wir meist in den Systemen, die ich dargestellt habe, im Bereich von 65 bis 75 °C fahren abhängig von den unterschiedlichen Taupunkten der Rohgase, womit wir zwischen 25 und 15 °C vom Taupunkt entfernt sind. Das heißt wiederum, wir sind deutlich weiter vom Taupunkt entfernt als zum Beispiel die Sprühabsorptionssysteme. Wir bieten selbst Sprühabsorptionssysteme besonders auch Naßsysteme an, daher kennen wir die Vor– und Nachteile der verschiedenen Systeme. Um es noch einmal zu sagen, wir sind nicht so nah am Wassertaupunkt wie die Sprühabsorption, weil die ZWS ein hoch reaktives System ist, das auf nachgeschaltete Reaktionssysteme, wie ein Tuchfilter, verzichten kann.

**Dr. Gruber**: Sie haben etwas von 300 °C erwähnt.

**Dr. Sauer**: 300 °C ist, so wenn Sie wollen, ein Zwischending zwischen diesen beiden Temperaturbereichen. Bei Temperaturen über 100 °C, also wo eine Wasserdampfadsorption eine nicht mehr

so große Rolle spielt, sinkt normalerweise die Absorptionsfähigkeit des Kalkhydrats und nimmt dann in Richtung 850 °C zu. Daß die Reaktion bei 400 °C trotzdem so gut ist, ist auf die Aufoxidation des $SO_2$ zu $SO_3$, zurückzuführen. $SO_3$ reagiert aber deutlich besser als das $SO_2$ mit dem Kalkhydrat. Von der Reaktionsgeschwindigkeit her reagiert Kalkhydrat mit $SO_3$ am schnellsten, dann folgen die Reaktionen nach den Stabilitäten der Reaktionsprodukte, Flußsäure, HCl und dann erst $SO_2$, Gott–sei–Dank erst danach $CO_2$. Die Carbonatbildung ist der eigentliche Grund, warum die Stöchiometrie bei Trockenverfahren schlechter ist als bei den Naßverfahren.

**Prof. Hackl**: Bezüglich der 300 bzw. 400 °C, die Sie aufgezeigt haben in der Folie, da ist ja auch in Ihrem Text die 90 % Entstickung damit verbunden. Das heißt, daß Sie auch den firmeninternen Vergleich mit dem Sprühsorptionsverfahren, das ja auch eine simultane Entstickungsmöglichkeit hat, aufgezeigt haben. Da ist hier eine deutlich besser Leistung nachweisbar. Ist das so richtig zu interpretieren?

**Dr. Sauer**: Das ist richtig. Dieses 400 °C–System ist eine klassische SCR–Reaktion mit Ammoniak. Das ist nicht zu verkennen. Die Entstickungsreaktion, die andere eventuell beim Tieftemperatursystem beobachten – wir haben sie nicht überprüft und nachgemessen – wir haben eben auch keine Kalziumnitrate in unseren Produkten gefunden – konnten wir nicht bestätigen. Allenfalls tritt eine adsorptive Bindung des NO auf. Aber gut, wir wollen das nicht ganz in Abrede stellen, daß geringe Mengen an Stickoxiden auch abgereinigt werden.

**Prof. Hackl**: Die Sprühsorption hat ein sehr enges Temperaturfenster für diese Funktion, nämlich die Entstickung; hier ist über den Temperaturbereich, bzw. der Qualität der Entstickung eigentlich nichts angegeben. Darf ich sie bitten, dazu noch kurz etwas zu sagen.

**Dr. Sauer**: In den sogenannten Hochtemperaturentstickungssystem (400 °C) können wir die gleichen Entstickungseffizienzen erreichen, wie bei dem bekannten SCR–System. Letztlich weil es das gleiche Reaktionsystem ist. Ich sollte vielleicht noch dazu sagen, daß auch der Katalysatorflächenbedarf vergleichbar ist mit dem klassischen SCR–System, nur mit dem Unterschied, daß wir die Fläche eben in Form dieses sehr feinen Pulvers aufgeben. Das führt dazu, daß dieses Material eine sehr große spezifische Oberfläche aufweist. Demzufolge brauchen wir nur sehr geringe Eisensulfatmengen aufzugeben, die letztlich zu 1 bis 2 % Eisensulfat zusätzlich im Produkt führen. Das Produkt wird verworfen. Einmal weil es so billig ist und es sich nicht lohnt, es wieder aufzuarbeiten, und zum anderen, weil dieses Material, in der Kohlenasche selbst vorhanden ist. Das ist kein qualitativer Unterschied.

**Dipl.–Ing. Kolbitsch** (Fa. Bertsch): Ich habe mich sehr gefreut über die günstigen Kosten. Aber sie werfen den Katalysator stetig weg. Sie haben gesagt, sie sind sehr billig; aber wie billig ist sehr billig.

**Dr. Sauer**: Grünsalz ist ein Abfallprodukt aus der Titandioxidherstellung. Es wurde früher in der Nordsee verklappt, wird heute aus Umweltgründen aufbereitet. Wenn Sie eine entsprechende Menge Eisensulfat abnehmen und dann geschickt verhandeln, können Sie dafür sogar noch etwas bekommen. Das zu den Kosten für den Ausgangsstoff für den Katalysator.

**Dr. Neumann** (Verbundgesellschaft): Ich möchte noch zur Frage von Dr. Gruber zurückkommen, die Sie nicht beantwortet haben. Entsorgung in der Zementindustrie: Gehen Sie mit diesen Produkten in die Rohmehlsulfatierung, weil als Zu-

schlagsstoff als Abbinderegulierer hinten der Freikalk zu hoch ist? Oder haben Sie das mit der Zementindustrie diskutiert?

**Dr. Sauer**: Also als Zuschlagsstoff in den fertigen Zement, in die Klinkermahlung, das ist nicht möglich. Halte ich auch nicht für sinnvoll, aus diesen Gründen, die Sie eben gesagt haben. Letztlich ist ein bestimmter Anteil an Freikalk enthalten, aber es kann durchaus in den Klinkerprozeß selbst eingegeben werden. Und wird auch da eingebunden. Es ist nicht so, wie man denken möchte, daß dann die Sulfatverbindungen zerstört werden und als $SO_2$ in den Abgasweg gehen. Sondern der Schwefel wird dann bei diesem Klinkerprozeß komplex gebunden. Aber, um es einmal deutlich zu sagen, technisch ist das machbar. Aber auf der anderen Seite müssen wir auch die Realität berücksichtigen. Die Zementindustrie ist keineswegs darüber erbaut, Abfallstoffe aufzunehmen. Sie wehrt sich mit Händen und Füßen, als schwarzes Loch der Abfallentsorgung angesehen zu werden. Insofern haben wir diese Problem erkannt und arbeiten auch daran, dieses Material einer sinnvollen Verwendung zuzuführen, weil es eben Bindeeigenschaften hat. Dihydrat, also $CaSO_4 . 2H_2O$ wird erst dann ein sinnvolles Baumittel, wenn eine Kalzinierung zum Halbhydrat oder zum Anhydrit durchgeführt wird, was zusätzlich Kosten verursacht. Dieses Material, das hier vorliegt, ist bereits im wesentlichen Anhydrit. Also halten wir es für sinnvoll, aus diesem Material möglicherweise einen Bauzuschlagsstoff zu machen (kalte Sandsteinziegel, Bergbaumörtel o.ä.).

SULZER
CHEMTECH

# *Rauchgasentschwefelung nach schwerölbeheizten Dampfkesseln im Bereich 3-50 MW mittels Nassverfahren*

*M. Schaub, C. Bader, SULZER Chemtech,*
*CH-8401 Winterthur Schweiz*

## 1 Einleitung

Schwerölbeheizte Dampfkessel setzen den enthaltenen Schwefel praktisch vollständig in $SO_2$ um, das als Teil des Rauchgas ausgestoßen wird. Da $SO_2$ als eine der Hauptursachen des sauren Regens betrachtet wird, soll es vermindert werden.
Als Möglichkeit zur Vermeidung einer Rauchgasreinigung gibt es die Option, das schwere Öl mit schwefelarmem Leichtöl (typisch Heizöl EL) zu ersetzen. Dieses enthält heutzutage 0,05-0,1% Schwefel, was in Rauchgasen zu einer Schwefelkonzentration für typische Dampfkessel von 90-180mg/$Nm^3$ führt.

Um Schweröl vergleichbar umweltverträglich zu verbrennen, sollte aus diesem Grund ein ähnlicher Wert im Rauchgas erreicht werden, wobei von einer Reduktion des $SO_2$ um mindestens 95% (bei Schweröl mit 2% S) ausgegangen werden muß.

Als mögliches Verfahren für die $SO_2$ Elimination bietet sich die Nasswäsche an, die in verschiedenen Konfigurationen und mit verschiedenen Neutralisationsmitteln in Groß- und Kleinanlagen schon heute angewandt wird.

Nicht alle Verfahren sind jedoch geeignet sowohl für kleine Anlagen wie für große oder umgekehrt.

In diesem Vortrag sollen Verfahren aufgezeigt werden, die sich in Kleinanlagen bewährt haben, für Großanlagen (Kraftwerke) aber kaum anwendbar sind.

## 2 Abwasserloses Verfahren

Abwasserlose Verfahren arbeiten mit Kalk als Neutralisationsmittel. Sowohl Kalkstein wie Kalkhydrat reagieren mit $SO_2$:

1. Zersetzung und Dissoziation von Kalkstein in saurem Milieu oder Dissoziation von Kalkhydrat

2. Reaktion des freien $Ca^{++}$ Ions mit $SO_2$ zu Calziumbisulfit

M. Schaub, C. Bader, Gebr. SULZER AG, Winterthur, Schweiz

### 3. Reaktion des Calziumbisulfit mit Restsauerstoff zu Calziumsulfat (Gips)

Der gebildete Gips fällt aus und kann mittels Filtern abgetrennt werden.

Das von SULZER angebotene Verfahren ist äußerst einfach aufgebaut (siehe Schema 1):
Das Rauchgas wird abgeschreckt und in einem Waschturm mit einer Suspension - die einerseits freies Neutralisationsmittel enthält, andererseits schon ausreagierten Gips - kontaktiert, wobei der Schwefelgehalt um mindestens 95% reduziert wird.
Der Gips wird aus dem System mittels eines geeigneten Filters (meist Filterpresse) ausgetragen, und kann entweder deponiert werden oder als REA-Gips weiterverwendet werden.

Die Suspension enthält einen Mindestgehalt an Gips (rund 8-10%), der dazu dient, die Kontaktflächen (Packung) rein zu halten (Selbstreinigungseffekt).

Vorteile dieses Verfahrens sind der günstige Preis des Neutralisationsmittels, nachteilig ist der relativ große Aufwand (Filterpresse) für die Herstellung des Gipses sowie allgemein das Handling von Feststoffen, die kaum einen vollständig personalfreien Automatikbetrieb zulassen. Es ist jedoch sicherlich möglich, daß der Heizer neben dem Kessel auch diese Anlage überwacht und bedient.

Typische Verbrauchswerte sind (ausgehend von 2%S/kg Schweröl, Angaben für 1MWh produzierten Dampfes):

| | |
|---|---|
| Kalk (als Kalkstein): | 6.5 kg/MWh |
| (als Kalkhydrat): | 4.6 kg/MWh |
| Frischwasser: | 72 kg/MWh |
| REA-Gips Anfall (TS): | 9 kg/Mwh |
| Stromverbrauch: | 5.5 kWh/Mwh |

SULZER CHEMTECH

Schema 1

***Rauchgasreinigung Tonwerke Laufen:***

Nassverfahren für 40 000 $Nm^3/h$ nach Tunnelöfen,
inkl. abwasserlose Schlammaufbereitung
(50 kg/h Flusspat- und Gips-Deponiemenge)

Baujahr 1986, IBS 1986

Tonwarenfabrik Laufen AG
Wahlenstrasse 46
4242 Laufen

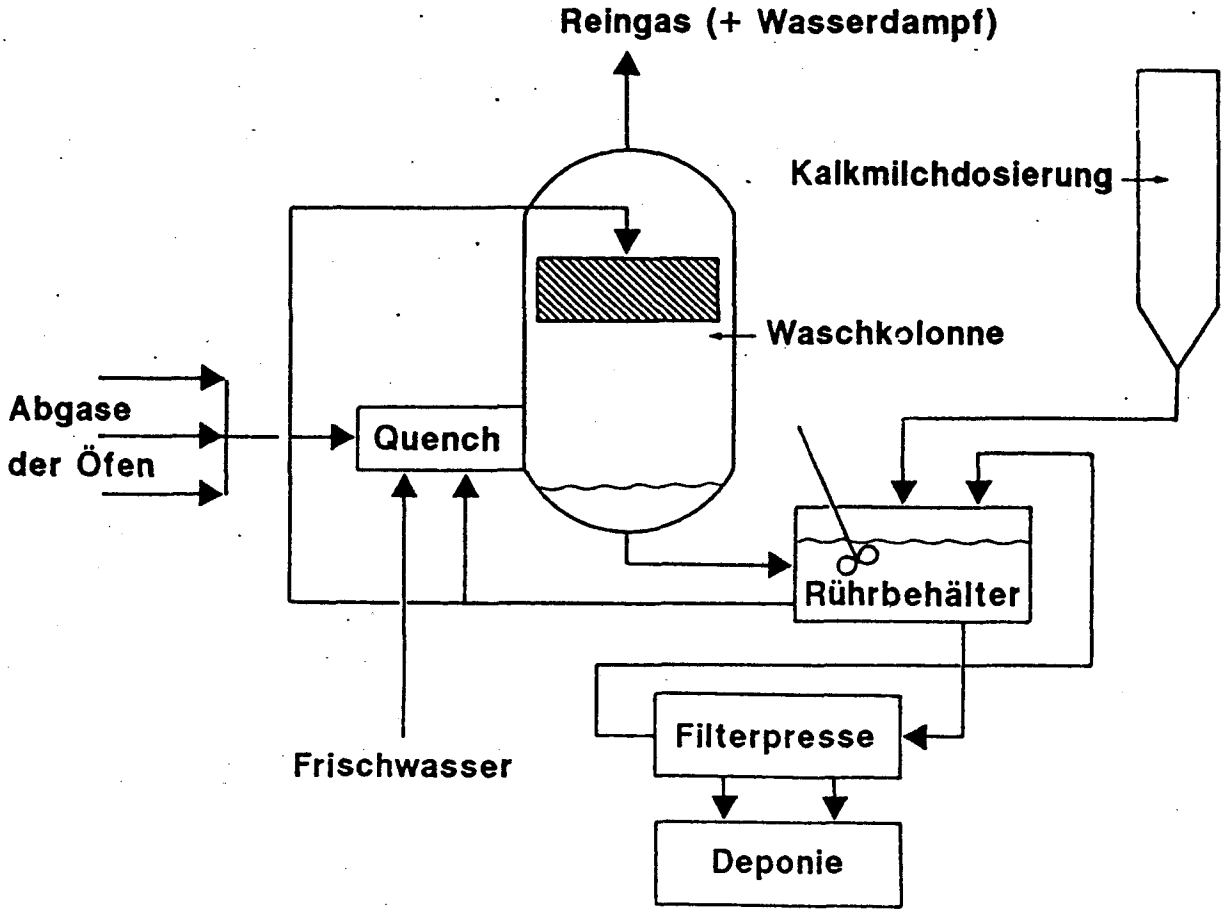



Tabelle 1: Schadstoffkonzentrationen im Rauchgas der Tonwarenfabrik Laufen

| Schadstoff | ohne Rauchgasreinigung | mit Rauchgasreinigung | Abscheide-leistung (%) | Grenzwert LRV Ausgabe 1986 | Grenzwert LRV Entwurf 1990 |
|---|---|---|---|---|---|
| HF (g/h) | 1'213 | 85 | 93 % | 250 | 250 |
| SO2 (mg/m3) | 311 | 32 | 90 % | 250 | 250 |
| NOx (mg/m3) | 113 | 74 | 35 % | 500 | 150 |

## 3 Verfahren mit Abwasseranfall

Verfahren mit Abwasseranfall arbeiten mit Neutralisationsmitteln, die mit $SO_2$ zu gut löslichen Salzen führen. Bekannte Neutralisationsmittel sind insbesondere Natronlauge und Ammoniakwasser (Schema 2).

Das erstere führt in einem 1. Reaktionsschritt zu Natriumbisulfit

$$SO_2 + NaOH \rightarrow NaHSO_3$$

das in einem 2. Reaktionsschritt mit Restsauerstoff zu Natriumsulfat umgesetzt wird

$$NaHSO_3 + NaOH + 1/2\ O_2 \rightarrow Na_2SO_4 + H_2O$$

$Na_2SO_4$ ist ein sehr gut lösliches Salz (Löslichkeit über 20Gew% in Wasser). Eigentlich ist dieses Salz völlig unbedenklich, hat aber den Nachteil, daß Sulfate im Abwasser nicht erwünscht sind wegen deren Angriffigkeit gegenüber Betonrohren. Falls ein Vorfluter vorhanden ist, sollte dieses Abwasser jedoch keine Probleme ergeben, ebensowenig, falls dieser Abwasserstrom nur ein kleiner Anteil einer großen Abwassermenge in einem Werk bildet.

Das Abwasser wird selbstverständlich immer Russpartikel enthalten, die im Wäscher mitabgeschieden werden. Diese sind relativ leicht mittels Fällung oder Flotation abzuscheiden, so daß die Abwässer die erforderlichen Klarheitsanforderungen erreichen.

Es besteht die Möglichkeit, das Wasser einzudampfen, um das Salz in fester Form zu gewinnen, was für die betrachteten Mengen mittels chargenweiser Eindampfung noch gut möglich ist. $Na_2SO_4$ könnte dann als Düngerzusatz verwendet werden.

Eine Fällung ist mittels $CaCl_2$ möglich, aber nicht sinnvoll, weil dann der Betriebsmittelverbrauch stark zunimmt.

Ein erwünschterer Dünger ist Ammoniumsulfat $(NH_4)_2SO_4$, das auf die gleiche Weise hergestellt wird:

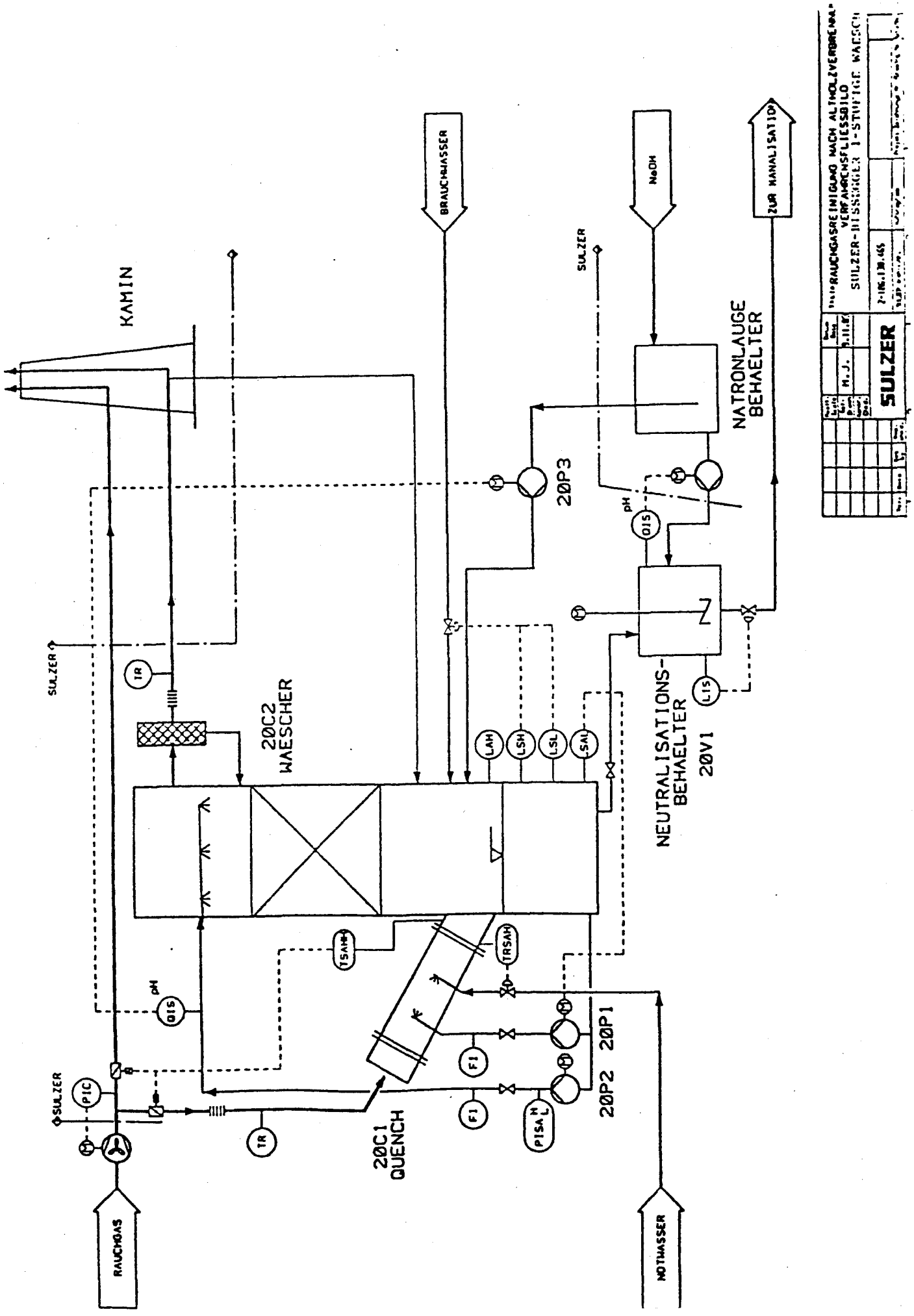
$$SO_2 + NH_4OH \rightarrow NH_4HSO_3$$

$$NH_4aHSO_3 + NH_4OH + 1/2\ O_2 \rightarrow (NH_4)_2SO_4 + H_2O$$

Ammoniumsulfat ist wiederum sehr gut löslich, darf aber nicht mit dem Abwasser abgegeben werden wegen des Ammoni-

SULZER
CHEMTECH

Schema 2



umgehalts. Es bleibt also die Eindampfung zur Produktion von festem Ammoniumsulfat.

Typische Verbrauchswerte sind (ausgehend von 2%S/kg Schweröl, Angaben für 1MWh produzierten Dampfes):

| | | |
|---|---|---|
| Natronlauge (100%) | 5.0 | kg/MWh |
| (30%) | 17 | kg/MWh |
| Ammoniakwasser (25%) | 2.2 | kg/MWh |
| Frischwasser: | 72 | kg/MWh |
| Stromverbrauch: | 3.0 | kWh/MWh |
| Dampfverbrauch (2 bar) (Eindampfung): | 80 | kWh/MWh |

Für diese Anwendung hat SULZER eine Wäscherlinie entwikkelt, die wiederum auf der Verwendung von geordneter Packung als Stoffaustauschoberfläche beruht. Die Wäscher verwenden keine Düsen, und werden dank der hohen eingebauten Zahl von Trenneinheiten bei tiefem Ph betrieben, so daß sich keinerlei Karbonatausscheidungen ergeben, auch wenn nicht behandeltes Frischwasser verwendet wird.

## 4 Verfahren mit hartem oder gepuffertem Wasser

Hartes Frischwasser oder pH-gepuffertes Meerwasser können als Absorptionsmittel verwendet werden. Als pH-Pufferung wirkt in beiden Fällen Karbonat oder Bikarbonat, wobei durch das saurere $SO_2$ das $CO_2$ ausgetrieben wird und durch Sulfat ersetzt werden kann.

In Frischwasser wird der Karbonatanteil normalerweise mit Deutschen Härtegraden (°dH) angegeben.
So kann z.B. ein $m_3$ Wasser mit 20°dH 230g $SO_2$ absorbieren, und dabei das $SO_2$ vollständig zu Sulfat umsetzen, d.h. die Karbonathärte wird in permanente Härte umgewandelt.

Es könnte also ein einfaches Verfahren gewählt werden, in dem das Rauchgas in einem Gegenstromapparat mit Frischwasser kontaktiert wird, und damit das $SO_2$ quantitativ abgeschieden werden kann.

Für Meerwasser liegen die Verhältnisse noch günstiger [1], ist doch die Pufferkapazität des Meerwassers noch höher als von schon recht hartem Wasser, so daß sich ein günstigeres Wasser/Rauchgas-Verhältnis ergibt.

Das Abwasser wird wie im obigen Verfahren Ruß enthalten, der gefällt oder flotiert werden kann.

Typische Verbrauchswerte sind (ausgehend von 2%S/kg Schweröl, Angaben für 1MWh produzierten Dampfes):

| | |
|---|---|
| Frischwasser (20°dH): | 8.7 $m^3$/MWh |
| Stromverbrauch: | 4.0 kWh/MWh |
| Meerwasserverbrauch: | 6.5 $m^3$/MWh |

Als Wäscher dient die gleiche Wäscherfamilie wie für die obigen Verfahren.

## 5 Zusammenfassung

Es bestehen mehrere Verfahren für die Entschwefelung von Rauchgasen aus kleinen Feuerungsanlagen. Die Verfahren an sich sind problemlos betreibbar und werden von vielen Firmen als Baureihen angeboten.
Das eigentliche Problem besteht in den produzierten Sulfaten, die entweder über den Abwasserpfad oder als REA-Gips entsorgt werden müssen. Eine Alternative ist die Verwendung dieser Sulfate als Dünger, wobei der Düngermarkt einen eher übersättigter Markt darstellt.

Eine Variante, die angewandt werden könnte ist der Einsatz von Frischwasser oder Meerwasser im Durchlaufverfahren, wobei in beiden Fällen die natürliche Carbonathärte, resp. die pH-Pufferkapazität ausgenutzt werden kann.

## Bibliographie

[1] Bromley, L.A. - 1972

SULZER
CHEMTECH

## ◆ Rauchgasreinigungen mit dem SULZER–BISSEGGER-Wäscherprogramm

### Rauchgaswäscher nach abfallbefeuertem Industriekessel

*Coop-Bern (CH):*

Zweistufige Natronlaugenwäsche, ca. 12 000 $Nm^3/h$ Rauchgas;
mit Endneutralisation und Filtration der Abschlämmungen. 1,2 $m^3/h$ Abwasser.

*Migros-Bern (CH):*

Zweistufige Natronlaugenwäsche, ca. 14 000 $Nm^3/h$ Rauchgas,
mit Endneutralisation und Filtration der Abschlammungen. 1,3 $m^3/h$ Abwasser.

### Rauchgaswäscher nach schwerölbetriebenem Industriekessel

*Papierfabrik Bremgarten (CH):*

700 kg/h Schweröl; ca. 9000 $Nm^3/h$ Rauchgas;
zweistufige Natronlaugenwäsche.

*Marti, Othmarsingen (CH):*

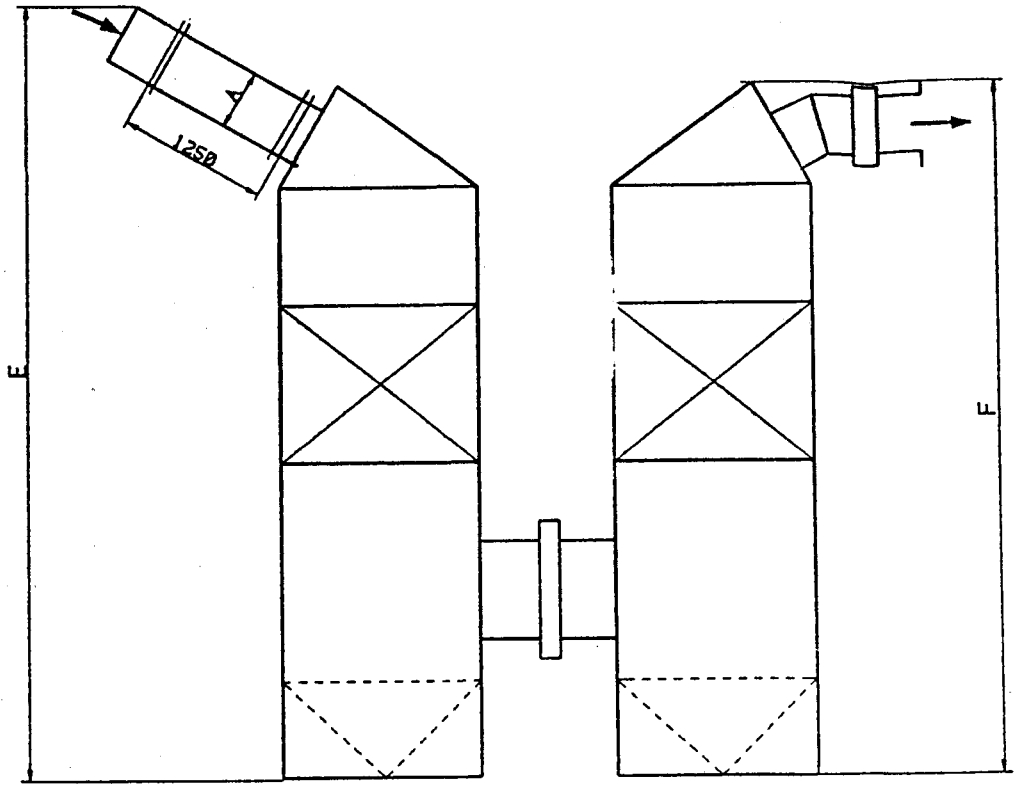
120 kg/h Schweröl;
ca. 2000 $Nm^3/h$ Rauchgas; zweistufige Natronlaugenwäsche.

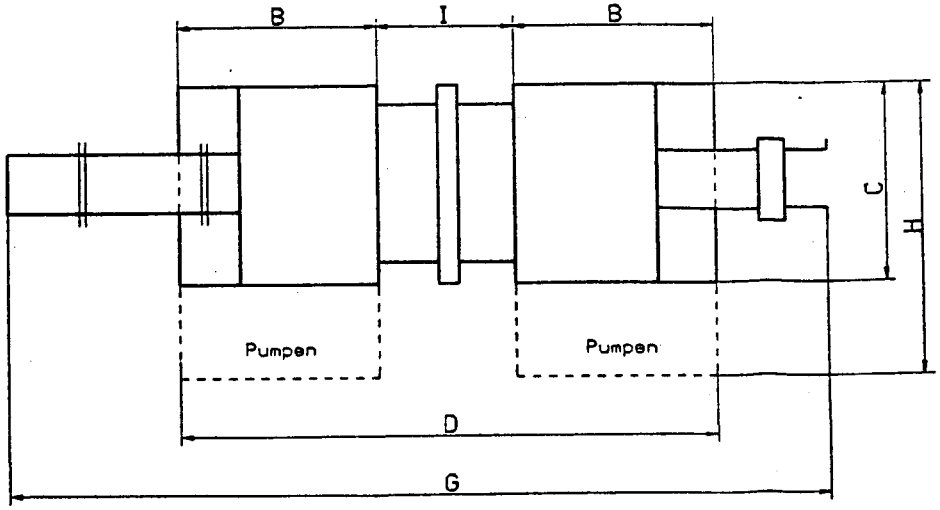
### Rauchgaswäscher nach abfallölbefeuertem Industriekessel

*Schmid AG, Suhr (CH):*

500 kg/h Abfallöl; ca. 8000 $Nm^3/h$ Rauchgas;
zweistufige Natronlaugenwäsche. 1 $m^3/h$ Abwasser.

# 2-STUFIGER KOMPAKTABGASWAESCHER




| NORM TYP | 1N | 2N | 4N | 6N | 9N | 12N | 16N |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Rauchgasmenge am Eintritt bis ..Nm3/h | 1700 | 3400 | 6800 | 10000 | 15000 | 20000 | 26000 |
| Dimensionen (mm) | | | | | | | |
| -A (ø) | 300 | 400 | 600 | 700 | 800 | 1000 | 1200 |
| -B | 550 | 1100 | 1100 | 1650 | 1650 | 2200 | 2200 |
| -C | 550 | 550 | 1100 | 1100 | 1650 | 1650 | 2200 |
| -D | 1600 | 2800 | 2800 | 4100 | 4100 | 5200 | 5200 |
| -E | 4250 | 4450 | 4450 | 4650 | 5450 | 5550 | 6050 |
| -F | 3500 | 3700 | 3700 | 3900 | 4700 | 4800 | 5300 |
| -G | 3400 | 4600 | 4600 | 5900 | 5900 | 7000 | 7000 |
| -H | 1250 | 1250 | 1800 | 1800 | 2350 | 2350 | 2900 |
| -I | 500 | 600 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 |

| | | | | | | |

SULZER CHEMTECH

REFERENZ-ANLAGE — Landis & Gyr

Standort: Industrieller Produktionsbetrieb

Brennstoff: Industrielle Abfälle

Produktionsabfälle

Heizöl (nach Bedarf)

Rauchgase: Normalbetrieb: 11'500 $Nm^3/h$

Lastbereich: 20 - 110 %

Temperatur: 240 - 265 °C

Inbetriebsetzung: September 1986

Schadstoffwerte: (11 % $O_2$; trocken)

| | Rohgas $mg/Nm^3$ | Reingas $mg/Nm^3$ | Abscheidung |
|---|---|---|---|
| SO2 | 280 | 200 | 28 % |
| HCl | 112-2070 | 0.6 - 1.3 | 99 % |
| HF | 4.5 | 0.8 | 78 % |
| Staub | 680 | 42 | 94 % |
| Pb + Zn | 72 | 4.6 | 93 % |

Absorptionsmittel: Seewasser (100 $g/m^3$ $CaCO_2$)

Abwassermenge: 0.5 - 1.0 $m^3/h$

Tabelle 1: Schadstoffkonzentrationen im Rauchgas der Schmid Suhr AG

| Schadstoff | ohne Rauchgasreinigung | mit | Abscheide-leistung (%) | Grenzwert LRV Ausgabe 1986 |
|---|---|---|---|---|
| HCl (mg/Nm³) | 210 | 3 | 98 % | 30 |
| $SO_2$ (mg/Nm³) | 226 | 10 | 95 % | 250 |
| NOx (mg/Nm³) | -- | -- | -- | 500 |

## *Diskussion – Conrad Bader (SULZER Chemtech)*

**Dipl.–Ing. Hammer–Kossina** (Umweltbundesamt Wien): Zu der konkreten Anlage in Laufen habe ich eine Frage: Wie wäre der Preis, wenn das Rohgas Konzentrationen bis zu 3000 bis 5000 $mg/m^3$ $SO_2$ haben würde? Wie hoch sind die Entsorgungskosten, die hinzuzurechnen sind?

**Herr Bader**: Die Anlage in Laufen würde heute inklusive Einbindungen in einen bestehenden Prozeß Größenordnung 2 bis 2,5 Mio. Schweizerfranken kosten.

**Dipl.–Ing. Hammer–Kossina**: Könnten Sie diese Anlage für 3000 $mg/m^3$ Rohgaskonzentration an $SO_2$ bauen und wieviel würde sie kosten?

**Herr Bader**: Die Anlage Tonwerk Laufen ist gasseitig überdimensioniert und könnte auch mit den genannten Konzentrationen problemlos gebaut werden, ohne daß wäscherseitig nennenswerte Mehrkosten entstehen. Die höhere $SO_2$–Belastung führt allerdings zu einem proportional höheren Feststoffanfall. Dieser bedingt einen Mehraufwand bei den Filtrationseinrichtungen, kann aber zumindest teilweise durch eine erhöhte Zahl von Filtrationszyklen pro Tag aufgefangen werden. Der Anlagenpreis für eine Rohgaskonzentration von 5000 $mg/Nm^3$ dürfte bei ca. 3,0 Mio. Schweizerfranken liegen.

**Dipl.–Ing. Hammer–Kossina**: Die Reststoffe aus dieser Anlage werden deponiert?

**Herr Bader**: Wir geben die Reststoffe aus den Anlagen grundsätzliche so ab, wie sie anfallen. Laufen kann sie deponieren. Ich kann Ihnen im Einzelfall nicht sagen, was der lokale Kunde damit machen muß. Wir müssen dieses Problem von Fall zu Fall lokal mit dem Kunden und mit den Behörden diskutieren.

# *Emissionsminderung von Schwefeloxiden aus Feuerungsanlagen im Leistungsbereich von 3 – 50 MW*

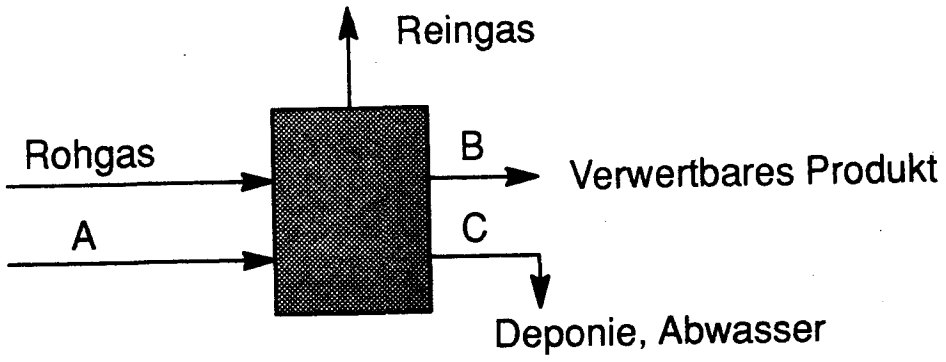
*Prok. Dipl.–Ing. Manfred Weitzer, Austrian Energy & Environment, SGP/Waagner Biró GesmbH*

## 1. Verfügbare Verfahren

Zur Vermeidung von weiterer Luftbelastung muß auch bei Kleinanlagen getrachtet werden, $SO_2$–Emissionen drastisch zu reduzieren.

Dies kann durch Entschwefelung des Brennstoffes (Heizöl EL, Heizöl L), bzw. durch Brennstoffumstellung (z.B. auf Erdgas) erreicht werden, was bei Anlagen unter etwa 10 MW wahrscheinlich die wirtschaftliche Lösung darstellt.

**REA–Verfahrensvarianten**




| Einsatzstoff A | verwertbares Produkt B | Abfall C |
|---|---|---|
| – NaOH + Wasser | – | $Na_2SO_4$ im Abwasser |
| – CaO, $Ca(OH)_2$ (trocken) | – | $CaSO_3$ + $CaSO_4$ + + CaO + .... (landfilling) |
| – $Ca(OH)_2$ (halbtrocken) | – | $CaSO_3$ + $CaSO_4$ + + CaO + .... (landfilling) |
| – $CaCO_3$ + Wasser | Gipsschlamm (vorhandene, **externe** Verwertungswege) | (Abwasser mit Gips–schlamm zu Verwerter) |
| – Regenerativverfahren (z.B. MgO): Wasser + geringe Menge Additiv) | $SO_2$ (**extern, nicht** vorhandene Verwertungswege) | Abwasser (aufbereitet) |

Technisch gesehen besteht die Möglichkeit, auch Kleinanlagen mit konventionellen Entschwefelungsanlagen auszurüsten. Bei der Abscheidung von $SO_2$ aus den Rauchgasen von Feuerungsanlagen entsteht ein Reaktionsprodukt, welches bei den trokkenen und halbtrockenen Verfahren im wesentlichen als Sulfit und bei den Naßverfahren in aufoxidierter Form als Sulfat vorliegt. Bei der Verwendung von Kalk bzw. Kalkstein als Absorptionsmittel ist dieses Reaktionsprodukt bei den trockenen und halbtrockenen Verfahren im wesentlichen Kalziumsulfit, bzw. bei den Naßverfahren Kalziumsulfat (Gips). Eine betrieblich sehr einfache Methode ist die Verwendung von Natronlauge als Reagens, da hierbei keine Feststoffe entstehen. Jedoch verbleibt dann Natriumsulfat (Glaubersalz) im Abwasser und belastet den Vorfluter. Eine Umfällung mit Kalk ist möglich, was die Glaubersalz–Fracht vermindert und NaOH teilweise als Reagens rückzugewinnen gestattet, jedoch zusätzlich Gipsabfälle erzeugt.

Bei Naßverfahren mit Kalkstein fällt Gips als Produkt in reiner Form an. Gips kann als Rohstoff in der Zementindustrie und in der Gipsindustrie rezykliert werden, in Österreich ist der Markt derzeit noch aufnahmefähig.

Die Reaktionsprodukte könnten vorzugsweise in größeren zentral gelegenen Anlagen gemeinsam weiterverarbeitet werden und damit ihrerseits einen weiteren Rohstoff darstellen. Für solche Anlagen sind bei entsprechender Nachfrage an den Reaktionsprodukten vielfältige Finanzierungsmöglichkeiten denkbar.

Für kleine Anlagen ist wegen des oft nicht vertretbaren Betriebsaufwandes eine Erzeugung verkäuflicher Gipsbriketts an Ort und Stelle aus dem anfallenden Gipsschlamm nicht vorstellbar. Denkbar ist jedoch z.B. eine Anlieferung der Gipssuspension zu größeren Kraftwerken, die diesen dann gemeinsam mit eigenen Stoffströmen in den vorhandenen Anlagen weiterverarbeiten könnten.

Sollte eine Reststoffnutzung wirtschaftlich nicht möglich sein, so sind solche Reststoffe unter Verwendung von Asche mineralisch zu verfestigen (die Technologie und Erfahrung sind in Österreich vorhanden) und so durch Einschluß aller Schadstoffe durch andere geeignete Methoden boden– und grundwasserneutral einzubinden und zu deponieren.

## 2. Das Chemico–Insitu–Verfahren

Es bleibt festzustellen, daß die Naßverfahren zur $SO_2$–Abscheidung ein höheres Potential zur Erreichung von weiter abgesenkten Emissionsgrenzwerten besitzen; eine Eigenschaft, welche in Zukunft bei noch schärferen Gesetzesauflagen wesentliche Bedeutung erlangen könnte.

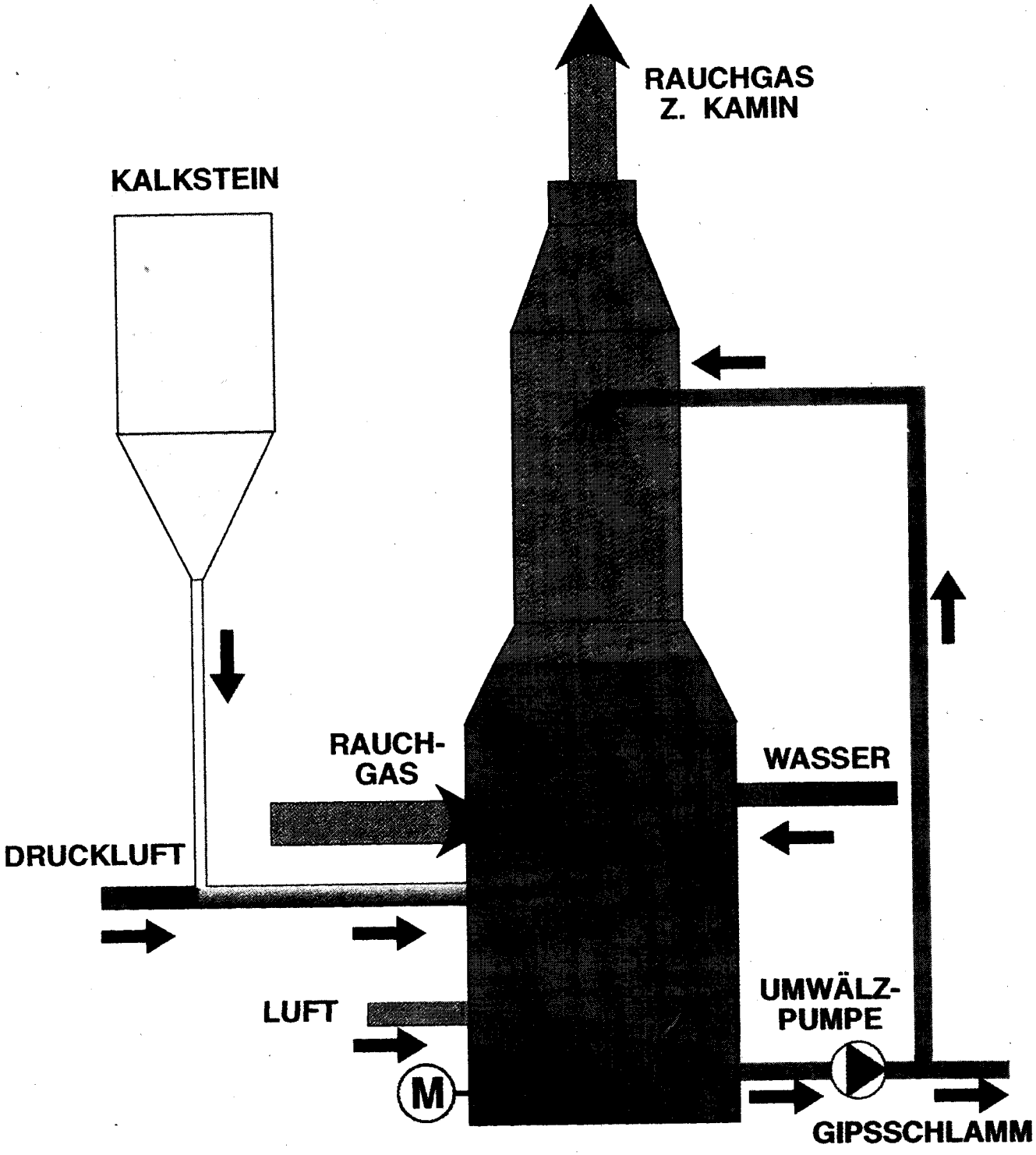
Die weitgehende Abscheidung von $SO_2$ erfolgt durch Absorption in einem Gegenstrom–Sprühturm. Bei diesem Verfahren wird als Waschflüssigkeit Kalkstein–Suspension ($CaCO_3$) eingesetzt. Diese wird in mehreren Sprühebenen fein verteilt und reagiert so mit dem $SO_2$ im Rauchgas.

Besonderes Augenmerk bei der Entwicklung des Chemico–Prozesses wurde auf die Verwertbarkeit des Produktes gelegt, um das Problem der Umweltbelastung nicht von der Luft in das Grundwasser zu verlegen.

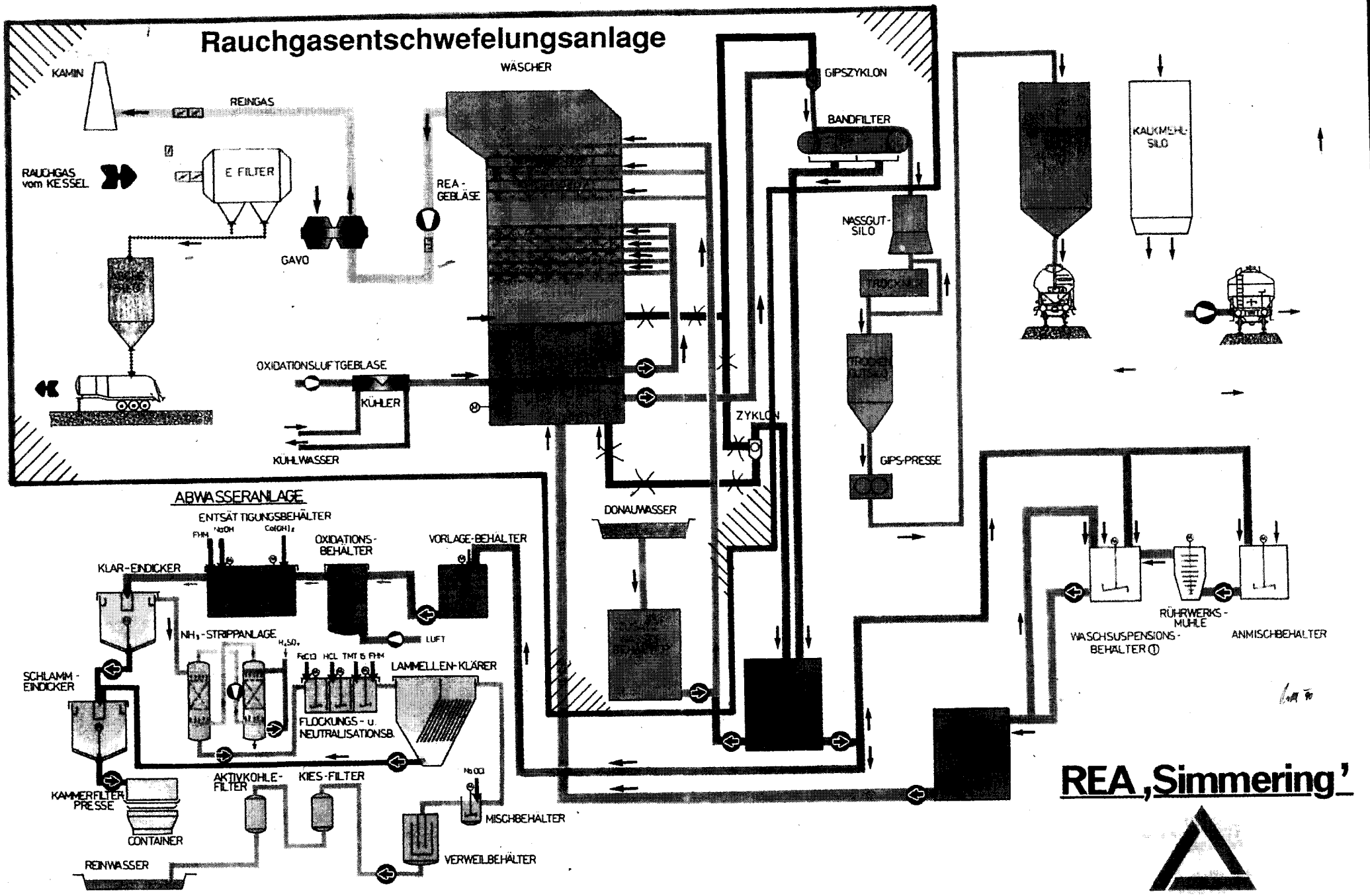
# RAUCHGAS-
# ENTSCHWEFELUNGSANLAGE

AUSTRIAN
ENERGY & ENVIRONMENT
SGP/WAAGNER-BIRÓ GMBH

## SCHEMA



# Rauchgasentschwefelungsanlage




## REA ‚Simmering'

AUSTRIAN
ENERGY & ENVIRONMENT
SGP/WAAGNER-BIRÓ GMBH

Abhängig von den örtlichen Gegebenheiten (Betriebsmittelversorgung, Deponiemöglichkeit, Produktabnehmer) können folgende Gipsqualitäten durch verschiedene Verfahrensvarianten erzeugt werden:

- Gips als Zuschlagsstoff für die Zementherstellung bzw. Deponiegips
- Rohstoff für Putzgips bzw. Gipsplattenerzeugung mit entsprechender Produktnachbehandlung.

Das aus dem Filter kommende Rauchgas wird über Druckerhöhungsgebläse durch den Sprühturm gedrückt. Aus dem Sprühturm austretend, wird das abgekühlte und wasserdampfgesättigte Reingas unter Ausnutzung der Rohgaswärme wieder aufgeheizt – z.B. durch einen Rohgas/Reingas–Wärmetauscher.

Das Rauchgas tritt oberhalb des Sprühturmsumpfes ein und durchströmt nach oben hin eine aus mehreren Sprühebenen bestehende Waschstrecke und einen Tropfenabscheider, um dann den Sprühturm wieder zu verlassen. In diesen Sprühebenen wird die aus dem Sumpf entnommene Suspension im Gegenstrom zum Rauchgas eingesprüht und in Form von Tropfen im Gasraum verteilt. Die sauren Bestandteile des Rauchgases (HCl, HF, $SO_3$ und vor allem $SO_2$) reagieren mit der alkalischen Waschsuspension, wobei $SO_2$ Kalziumsulfit bildet. Dieses Sulfit oxidiert zu einem Teil bereits im Gasraum mit dem im Rauchgas enthaltenen Sauerstoff, zum anderen Teil mit dem in den Sprühturmsumpf eingeblasenen Luftsauerstoff zu Kalziumsulfat–Dihydrat (Gips). Da im Sprühturm ständig Gips erzeugt wird, muß laufend ein Teilstrom aus dem Sumpf herausgeschleust werden. Das ständig durch chemische Reaktion verbrauchte $CaCO_3$ wird laufend durch Zudosierung von frischem Absorptionsmittel ersetzt.

Die aus dem Sprühturmsumpf ausgeschleuste Gipssuspension wird in einem Eindicker vorentwässert und anschließend bei Großanlagen mit Vakuumfiltern auf eine Restfeuchte von ca. 10 % zu einem deponiefähigem Produkt entwässert. Um den Gips in seiner Qualität zu verbessern, können lösliche Verunreinigungen durch Waschen entfernt werden.

Die zwei *Farbabbildungen* zeigen einen schematischen Aufbau sowie die Gesamtanlage einer großen Rauchgasentschwefelung. Umrandet ist hierbei der Lieferumfang für eine Kleinanlage. Wie man sieht, entfällt (da betrieblich nicht vertretbar) die Kalksteinaufbereitung, die Gipstrocknung und –brikettierung, sowie die Abwasserreinigung. Das Abwasser enthält im wesentlichen nur lösliche Asche– und Kalksteinbestandteile wie Eisen, Mangan, etc. in unproblematischen Mengen, sowie Chloride bei chlorhältigen Brennstoffen als Salz.

## 3. Ausblick auf neue Verfahren, die für Kleinanlagen noch nicht Stand der Technik sind

Derzeit wird bei AE&E ein Verfahren, das in der Zellstoffindustrie schon lange Zeit im Einsatz ist, und das MgO als Reagens verwendet, für Kraftwerkseinsatz adaptiert. Produkt ist entweder $MgSO_3$ oder, mit zusätzlichen Verfahrensschritten, $SO_2$ in konzentrierter Form.

Ein weiteres Verfahren verwendet Ammoniak–Wasser ("Salmiak") als Reagens und erzeugt Ammonsulfat, das als Düngerzusatz verwendet werden kann. Der Marktbedarf an Ammonsulfat ist allerdings gering.

Grundsätzlich andere Verfahrensschritte sind erforderlich, wenn Katalysatoren mit hohen Konversionsraten von $SO_2$ zu $SO_3$ eingesetzt werden. $SO_3$ kann in zwei Temperaturregionen ohne wesentliche Gefahr von Aerosolbildung schnell eingebunden werden. Entsprechende Entwicklungsarbeiten sind im Gange, und könnten in einigen Jahren besonders für Kleinanlagen sehr konkurrenzfähige Entschwefelungsverfahren zum Ergebnis haben.

## *Diskussion – Dr. Michael Bobik (Austrian Energy & Environment, SGP/Waagner Biró GesmbH)*

**Dr. Bobik:** Ich möchte abschließend der Vollständigkeit halber ein Wort zur Wirbelschichtfeuerung ergänzen, weil heute eigentlich von der Feststoffeuerung fast nicht die Rede war. Es gibt natürlich in diesem Leistungsbereich sehr wenige Kesselanlagen in Österreich, die mit Feststoffen befeuert sind. Das sind im allgemeinen solche, wo eigene Abfälle aus der Produktion verbrannt werden müssen. Wenn man diese ausnimmt, dann kann man, glaube ich, an einer Hand abzählen, welche Anglagen noch mit Feststoffen gefeuert werden. Eine derzeit in Bau befindliche Anlage erreicht $NO_x$–Werte, oder soll erreichen, von 200 mg. Brennstoff ist Rinde mit Klärschlamm. Ich würde sagen, daß 200 mg ohne eine Sekundärmaßnahme für Biobrennstoffe eine Schallmauer darstellen. Wenn man darunter gehen will, müßte man also sekundäre Maßnahmen ergreifen. Das liegt daran, daß der Stickstoff bei Biobrennstoffen vor allem in den flüchtigen Bestandteilen enthalten ist, und sehr schwer daran zu hindern ist, zu NO zu verbrennen. An $SO_2$ wird in dieser Anlage maximal 30 mg erreicht, so ist es jedenfalls garantiert.

**Frage:** Sie haben bei der $SO_2$ Route gesagt, $SO_2$ sei nur extern zu verwenden. Warum gehen sie nicht zu Schwefel über, reduzieren das $SO_2$ z.B. mit Erdgas? Da quält man sich immer ab mit den Abfallprodukten, aber Schwefel ist ja heute noch immer ein beliebter Chemierohstoff, aber kein Mensch will über die Schwefelroute gehen.

**Dr. Bobik:** Das geht natürlich auch, aber es ist ein zusätzlicher teurer Verfahrensschritt, mindestens einer.

**Frage:** Das ist eine Frage der Investition.

**Dr. Bobik:** Natürlich.

# *Stand der Entwicklung und Technik der $NO_x$– und $SO_2$–Minderung bei Feuerungsanlagen*

*Dipl.–Ing. R. Maierhofer, Integral Engineering, Industriebedarf – GesmbH*

Mit dem Inkrafttreten des Luftreinhaltegesetzes und Luftreinhalteverordnung für Kesselanlagen 1989 wurden unter anderem für konventionelle Brennstoffe Emissionsgrenzwerte für Schwefeldioxid, Stickstoffoxide, Kohlenmonoxide und Staub – gegliedert nach der Brennstoffwärmeleistung der Anlage – festgelegt.

Im Luftreinhaltegesetz bzw. der Luftreinhalteverordnung findet die Definition "Stand der Technik" ihren Niederschlag dahingehend, daß bei Änderung und Weiterentwicklung der anwendbaren Technologien eine Neufestlegung der Emissionswerte im Verordnungswege entsprechend dem Stand der Technik erforderlich ist.

Der Stand der Technik im Sinne des Bundesgesetzes ist der auf den einschlägigen wissenschaftlichen Erkenntnissen beruhende Entwicklungsstand fortschrittlicher, technologischer Verfahren, Einrichtungen und Betriebsweisen, deren Funktionstüchtigkeit **erprobt und erwiesen** ist.

In einer Entschließung des Nationsrates wurde verlangt, für Dampfkesselanlagen und **sonstige** Feuerungsanlagen Emissionsgrenzwerte für Stickoxide entsprechend dem Stand der Technik festzulegen.

In der Beurteilung des Standes der Technik soll neben der Stickoxidminderung auch die Schwefeldioxidminderung in der Leistungsklassengliederung von 3 – 10 MW bzw. 10 – 50 MW Brennstoffleistung berücksichtigt werden.

Derzeit festgelegte Emissionsgrenzen in der LRV–K 1989 für konventionelle Brennstoffe betreffend Schwefeldioxid und Stickoxide:

| **Grenzwerte für Schwefeldioxid** | | | |
|---|---|---|---|
| Brennstoffwärme–leistung (MW) | größer als 10 bis 50 | größer als 50 bis 300 | größer als 300 |
| Brennstoff | Emissionsgrenzwerte mg/m³ | | |
| Braunkohle | 400 | 400 | 400 |
| sonstige feste *) | 400 | 200 | 200 |
| flüssige | 1700 | 350 | 200 |
| *) ausgenommen Holz | | | |

Die Emissionsgrenzwerte sind für feste Brennstoffe auf 6 %, für flüssige Brennstoffe auf 3 % Volumenkonzentration Sauerstoff bezogen.

**Emissionsgrenzwerte für Stickoxide ($NO_x$) Brennstoffwärmeleistung ab 0,5 MW bis 3 MW:**

Dampfkesselanlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung ab 0,5 MW bis 3 MW sind feuerungstechnisch so auszustatten, daß die $NO_x$–Emissionen möglichst gering sind. Dem wird entsprochen, wenn mindestens eine der folgenden Maßnahmen getroffen wird:

1. Verwendung $NO_x$–armer Brenner
2. Wirbelschichtverfahren
3. Rezirkulation eines Rauchgas–Teilstromes
4. Stufenverbrennung

**Brennstoffwärmeleistung ab 3 MW bis 50 MW:**

- Kohle: 500 mg/m³
- Heizöl EL: 250 mg/m³
- Heizöl L,M,S: 450 mg/m³
- Gasförmige Brennstoffe: 200 mg/m³

Für Brennstoffwärmeleistungen größer 50 MW gelten weitergehende Emissionsgrenzwerte in der LRV–K, die hier näher betrachtet werden sollen.

**Anforderung an die Beschaffenheit von Brennstoffen:**

In der LRV–K 1989 werden die prozentuellen Masseanteile an Schwefel in den Brennstoffen wie folgt festgelegt:

1. Heizöl Extra Leicht: 0,2 %
2. Heizöl Leicht: 0,3 %
3. Heizöl Mittel: 0,6 %
4. Heizöl Schwer: 1,0 %

Die Befeuerung von Dampfkesselanlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung bis 10 MW darf grundsätzlich nur mit solchen konventionellen Brennstoffen erfolgen, deren Schwefelgehalt folgende Werte nicht überschreitet.

| Brennstoffart | Brennstoffwärmeleistung der Anlage in MW: | | |
|---|---|---|---|
| | bis 2,0 | größer als 2,0 bis 5,0 | größer als 5,0 bis 10 |
| flüssig | 0,2 % | 0,3 % | 0,6 % |
| fest | 0,4 g/MJ | 0,5 g/MJ | 0,6 g/MJ |

Die vorangeführten Werte dürfen überschritten werden, wenn durch geeignete Maßnahmen sichergestellt ist, daß die Konzentrationen der Schwefeldioxidemissionen der

Kesselanlagen nicht höher sind, als sie bei Einhaltung der Tabellenwerte ohne solche Maßnahmen zu erwarten sind.

## Zusammenfassung der zur Zeit festgelegten Emissionsgrenzwerte

In dem zur Zeit gültigen LRV–K 1989 wird für die Schwefeldioxidemissionsbegrenzung bei konventionellen Brennstoffen für Dampfkessel im Brennstoff–Wärmeleistungsbereich 2 MW bis 10 MW ein maximaler Schwefelgehalt im Brennstoff festgelegt. Ab einer Brennstoffleistung von 10 MW gelten festgelegte Emissionsgrenzwerte.

Für Dampfkesselanlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung ab 0,5 MW bis 3 MW müssen für Stickoxide feuerungstechnische Maßnahmen getroffen werden; ab einer Brennstoffwärmeleistung von 3 MW gelten festgelegte Stickoxidemissionen.

## Anwendbare Technologien für die Entstickung und Entschwefelung von feuerungstechnischen Anlagen im Brennstoffleistungsbereich von 2 – 10 MW

Bei der Auswahl der Vielzahl von technisch erprobten und bewährten Anlagentechnologien muß der Wirtschaftlichkeit, sowie einem zumutbaren Aufwand an Betriebs– und Investitionskosten für den Betreiber Rechnung getragen werden. Für den jeweiligen Betreiber sollten maßgeschneiderte Anlagen beplant und angeboten werden, was bei den derzeitigen Technologien möglich ist.

Prinzipiell sind zwei grundsätzliche Technologien zu unterscheiden:

### 1. Primärmaßnahmen

Bei diesen Emissionsminderungsmaßnahmen werden die Feuerungsanlagen derart konzipiert, daß nur ein Minimum an Emissionen bei der Verfeuerung der Brennstoffe entsteht. Zur Stickoxidemissionsminimierung können stickoxidarme Brenner, Niedertemperaturverbrennungen, eingesetzt werden.

Um die Schwefeldioxidemission zu reduzieren, können Brennstoffe, wie Heizöl Extra Leicht, verwendet werden.

Bei Anwendung dieser Primärmaßnahmen entstehen für den Betreiber teils nur geringe Mehraufwendungen, die im zumutbaren Bereich liegen.

### 2. Sekundärmaßnahmen

Sekundärmaßnahmen betreffen all jene Technologien, welche die aus den Oxidationsreaktionen gebildeten Schadstoffe nachträglich aus den Verbrennungsabgasen mittels weiterer Reaktionsabläufe entfernen.

Zu den erprobten Verfahren für **Schwefeldioxidminimierung** zählen:

*a) Nasse Rauchgaswäscher mit alkalischen Zusätzen*

Auf eine detaillierte Verfahrensbeschreibung wird nicht eingegangen, da diese Technologie dem Stand der Technik entspricht. Bei der Investitionskostenentscheidung ist die

Sicherstellung eines Entsorgungskonzeptes für die anfallenden Abfallprodukte Kalziumsulfit und Kalziumsulfat von großer Bedeutung. Diese Entsorgungskosten müssen zu den laufenden Betriebs– und Personalkosten hinzugerechnet werden. Die erzielbaren Abscheideraten liegen bis zu über 90 % $SO_2$.

*b) Quasi trockene Rauchgaswäscher, ebenfalls mit alkalischen Suspensionen als Eingangsstufe*

Quasi trockene Verfahren mögen nicht die hohen Abscheideraten wie Naßwäscher aufweisen, besitzen jedoch den Vorteil des Entfalles einer betriebskostenintensiven Suspensionsentwässerung. Der Ausnutzungsgrad der Einsatzprodukte ist geringer als bei den Naßwäschern, was zu hohen Deponiekosten führt. Dieses Verfahren ist eher für größere Dampfkessel geeignet.

*c) Trockene Adsorptionen mit Kalkstaub*

Die Einblasung von Kalkverbindungen in das Rauchgas und der Aufbau von einer Filterschicht auf ein entsprechendes Schlauchfilter ist ein investitionsgünstiges und erprobtes Verfahren, auch für kleinere Feuerungsanlagen. Die anfallenden Reaktionsprodukte müssen deponiert werden.

*d) Trockene Adsorptionen mit Aktivkohle*

Zur Entschwefelung wird Braunkohlen–Aktivkoks verwendet, welcher unter anderem die Schwefeldioxid–Komponenten im Rauchgas adsorbiert. Die Beladungskapazität des Aktivkokses ist abhängig von der Rohgasbeladung und kann bis über 8 Gew.% an Schwefel betragen. Durch entsprechend dimensionierte Anlagen und Betthöhen kann durch regelmäßigen Koksabzug während des Betriebes eine beliebig geringe $SO_2$–Emission erreicht werden. Der Verbrauch an Aktivkoks richtet sich nach der $SO_2$–Eintrittsmenge und der gewünschten $SO_2$–Austrittskonzentration. Die Aktivkokstechnik wird bei Rauchgastemperaturen zwischen 100 und 150 °C eingesetzt.

Der beladene Aktivkoks hat die Qualität eines Brennstoffes wie Steinkohle mit höherem Schwefelanteil. Er kann daher in kohlegefeuerten Kraftwerken mit anschließenden Entschwefelungsanlagen verfeuert werden.

Zu den erprobten **Stickoxidminimierungen** zählen unter anderem:

*a) Selective Non Catalytic Reduction (SNCR)*

Durch Einblasen von Ammoniak bzw. Harnstoff in die Brennkammer bei entsprechend optimalen Reaktionsparameter können die Stickoxide reduziert werden.

Der Aufwand für den Betreiber einer solchen Anlage ist vertretbar, da keine Abfallprodukte entstehen und die Anlage vollautomatisch (bei geringem Investitionsaufwand) betrieben werden kann. Voraussetzung bei dieser Technologie ist das Vorhandensein der erforderlichen Reaktionsparameter in der Brennkammer.

Die erreichbare Emissionsreduktion kann unter optimalen Voraussetzungen bis zu 75 % betragen.

*b) Selective Catalytic Reduktion (SCR)*

Bei diesen Technologien werden nach dem Dampfkessel bzw. nach der Verbrennung Katalysatoren in den Rauchgasweg eingesetzt. Die Reduktion der Stickoxide erfolgt unter Zudosierung von Ammoniak; der Katalysator fungiert zur Reaktionsoptimierung. Bei diesem Verfahren können zwei verschiedene Arten von Katalysatoren eingesetzt werden.

*Hochtemperatur–Katalysatoren* werden bei einer Reaktionstemperatur von über 300 °C eingesetzt, um unerwünschte Deaktivierungen durch Bildung von Ammoniumhydrogensulfat zu vermeiden.

Bei den bestehenden Dampferzeugern ist der Einsatz dieser Hochtemperaturtechnologie nicht von vornherein möglich, da die Rauchgastemperatur am Ende des Dampfkessels bereits unterhalb der erforderlichen Temperatur liegt. Eine Änderung des Dampferzeugers könnte daher erforderlich werden, gegebenenfalls muß das Rauchgas nach Austritt aus dem Kessel wieder aufgeheizt werden.

Bei Verwendung von *Niedertemperaturkatalysatoren* müssen die Rauchgase vor Eintritt in den Katalysator vollkommen entschwefelt sein, um Nebenreaktionen mit $SO_2$ und $NH_3$ zu vermeiden. Die Nebenprodukte der $SO_2$–, $NH_3$–Reaktion belegen und deaktivieren den Katalysator. Der technologische Aufwand, sowie die Investitions– und Betriebskosten einer vollkommenen Entschwefelung und anschließender Entstickung sind nur für größere Anlagen gerechtfertigt.

Reduktionsraten bei den katalytischen Verfahren können bis zu 90 % betragen.

*c) Entstickung mit Aktivkohle*

Eine weitere Technologie zur Entstickung der Rauchgase besteht in der Verwendung von Form–Aktivkohle unter Zudosierung von Ammoniak. Auch bei diesem Verfahren ist eine weitestgehende Entschwefelung erforderlich. Der Vorteil gegenüber normalen Katalysatoren besteht in der schichtweisen Entfernung der deaktivierten Aktivkohle während des laufenden Betriebes der Anlage. Diese Technologie findet bei Kraftwerken in der Bundesrepublik ihren großtechnischen Einsatz. Der deaktivierte Aktivkoks kann in bestehenden Kohleverfeuerungsanlagen mit nachgeschalteten Entschwefelungsanlagen verbrannt werden. Der untere Heizwert beträgt ca. 7000 kcal/kg.

## Zusammenfassung

Zur Stickoxidreduktion bei Feuerungsanlagen von 3 – 10 und 10 – 50 MW sind alle primären Maßnahmen so weit als möglich zu realisieren. Erst nach Ausnutzung dieser Technologie ist der Einsatz von weiteren sekundären Maßnahmen, wie SNCR, SCR, sowie Aktivkohle, sinnvoll.

Bei Schwefeldioxid– und Entstickungsanlage ist die Kombination von Aktivkoksentschwefelung mit nachgeschalteter Niedertemperaturentstickung für Betreiber auch kleinerer Feuerungsanlagen von zunehmendem Interesse.

## *Diskussion – Dipl.–Ing. R. Maierhofer (Integral Engineering)*

**Frage:** Das ist ja sehr ähnlich dem Bergbauforschungsverfahren. Ich habe das Bergbauforschungsverfahren vor 10 Jahren kennen gelernt. Da hat man zu mir gesagt, lassen Sie Ihre Finger davon. Das heißt, das Verfahren ist doch höchst interessant nur für Gase, die sehr giftig sind. Bei normalen Kesselanlagen würde sich im Aktivkoks das $SO_2$ sammeln, dann verbrenne ich den Aktivkoks und brauche dann eine Entschwefelungsanlage. Das wäre doch wenig sinnvoll, oder nicht? Wenn ich das richtig verstanden habe. Oder ich entschwefle vorher und hinten wird mit Aktivkoks nachentschwefelt; eigentlich wäre dieses Filter, nachdem es theoretisch wirklich optimal ist, praktisch eher katastrophal im Kraftwerksbetrieb. In der Müllverbrennung oder so ist das sehr wertvoll, aber für normale Fernwärmegaskessel oder Kraftwerke ist es, so glaube ich, kaum sinnvoll.

**Dipl.–Ing. Maierhofer:** Das $SO_2$ wird am Aktivkoks adsorptiv gebunden. Eine Desorption des Aktivkokses kann durch geeignete Desorptionsanlagen erfolgen, wobei ein $SO_2$–Reichgas entsteht. Dieses $SO_2$–Reichgas kann weiter für die Produktion von Schwefelsäure verwendet werden. Solche Desorptionsanlagen könnten in der chemischen Industrie großen Anklang finden. Für die Entschwefelung von Kleinkraftwerken wäre es daher sinnvoll, eine zentrale Desorptionsanlage dort zu errichten, wo die Verwertung des $SO_2$–Reichgases möglich ist. Alternativ kann der beladene Aktivkoks auch bei kohlegefeuerten Kesselanlagen eingesetzt werden, wobei vorausgesetzt wird, daß bei diesen Kesselanlagen eine Rauchgasentschwefelungsanlage nachgeschaltet ist.

**Frage:** Eine Zusatzfrage. Was macht man, wenn die Anlage oder das Kraftwerk ausfällt. Anfahren, Abstellen, Ausfallen?

**Dipl.–Ing. Maierhofer:** Zur Frage des Anfahrens und Abstellens der Anlage möchten wir bekanntgeben, daß ein Wiederanfahren innerhalb von Minuten gewährleistet ist, da der Koks einen Wärmespeicher darstellt und nicht bei jedem Abfahren abgekühlt werden muß.

**Frage:** Wie steht es mit der Brandgefahr?

**Dipl.–Ing. Maierhofer:** Der Koks besitzt keine flüchtigen Bestandteile, womit die Gefahr eines Brandes des Kokses nicht gegeben ist, allerdings muß mit einer Differenz–CO–Messung die Gefahr eines Glimmnestes (Hotspot) überwacht werden. Diese Überwachung würde bei Indikation eines Glimmnestes sofort die Anlage außer Betrieb nehmen und mit sicherheitstechnischen Einrichtungen, wie zum Beispiel Stickstoff–Überdruckhaltung, verhindern, daß zusätzlicher Sauerstoff in die Anlage eindringt und somit das Glimmnest in seiner Ausbreitung unterbindet. Beim Betrieb von diversen Pilotanlagen bzw. bei Großanlagen in Österreich ist bisher durch die richtige Betriebsweise noch nie ein Glimmnest aufgetreten.

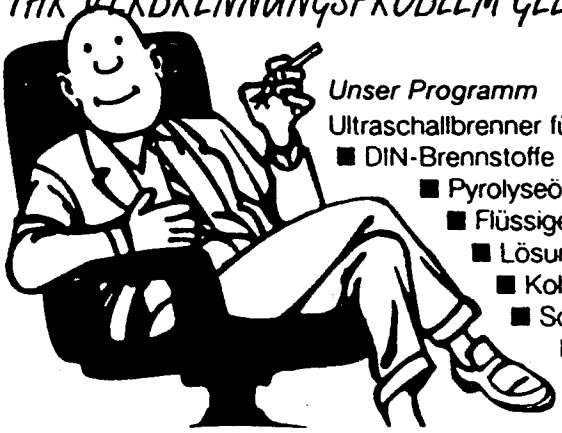
**Dr. Gruber** (Fa. DRAUCONSULTING): In der BRD gibt es oder hat es ein paar Hersteller gegeben von Koksverfahren bei Kleinanlagen. Es sind im Großkraftwerk Mannheim Versuche gemacht worden, diesen Aktivkoks dort zu verbrennen, das ist ohne weiteres gegangen, es ist nur mehr Gips angefallen.

**Frage:** Aber Sie müssen das doch auch kaufmännisch rechnen. Sie zahlen für den Koks so ungefähr 300 DM plus Fracht/t. Da sind Sie bei 350 DM, dann müssen Sie wieder das Produkt zum Kraftwerk fahren, nochmal 50 DM. Das sind 400 DM/t. Belegt haben Sie ihn mit

7 %, weil die 20 % nehme ich Ihnen nicht ab. Herr Dr. Gruber, kaufen Sie den Brennstoff mit 7000 kcal um 400 DM/t?

**Dipl.–Ing. Maierhofer**: Die Kosten zur Entsorgung des Aktivkokses sind mit den Deponiekosten anderer herkömmlicher Entschwefelungsverfahren zu vergleichen. Hiebei muß berücksichtigt werden, daß nach der Desorption des Schwefeldioxides aus der Aktivkohle ein brennbarer Wertstoff, nämlich Aktivkoks, erhalten wird. Für den Einsatz dieser Technologie bei Kleinkraftwerken sind eine oder mehrere zentrale Desorptionsanlagen bei $SO_2$–Reichgas–Verwertern zu errichten. Unter diesem Aspekt wäre die Entschwefelungstechnologie mittels Aktivkoks bei Kleinanlagen eine Alternative zu jenen Verfahren, welche ein nicht verwertbares Endprodukt, das deponiert werden muß, liefern.

IHR VERBRENNUNGSPROBLEM GELÖST IN (ULTRA)SCHALLGESCHWINDIGKEIT



*Unser Programm*
Ultraschallbrenner für
- DIN-Brennstoffe
- Pyrolyseöl
- Flüssige Reststoffe
- Lösungsmittel
- Kohle - Wasser
- Schwefel
- LOW-$NO_x$ Brenner
- Brennkammern
- Ultraschalldüsen

*Zentrale:*
A-1037 Wien
Schwarzenbergplatz 7
Telefon 0222/712 41 05-0
Telefax 0222/ 712 41 09

*Werk:*
A-2514 Traiskirchen
Mühlbachgasse 18
Telefon 02252/ 52 358
Telefax 02252/ 56 377

DUMAG
VERBRENNUNGSTECHNIK
ULTRASCHALL
INDUSTRIEBRENNER

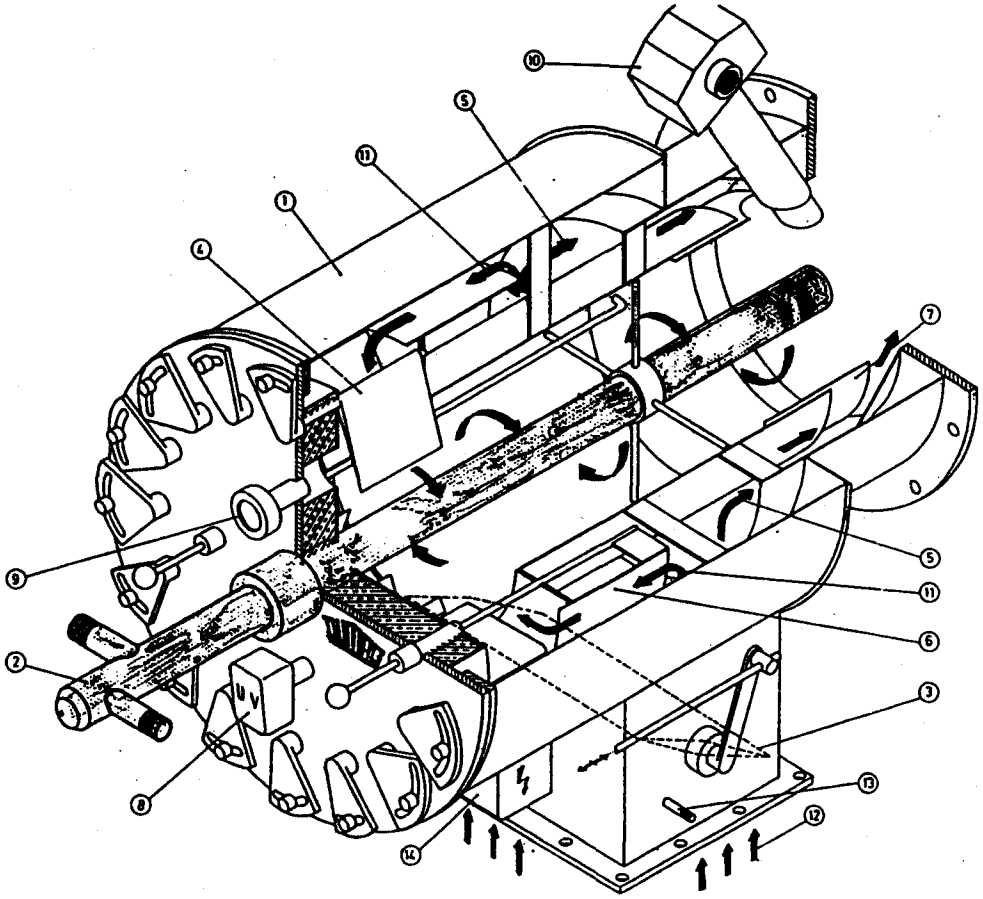
**EXPERTENHEARING LAXENBURG 18. - 19.11.92**

Sehr geehrter Herr Vorsitzender! Sehr geehrte Damen und Herren!

Beim Studium des Programmes ist mir aufgefallen, daß 12 ausländischen 7 inländische Vorträge aus der Industrie gegenüberstehen, und nur ein österreichischer Industriebrennerhersteller, nämlich die Firma DUMAG, aufscheint.
Wir können dies darauf zurückführen, daß der Prophet im eigenen Land nicht viel gilt, dies wäre allerdings zu einfach. Der Grund liegt darin, daß die Anzahl der brennerproduzierenden Industriebetriebe in Österreich sehr klein ist und andererseits die Zeiten niedriger Energiepreise, das Umsteigen auf problemlose Energieträger wie z.B. Erdgas forciert, und damit die Innovationsbereitschaft der Brennerfirmen für Brennstoffe, die größere Probleme bezüglich der Abgaswerte bringen, wie z.B. Heizöl Schwer, nicht gerade fördert.

Nun zum Thema dieses Hearings:
Bedingt durch die einfache, robuste und betriebssichere Bauart der DUMAG-Brenner - es handelt sich dabei um eine Zerstäubung mit Ultraschall - und die dadurch bedingte gute Eignung zur Zerstäubung von flüssigen, hochviskosen, möglicherweise auch feststoffhaltigen Brenn- bzw. Reststoffen, liegt der Schwerpunkt des Erzeugungsprogrammes in der Flüssigabfallverbrennung.

Natürlich sind diese Brenner auch für Normbrennstoffe, welche in der Regel eine geringere Anforderung an den Brennerlieferanten stellen, geeignet.



1 Gehäuse
2 Brennerlanze mit DUMAG Ultraschalldüse
3 Luftregulierklappe mit Hebel und Gestänge für Antrieb (Verbundver= steller oder Stellmotor)
4 Drallbleche für Dralluft
5 Luftzuführung für Mantelluft
6 Trommelschieber für Dralluft
7 Trommelschieber für Mantelluft
8 UV-Zelle für Flammenüber= wachung
9 Schauglas
10 Gaszünd-und Stützbrenner
11 Zuführung für Dralluft
12 Verbrennungsluftzufuhr
13 Stutzen für Verbrennungs= luft-Druckwächter
14 Zündtrafo

Bild 1

Nach dieser Einleitung möchte ich nun auf den Stand der Technik hinsichtlich $SO_2$ und NOx-Emission eingehen.

Das $SO_2$-Problem ist weitgehend eine Angelegenheit der Brennstofflieferanten, bzw. der Hersteller von Abgasreinigungsanlagen, bei Sonderbrennstoffen sind eventuell Primärmaßnahmen sinnvoll.

Die Firma DUMAG hat mit einem ausländischen Betreiber eine Versuchsanlage gebaut, in welcher deponierte, hochschwefelhaltige flüssige Abfälle entsorgt werden. Die Abfälle wurden jahrelang in großen Schlammgruben von badeteichähnlicher Größe gelagert. Erste Versuchsergebnisse mit 8 % Schwefelgehalt im Brennstoff liegen vor. Zur Zeit wollen wir nur soviel sagen, daß Kalk direkt dem Brennstoff beigegeben wird, wobei allerdings bei unserer Düse auch die Möglichkeit besteht, Kalk getrennt der Flamme zuzuführen.

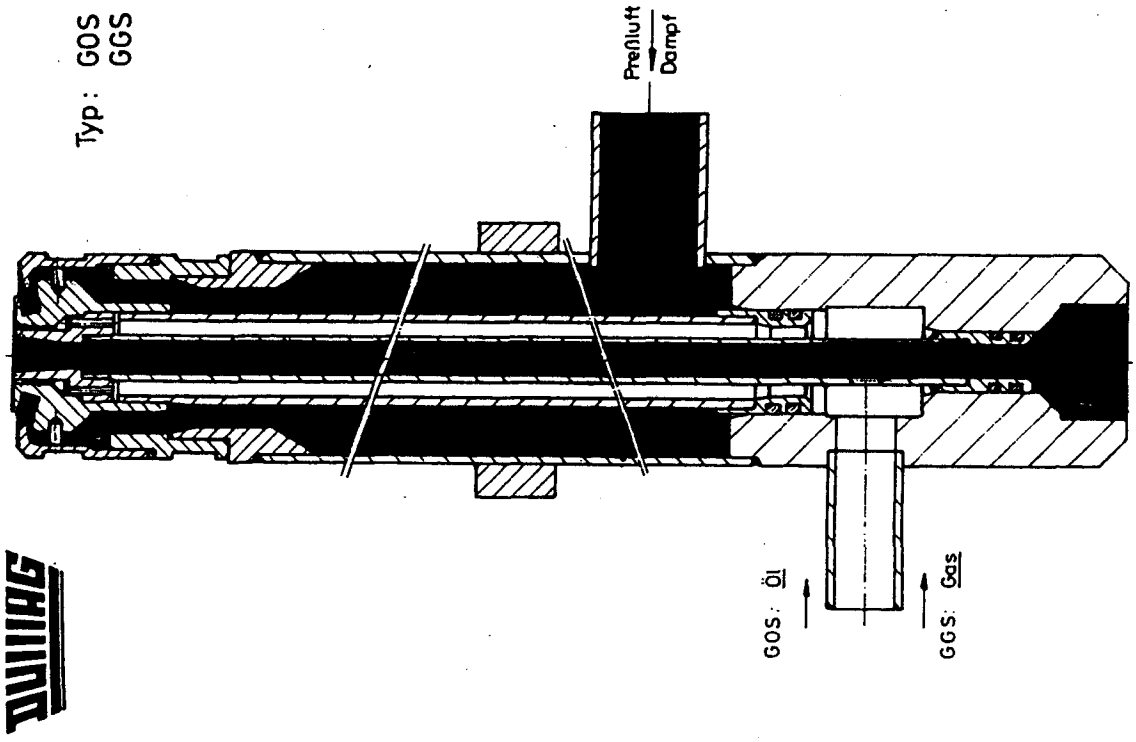



Bild 2

Mehr Möglichkeiten hat der Brennerhersteller natürlich wenn es um die NOx-Emission geht.

Bei Erdgas hat die Rauchgasrezirkulation ihren Siegeszug bereits hinter sich, je nach Anlage werden - dies wird durch eine große Anzahl von Veröffentlichungen bestätigt - bei Flammrohrkessel Werte um 100 mg/Nm³ erreicht. Bei Großkessel liegt dieser Wert deutlich höher, ich erinnere an das 3. Stickstoffoxyde-Symposium 1988 wo über den Umbau des Kraftwerkes Donaustadt auf NOx-arme Brenner berichtet wurde. Bei 100 % Erdgasfeuerung mußten nach Umbau 350 mg/Nm³ NOx garantiert werden, Messungen bei der Abnahme ergaben 270 mg/Nm³.

Auch bei Heizöl EL ist die Rauchgasrückführung Standard geworden, Werte - wiederum für Flammrohrkessel gültig - zwischen 120 und 150 mg/Nm³ sind Allgemeingut.

Man muß sich allerdings vor Augen halten, daß diese Werte für Dampfkessel gelten, die Einladung zu diesem Expertenhearing aber von Feuerungsanlagen im Leistungsbereich von 3 - 50 MW spricht. Wird die Feuerungsanlage nicht in einem Dampfkessel eingesetz, sondern beispielsweise in einer verfahrenstechnischen Anlage wo es zu deutlich höheren Feuerraumtemperaturen kommt, so liegt natürlich auch die Stickoxydemission über jener der Dampfkessel. Interessant wird dies dort, wo beispielsweise Abfälle entsorgt werden sollen und zum Aufheizen Erdgas verwendet wird. Für diesen Aufheizbetrieb könnten dann Grenzwerte gefordert werden, wie sie beim Dampfkessel zwar üblich sind in einer ausgemauerten Muffel aber nicht eingehalten werden können.

Aus eigenen Versuchen ist bekannt, daß eine Zerstäubung mit Dampf weitere Vorteile bringt, man nimmt allerdings in Kauf, daß der Wirkungsgrad der Gesamtanlage geringfügig abfällt. Aus diesem Grund wird insbesondere bei Erdgasfeuerung in Dampfkesseln der Einsatz einer Dampfzerstäubung wohl nur in Einzelfällen Anwendung finden können, dort wo die Ausgangssituation sehr schlecht ist, d.h. ein hoher NOx-Gehalt gegeben ist und mit der Rauchgasrückführung alleine nicht das Auslangen gefunden werden kann.

Messungen des TÜV ergaben bei Dampfzerstäubung ohne Rauchgasrezirkulation ca. 60 mg NOx/Nm³ bei Halblast. Mit zusätzlicher Rauchgasrezirkulation ist eine weitere ca. 20%ige Reduktion möglich.

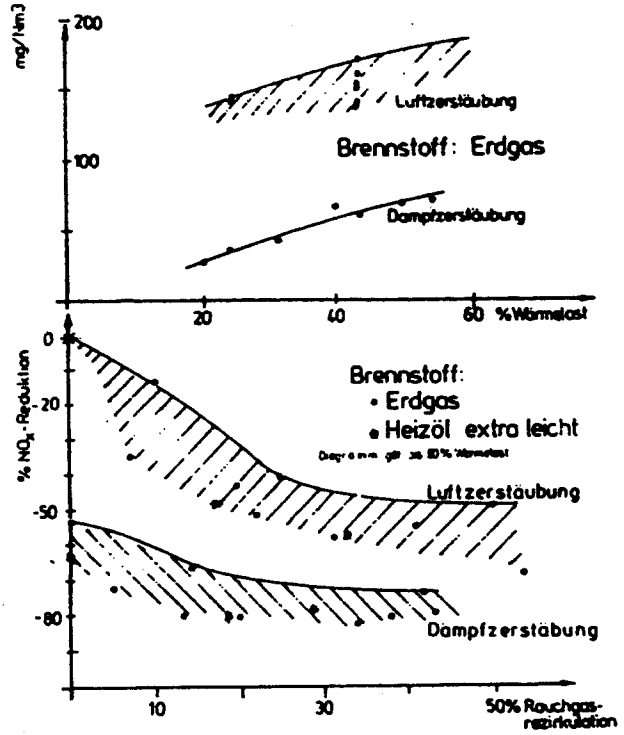



Bild 3

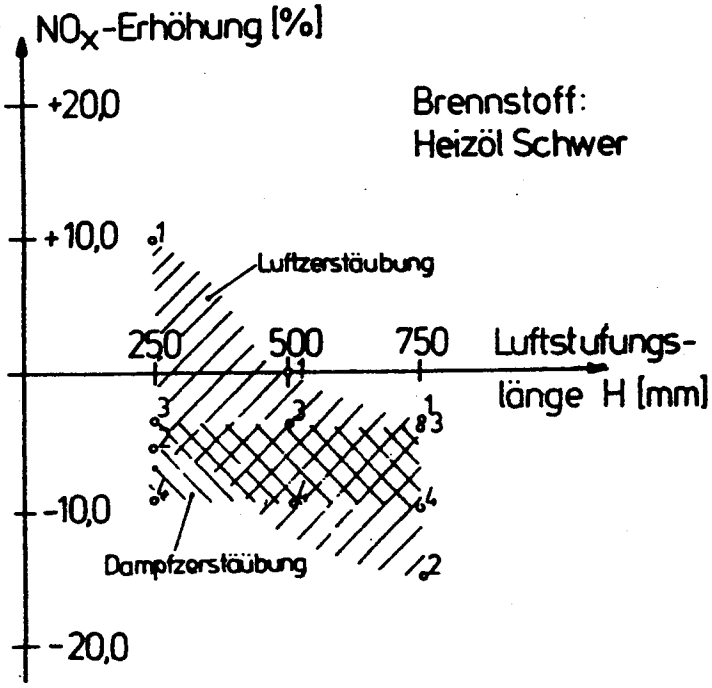



Bild 4

Ist es den Technikern durch intensive Forschung gelungen bei Erdgas und Heizöl EL die gesetzlich vorgegebenen Grenzwerte einzuhalten bzw. sogar sie zu unterschreiten, so liegt die Situation bei Heizöl S anders. Der Grund liegt im wesentlichen in der großen Streuung des Brennstoffstickstoffgehaltes. Laut G-Norm ist der Stickstoffgehalt im Heizöl S nicht anzugeben. Ich möchte dies anhand eines Beispieles dokumentieren:

Anläßlich eines Forschungsprogrammes zur NOx-Reduzierung, welches auch vom Forschungsförderungsfonds der gewerblichen Wirtschaft unterstützt wurde, konnten wir den großen Einfluß des Gehaltes an Brennstoffstickstoff auf die NOx-Bildung beobachten.
Am Beginn des Versuchsprogrammes haben wir bemerkt, daß verschiedene NOx-reduzierende Maßnahmen einen deutlich geringeren Einfluß hatten, als erwartet. Nachdem wir die Analyse des verwendeten Öles in Händen hatten, konnten wir feststellen, daß rund 0,6 Gew.% Stickstoff im Brennstoff vorhanden war. Anlässlich des Heizölsymposiums der ÖMV 1990 wurden unter Zugrundelegung der Informationsmappe der ÖMV AG "Die Heizöle der ÖMV" 0,35 - 0,45 % Stickstoff im Brennstoff als typisch genannt.

**Elementaranalysen der Heizöle, Mittelwerte**

| | OH | HLS 2000 | HM | HS |
|---|---|---|---|---|
| C | 86,6 | 87,15 - 87,6 | 86 - 86,5 | 87 - 87,5 |
| H | 13,0 - 13,65 | 11,5 - 12,0 | 11,5 - 12,0 | 10,5 - 11,0 |
| S | 0,19 - 0,20 | 0,29 - 0,30 | 0,5 - 0,6 | 1,0 - 2,0 |
| N | 0,01 - 0,03 | 0,17 - 0,25 | 0,25 - 0,35 | 0,3 - 0,45 |
| Asche,etc | 0,00 | 0,07 - 0,15 | 0,07 - 0,35 | 0,07 - 1,0 |

Bild 5

Das von uns verwendete Heizöl S lag somit 33 - 71 % über diesen Werten.

In einer Veröffentlichung in der Zeitschrift "Industriefeuerung" von Dipl.Ing.Feist betreffend Verbrennung von Heizöl EL, wird eine Konversion von etwa 50 % des Brennstoffstickstoffes angegeben, d.h. pro 0,1 % Stickstoff im Brennstoff entstehen 140 mg NOx pro $Nm^3$. Eine andere Veröffentlichung von Dipl.Ing. Marx sprich von 45-50 % Konversion des Brennstoffstickstoffes zu NOx. Die Schlußfolgerung ist, daß bei hohem Brennstoffstickstoffgehalt im Heizöl S, es für den Brennerhersteller völlig unmöglich ist, den derzeit gültigen Grenzwert von 450 mg/$Nm^3$ einzuhalten.

Interessanterweise wurde in der genannten Informationsschrift in der Zwischenzeit auch die Stickstoffwerte bei Heizöl S mit 1 % Schwefel nach oben auf 0,5 % Stickstoff revidiert.

**Elementaranalysen der Heizöle, gewichtete Mittelwerte aus 1990 in %M**

| | HEL | HLS 2000 | HM | IH | HS 1% |
|---|---|---|---|---|---|
| C | 86;30 | 87,2 | 87,5 | 88,4 | 88 |
| H | 13;6 | 12,3 | 11,4 | 10,4 | 10,3 |
| S | 0,08 | 0,18 | 0,55 | 0,55 | 0,94 |
| N | 0,02 | 0,2 | 0,40 | 0,40 | 0,50 |
| $H_2O$ | - | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 |
| sonst. | 0,00 | 0,02 | 0,05 | 0,05 | 0,06 |

Bild 6

Solange bei einem Brennstoff wie Heizöl S der Stickstoffgehalt des Brennstoffes nicht durch Lieferspezifikationen festgehalten

bzw. begrenzt wird, ist ein Stand der Technik bei Schweröl-feuerungen im Leistungsbereich von 3-50 MW nicht in Zahlen zu fassen, dadurch werden Änderungen am Brennstoffmarkt konkrete Emissionsgrenzen rasch unrealistisch.

Es wäre nach unserer Ansicht daher an der Zeit die Qualität des Heizöl S durch genauere Spezifikationen "in den Griff" zu bekommen. Gemeinsam mit den Brenner- und Kesselherstellern sollte es dann gelingen, die Stickoxydemission weiter zu verringern.

Wie bekannt ist, können Stickoxyde auch zu einer Anreicherung des Ozon führen, ein weiterer Grund für die Brenner- und Kessel-hersteller alle Anstrengungen in innovative Produkte zu stecken. Es geht nicht nur um das Bestehen gegenüber den Mitbewerbern, sondern auch um jene Umwelt, in der wir alle leben.

D U M A G K G
Verbrennungstechnik

## *Diskussion – Ing. Landauf (Dumag)*

**Dr. Tauscher** (Fa. ÖMV): Ihre Forderung nach Normung des Stickstoffgehaltes in Heizöl Schwer kann nur auf Unverständnis stoßen. Es ist so: es soll ausgesucht werden, nach Schwefelgehalt, möglichst benzinreich, Diesel soll möglichst Ethan hoch sein, im Sommer bitumenfähig, das ganze soll noch wirtschaftlich und die Versorgungssicherheit gegeben sein. Das ist ein Ding der Unmöglichkeit, das sage ich offen und ehrlich. Ein Ding der Unmöglichkeit, weil man so einen Bereich nicht mehr betreiben kann. Wir verarbeiten 16 Rohöle und der Stickstoffgehalt ergibt sich einfach. Der Wert, den Sie genannt haben von 3500 ppm, das ist kein Heizöl Mittel sondern ein Heizöl Schwer, soweit ich mich jetzt erinnern kann.

**Ing. Landauf**: Ich hätte die Folie auch noch da, aber die bringe ich jetzt nicht mehr. Aber Herr Direktor ich bin Ihrer Meinung. Die ÖMV kann es sicher nicht allein machen, es geht hier nur um die Grenzwerte, die man festschreibt und festlegt, hier sollte im Verhältnis, wenn 450 mg/Nm$^3$ verlangt wird, mit dem Brennstoffstickstoff der $NO_x$–Wert gesetzmäßig festgeschrieben werden.

**Dr. Tauscher**: Ich habe Ihnen aber schon vorgezeigt, daß man den $NO_x$–Wert in Abhängigkeit vom Stickstoffgehalt des Brennstoffes nimmt. Das ist doch ein Weg, den ich als sehr sinnvoll betrachte. Ich finde das also wirklich wegweisend.

**Frage**: Würden Sie bitte die Leistungsgrenzen dieser Brenner einsetzen, damit da kein Mißverständnis passiert.

**Ing. Landauf**: Wir beginnen bei 1 MW und gehen eigentlich bis 50 MW, wobei als Einzelbrenner 25 MW im Betrieb sind. Bei Düsen, welche verfahrenstechnisch eingesetzt werden, das heißt ohne Luftgeschränk, zum Beispiel Drehrohrofen, ist die Leistung bei 14 t/h. Daher ist auch die Aktivität für $NO_x$–reduzierende Maßnahmen für Erdgas oder Heizöl Extra Leicht wenig ausgereift, aber immerhin vorhanden.

## *Schlußwort – Prof. Dr. Albert Hackl*

Aufgabenstellung dieser Veranstaltung war es, den derzeit bestehenden, fortschrittlichen Stand der Technik sowie den Stand der Entwicklung zur Verminderung von Stickoxidemissionen und $SO_2$–Emissionen aus berufenem Munde festzustellen.

Die im Rahmen der Referate und Diskussionen gewonnenen Ergebnisse werden dazu dienen, um die aufgrund des Ozongesetzes 1992 vorzunehmenden Absenkungen bzw. Ausdehnungen von Emissionsgrenzwerten und/oder Betriebsbedingungen für Feuerungsanlangen zu formulieren und rechtlich verbindlich festzuschreiben. Diese Festschreibungen, die in der ersten Hälfte des Jahres 1993 erfolgen werden, müssen einerseits den fortschrittlichen Stand der Luftreinhaltetechnik dieser Tage widerspiegeln, sollten andererseits aber auch Emissionsreduktionsziele in quantifizierter Form enthalten, die beispielsweise 1996 erreichbar sein müssen. So formuliert, sollen künftige Emissionsbegrenzungen der naturwissenschaftlich technischen Entwicklung und deren Umsetzung durch die einschlägige Industrie als Orientierung dienen und gleichzeitig den Markt für die so entwickelten Produkte sicherstellen.

Wenn Österreich im Inland von verschiedenen Seiten die Position eines Vorreiters eingeräumt wird und dabei auf nachteilige wirtschaftliche Folgen hingewiesen wird, so muß dazu folgendes festgestellt werden:

Eine solche Vorreiterfunktion ist auf etlichen Gebieten der Luftreinhaltetechnik gegeben, auf anderen Bereichen der Luftreinhaltung jedoch nicht vorhanden. So hat die Schweizerische Luftreinhalteverordnung des Jahres 1985 Feuerungsanlangen bereits ab einer thermischen Leistung von 70 Kilowatt erfaßt und die Typenprüfung für kleine Feuerungsanlagen verbindlich vorgeschrieben. Überall dort jedoch, wo Österreich eine solche führende Funktion besitzt oder besessen hat, konnten die dadurch erreichten technischen Entwicklungen und das dabei gewonnene Know–how mit Vorteil auf dem internationalen Markt angeboten und auch umgesetzt werden, wobei die in Österreich in Betrieb stehenden Demonstrationsanlagen meist entscheidende Bedeutung für den geschäftlichen Abschluß besaßen. Ein solcher Fruktifizierungseffekt aus schärferen nationalen Umweltschutzbestimmungen sollte allgemein bekannt sein und hat sich u.a. auch in Japan und den USA gezeigt.

Wenn im Rahmen dieser Veranstaltung in verschiedenen Referaten von den Autoren, Meßwerte bzw. der Verlauf von Emissionskonzentrationen gemessen an Anlagen, die mit einer fortschrittlichen Emissionsminderungstechnik ausgestattet sind, gezeigt wurden, dann soll klargestellt werden, daß der gestufte Unterschied zwischen gemessenen Emissionskonzentrationen, einem dem Betreiber gegebenen Garantiewert seitens der Lieferfirma und einem rechtlich vorgeschriebenen Emissionsgrenzwert nicht nur Anlagenbetreibern und Lieferfirmen bekannt ist, sondern diese Differenzierung auch vom Gesetzgeber bei der Formulierung von Emissionsgrenzwerten berücksichtigt wird.

Es ist erfreulich, daß die Bedeutung des Stickstoffgehaltes des Brennstoffes für die $NO_x$–Bildung nun allgemein Berücksichtigung findet. Der Einfluß des Brennstoffstickstoffs auf die $NO_x$/Emissionskonzentration wird umso stärker je strenger die Anforderungen an primäre Einrichtungen zur Emissionsminderung werden. Dieser Zusammenhang wurde

erstmals in einem rechtlichen Instrumentarium in der LRV/1989 mit der Einführung von Prüfölen berücksichtigt, die mit festgelegtem Stickstoffgehalt für die Typenprüfung am Prüfstand vorgeschrieben sind. Eine dem praktischen Betrieb einer Feuerungsanlage angepaßte, auf den Brennstoffstickstoff bezogene Emissionsbegrenzung findet sich nun in der Schweizer Luftreinhalteverordnung des Jahres 1992.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist der Bereich der Messung und analytischen Bestimmung. Je kleiner die zu kontrollierenden Emissionskonzentrationen sind, um so größere Bedeutung erlangen die analytischen Methoden und deren Genauigkeit. Emissionsbegrenzende Vorschriften sind daher zu verbinden mit der Angabe über analytische Methoden und allenfalls Geräte, mit deren Hilfe die Emissionskonzentrationen zu bestimmen sind. Diese Bedingung hat ihre Gültigkeit nicht nur für die Messung der Emissionskonzentrationen, sondern auch für die Bestimmung von Schadstoffbildungspotentialen im Brennstoff, so beispielsweise für die Bestimmung des Stickstoffgehaltes.

Im Zusammenhang mit dem steigenden wissenschaftlichen, technischen und umweltpolitischen Interesse an Distickstoffmonoxid ($N_2O$) ist auch verschiedentlich die Frage gestellt worden, ob künftige Emissionsgrenzwerte für Stickstoffoxide neben NO und $NO_2$ auch $N_2O$ in einem einheitlich formulierten Grenzwert auf rechnischer Basis von $NO_2$ enthalten würden. Eine solche Vorgangsweise wäre nicht zweckmäßig und ist daher abzulehnen.

Der Grund hiefür liegt in der Analytik. NO und $NO_2$ können auch mit kontinuierlich arbeitenden Meßgeräten gut erfaßt, kontrolliert und dokumentiert werden. Die Analytik von $N_2O$ hingegen ist noch wenig ausgereift und hat auf Querempfindlichkeiten Rücksicht zu nehmen. Aus diesem Grunde wird es zweckmäßig sein, für solche thermische Anlagen, die ein hohes Bildungspotential für $N_2O$ aufweisen, separate Emissionsgrenzwerte für $N_2O$ festzulegen.

Bei der Verminderung der $SO_2$–Emissionen konnten große Fortschritte erreicht werden, im besonderen durch die konsequente Absenkung des Schwefelgehaltes in Mineralölprodukten und den Einsatz von Rauchgasentschwefelungen bei mittleren und großen Kesselanlagen. Durch Maßnahmen dieser Art konnte in Österreich die $SO_2$–Emission auf die Werte der Jahre um 1948 abgesenkt werden. Dennoch ist man bemüht die $SO_2$–Emissionen weiter zu verringern. Die in Österreich hergestellten Mineralölprodukte (ÖMV–Raffinerie Wien–Schwechat) sind bezüglich des Schwefelgehaltes vorbildlich und werden dies voraussichtlich auch in den kommenden Jahren sein. Bedauerlicherweise fehlen jedoch zur Zeit noch bundesweite Regelungen für den Schwefelgehalt in importierter Ware. Die sekundäre Technik der Rauchgasentschwefelung ist nun auch bei mittleren und kleineren Feuerungsanlagen, vor allem in Deutschland und Österreich zum Einsatz gekommen. Aus Gründen der betrieblichen Kosten–/Nutzenrechnung und des verfahrenstechnischen Aufwandes kommen hiebei jedoch auch Verfahren zum Einsatz, die Folgeprodukte erzeugen, deren Verwendung als Sekundärrohstoff nicht gegeben ist und die in den meisten Fällen einer Entsorgung durch Deponierung bedürfen. Aus ökologischer Sicht sind Lösungen dieser Art zu vermeiden, da sie nur eine Problemverlagerung, nicht jedoch eine Problemlösung bringen.

In einigen Referaten ist der Begriff "Stand der Technik" diskutiert worden und u.a. auch festgestellt worden, daß der Stand

der Technik nicht zwangsläufig die beste technische Lösung darstellen bzw. beinhalten muß. Im deutschsprachigen Raum hat sich in den letzten Jahren der Begriff "fortschrittlicher Stand der Technik" bzw. "Stand fortschrittlicher Verfahren" eingeführt. Der Großteil des materiellen Inhaltes der LRV 1992 der Schweiz entspricht dieser Vorstellung; im deutschen BImSchG 1986 ist der Stand der Technik des Jahres 1986 enthalten, der im Zuge einer künftigen Novellierung dieses Gesetzes dem dann gegebenen fortschrittlichen Stand der Technik angepaßt werden würde. In diesem Zusammenhang soll auch auf die Industrieanlagenrichtlinie der EG hingewiesen werden, derzufolge in den Einreichunterlagen für die Genehmigung einer neuen Anlage nachzuweisen ist, daß diese mit der besten verfügbaren Technik ausgerüstet sein wird.

In den Referaten und Diskussionen wurde auch auf die Frage der Kosten eingegangen. Der Einsatz fortschrittlicher Luftreinhaltetechniken kostet Geld, das in manchen Fällen relativ bald wieder hereingebracht werden kann; in anderen Fällen ist eine solche Möglichkeit nicht gegeben. Die im Rahmen dieser Veranstaltung besprochenen technischen Möglichkeiten und die daraus resultierenden Kosten sind jedoch in einem größeren Zusammenhang zu sehen. Es darf nicht übersehen werden, daß strengere Umweltschutzauflagen auch bei anderen Energieträgern und Energieumwandlungsverfahren zum Tragen kommen werden und daher das Thema dieser Veranstaltung nur einen Teil im Rahmen eines größeren Luftreinhaltekonzepts, wie es in Österreich das Ozongesetz beinhaltet, darstellt. In der gleichen Richtung geht auch der österreichische nationale Umweltschutzplan (NUP), mit dessen Erarbeitung Anfang 1993 begonnen werden wird.

Zum Schluß kommend möchte ich allen Referentinnen und Referenten, den teilnehmenden Firmen, den Diskussionsteilnehmern sowie last not least den drei Firmen, die uns an diesen beiden Tagen das Mittagsbuffet geboten haben, herzlichen Dank sagen, ihre aktive Teilnahme hat den Erfolg dieser Veranstaltung sichergestellt.

## *Schlußfolgerungen des Umweltbundesamtes und Ableitung von Empfehlungen im Hinblick auf die geplante Novellierung der Luftreinhalteverordnung für Kesselanlagen*

Das Umweltbundesamt hat zur Ermittlung des Standes der Technik im November 1992 ein Expertenhearing mit dem Titel "Entwicklung und fortschrittlicher Stand der Technik zur Emissionsminderung von Stickoxiden und Schwefeloxiden aus Feuerungsanlagen im Leistungsbereich von 3–50 MW" veranstaltet, über dessen Verlauf, inklusive Diskussionen, die vorhergehenden Kapiteln dieses Tagungsbandes berichtet haben. Experten aus verschiedenen Bereichen referierten über fortschrittliche Verfahren zur $NO_x$– oder $SO_2$–Minderung, wobei primäre als auch sekundäre Maßnahmen behandelt wurden.

Die Referate und Diskussionen waren Grundlagen für die nachfolgend dargelegten Schlußfolgerungen und Empfehlungen zur Festsetzung von Grenzwerten entsprechend dem Stand der Technik. Dieser Abschnitt wurde nach dem Hearing vom Umweltbundesamt gemeinsam mit Herrn Univ.–Prof. Dr. Albert Hackl ausgearbeitet.

### 1 Ausgangssituation

Die Entwicklung der einzelnen Schadstoffemissionen in Österreich für die letzten zehn Jahre muß differenziert betrachtet werden. Einerseits wurden sehr große und im internationalen Vergleich einzigartige Erfolge bei der Emissionsreduktion erzielt, andererseits zeigt sich aber auch, daß die Reduktionen aus der Sicht des Umweltschutzes noch nicht im notwendigen Ausmaß erfolgt sind.

So konnte für den Zeitraum von 1980 bis 1991 bei **Schwefeldioxid** eine Absenkung von rund 400.000 Tonnen auf rund 85.000 Tonnen, somit von ca. 80 % erzielt werden. Das bedeutet, daß die $SO_2$–Emissionen auf einen Wert zurückgeführt werden konnten, der stark unter dem Wert des Jahres 1948 (160.000 Tonnen) liegt. Entscheidenden Anteil an diesem Erfolg hatten Maßnahmen wie die schrittweise Reduktion des Schwefelgehaltes in Heizölen und Kraftstoffen, aber auch die Vorschreibung von strengen Emissionsgrenzwerten bei kalorischen Kraftwerken und großen Industrieanlagen. Das Zusammenwirken dieser beiden Strategien brachte Erfolge bei der Emissionsverminderung von Schwefeldioxid, die auch im internationalen Vergleich für Österreich einen Platz im Spitzenfeld sicherstellen.

Weniger erfolgreich verlief bis jetzt die Reduktion der Ozonvorläufersubstanzen Stickoxide und flüchtige Kohlenwasserstoffe.

Für die **Stickstoffoxide** NO und $NO_2$, angegeben als $NO_2$, konnte im selben Zeitraum (1980 bis 1991) nur eine Absenkung um 13 % auf rund 200.000 Tonnen erreicht werden. Im Vergleich zum Jahr 1948 haben sich die Stickoxidemissionen versiebenfacht (1948: ca. 32.000 Tonnen).

Die vergleichsweise geringere Absenkung der $NO_x$–Emissionen ist darauf zurückzuführen, daß rund 70 % dieser Emissionen durch die mobilen Quellen des Verkehrs verursacht werden. Positive Auswirkungen des 3–Wege Katalysators für benzinbetriebene Kraftfahrzeuge, die erst im Laufe der Erneuerung der Fahrzeugflotte verstärkt eintre-

ten, werden durch die wachsende Zahl von Kraftfahrzeugen und daher insgesamt zunehmende Fahrleistungen teilweise kompensiert. Auch die Öffnung der ehemaligen Ostblockländer trägt zu erhöhtem Verkehrsaufkommen und mit einem hohen Anteil technisch veralteter Fahrzeuge zu einer zusätzlichen Emissionsbelastung von einigen Prozenten bei.

Die Prognose für die Luftschadstoffemissionen zeigt jedoch, daß Österreich die zwei internationalen Protokolle zur Schadstoffabsenkung, das Helsinki–Protokoll für $SO_2$ und das Sofia–Protokoll für $NO_x$, erfüllen kann und für $SO_2$ das Reduktionsziel bereits jetzt beträchtlich übertrifft. Das Helsinki–Protokoll beinhaltet eine mindestens 30 %–ige Absenkung der $SO_2$–Emissionen bis 1993 bezogen auf 1983, das Sofia–Protokoll eine Reduktion der $NO_x$–Emission um mindestens 30 % bis 1998 auf Basis des Jahres 1985.

## 2 Strategien zur Emissionsreduktion

Für die weitere Absenkung der **$SO_2$–Emissionen** ist unter Berücksichtigung der in Österreich bestehenden Energieversorgungsstruktur eine Strategie zu verfolgen, die sich wie folgt gliedert:

Für den Bereich der Kleinverbraucher ist aus technischen und volkswirtschaftlichen Gründen die zentral durchgeführte Reinigung der Brennstoffe, das heißt Abtrennen von im Brennstoff enthaltenen verbrennlichen Schwefelverbindungen, zur Emissionsminderung anzuwenden. Für flüssige Brennstoffe geschieht dies im Zuge der raffinerietechnischen Herstellung aus Rohöl. Importierte Steinkohle wird in den meisten Fällen durch eine Aufbereitungstechnik (Kohle–Wäsche) auf einen Schwefelgehalt unter 1 % gebracht. Heimische Braunkohle kann einer solchen Reinigung aus mineralogischen Gründen nicht unterzogen werden. Mit der nur in Österreich hergestellten Heizölsorte Heizöl–Leicht und ihrem niedrigen Schwefelgehalt von 0,20 % ist die Möglichkeit gegeben, auch Feuerungsanlagen bis zu einem mittleren Leistungsbereich mit einem schwefelarmen flüssigen Brennstoff zu versorgen. Auf diese Weise ist es möglich, eine Rauchgasentschwefelung für solche Anlagen zu vermeiden. In Deutschland, wo eine vergleichbare Heizölsorte nicht existiert und daher ein schwefelreicheres Heizöl eingesetzt wird, ist es notwendig, Rauchgasentschwefelungsverfahren einzusetzen, um zu ähnlichen $SO_2$–Emissionswerten zu kommen.

Im Rahmen dieser Veranstaltung wurden von deutschen Experten nasse Verfahren zur Rauchgasentschwefelung für Feuerungsanlagen im Bereich von 10 MW vorgestellt, deren Reststoffe verwertbar sind. Es hat sich jedoch gezeigt, daß in Deutschland aus Gründen der geringeren Kosten, aber auch der einfacheren Verfahrenstechnik, zur Rauchgasentschwefelung in diesem Leistungsbereich hierfür vornehmlich trocken oder halbtrocken arbeitende Verfahren eingesetzt werden. Der Nachteil dieser Verfahren ist, daß das entstehende pulverförmige Folgeprodukt zur Zeit nicht verwertbar und daher nur deponierbar ist. Die Anwendung dieser trockenen und halbtrockenen Verfahrensweise widerspricht nicht nur den Bemühungen um eine Vermeidung von Abfall, es belastet auch die stets knapper werdenden Deponiereserven und ist aus beiden Gründen für die österreichische Umweltpolitik abzulehnen.

Für Feuerungsanlagen ab einer Brennstoffwärmeleistung von 30 MW ist die sekundär wirkende Technik der Rauchgasentschwefelung Stand der Technik, wobei Verfahren

zur Verfügung stehen, die ein verwertbares Folgeprodukt liefern. In Österreich sollten daher künftig nur solche Anlagen genehmigt werden, die dieser Forderung entsprechen.

Die derzeit und in den kommenden Jahren durchzuführenden Maßnahmen zur weiteren Absenkung der **$NO_x$–Emissionen** werden durch die vorgegebenen Zielsetzungen des Ozongesetzes 1992 geprägt. Nach diesem Gesetz müssen die Emissionen der Ozonvorläufersubstanzen Stickoxide und Kohlenwasserstoffe bis zum Jahre 1996 um 40 %, bis 2001 um 60 % und bis 2006 jeweils um insgesamt 70 % verringert werden, bei Stickoxiden bezogen auf das Jahr 1985, bei Kohlenwasserstoffen bezogen auf 1988. Dieses Ziel kann nur mit einer weiteren starken Absenkung der Emissionsgrenzwerte, der Einbeziehung bisher nicht erfaßter Emissionsquellen und vor allem durch Sanierung von Altanlagen auf den heutigen Stand der Technik und letztlich mit der Anwendung neuer, noch in Entwicklung stehender Techniken erreicht werden.

In diesem Zusammenhang ist auf den starken Einfluß des im Brennstoff enthaltenen Stickstoffes auf die $NO_x$–Bildung hinzuweisen, der sich im besonderen bei feuerungstechnischen primären Maßnahmen, vorzugsweise bei kleineren und mittleren Anlagen angewandt, bemerkbar macht. Diesem Umstand wurde erstmals in Österreich gesetzlich mit der Einführung von Prüfölen mit definiertem Stickstoffgehalt im LRV–K 1989 Rechnung getragen. Die Luftreinhalteverordnung 1992 der Schweiz hat dies aufgegriffen und einen $NO_x$–Emissionsgrenzwert für Kleinanlagen eingeführt, der in Abhängigkeit von dem analytisch festgestellten Stickstoffgehalt des jeweiligen Brennstoffes zu errechnen ist. So sehr dieses Modell aus naturwissenschaftlicher Sicht richtig ist, so ist es doch wenig praktikabel, da es derzeit noch keine gut geeignete bzw. verläßliche analytische Bestimmung des Stickstoffgehaltes gibt. Mit jeweils weiteren Absenkungen von Emissionsgrenzwerten für $NO_x$ wird jedoch eine verläßliche, einfach durchzuführende Brennstoff–Stickstoffbestimmung notwendig werden.

*In Österreich ist derzeit eine Novellierung der Luftreinhalteverordnung für Kesselanlagen, die insbesondere auf Grund der raschen Weiterentwicklung des Standes der Technik erforderlich ist, geplant.*

*Der derzeit vorliegende Verordnungsentwurf des Bundesministeriums für wirtschaftliche Angelegenheiten beschränkt allerdings die Geltung der für die Emissionsbegrenzung nach dem Stand der Technik maßgebenden Bestimmungen auf die Genehmigung neuer Anlagen nach Inkrafttreten der Verordnung. Die den Sanierungsbestimmungen des § 12 Abs. 1 LRG–K unterliegenden (bestehenden) Anlagen können nicht durch Verordnung geregelt werden, eine Anpassung an den Stand der Technik müßte durch Novellierung des Luftreinhaltegesetzes für Kesselanlagen erfolgen.*

Es werden aber nicht nur die den Sanierungsbestimmungen des § 12 Abs. 1 LRG–K unterliegenden Anlagen, sondern auch die nach dem 1. Jänner 1989 und vor dem Inkrafttreten der vorbereiteten Verordnung auf Grund des LRG–K genehmigten (bewilligten) Anlagen von der Geltung der Emissionsbegrenzung nach dem heutigen Stand der Technik ausgenommen.

Diese Regelung ist im Hinblick auf Art. 74 in Verbindung mit Protokoll 1 und Anhang XX des EWR–Abkommens bedenklich. Nach den zitierten Bestimmungen des EWR–Abkommens ist Österreich verpflichtet, mit seinem Inkrafttreten insbesondere auch die

Richtlinie des Rates vom 28. Juni 1984 zur Bekämpfung der Luftverunreinigung durch Industrieanlagen (84/369/EWG) und die Richtlinie des Rates vom 24. November 1988 zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen in die Luft (88/609/EWG) anzuwenden.

Gemäß Art. 13 in Verbindung mit Art. 12 der Industrieanlagenrichtlinie ist Österreich sohin verpflichtet, "bestehende Anlagen der in Anhang I aufgeführten Kategorien *schrittweise an die beste verfügbare Technologie anzupassen;* zu berücksichtigen sind dabei insbesondere

- die technischen Besonderheiten der Anlage;
- der Ausnutzungsgrad und die Restnutzungsdauer der Anlage;
- Art und Menge der von der Anlage emittierten Schadstoffe;
- der Grundsatz, "daß dies für die betreffenden Anlagen, insbesondere in Anbetracht der wirtschaftlichen Lage des Unternehmens der jeweiligen Kategorie, nicht mit unvertretbar hohen Kosten verbunden sein sollte".

Im Hinblick auf diese Bestimmungen der Industrieanlagenrichtlinie wäre eine Regelung, die von vornherein alle bestehenden Anlagen von einer Anpassung an den Stand der Technik ausnimmt, nicht richtlinienkonform.

Nach der Industrieanlagenrichtlinie, die dem nach Art. 73 des EWR–Abkommens auch für Österreich verbindlichen Vorsorgeprinzip folgt, wird vielmehr auch in der österreichischen Rechtsordnung der Rechtssatz zu gelten haben, daß die Bestimmungen über die vorsorgliche Emissionsbegrenzung nach dem Stand der Technik, die für die Genehmigung neuer Anlagen maßgebend sind, grundsätzlich auch für bestehende Anlagen gelten (so auch Art. 7 der Schweizer Luftreinhalte–Verordnung).

*Eine schrittweise Anpassung bestehender Anlagen an den Stand der Technik ist nicht nur aus Gründen des EG–Rechts, sondern auch zur Erfüllung der Reduktionsziele des Ozongesetzes 1992 erforderlich.*

*Im Entwurf einer Novelle zur Luftreinhalteverordnung werden im wesentlichen die Emissionsgrenzwerte für Stickoxide neu festgelegt. Nach Ansicht des Umweltbundesamtes sollte jedoch auch bei der Begrenzung der Schwefeloxidemissionen eine Anpassung an den Stand der Technik erfolgen.*

*Schließlich sollte die Erlassung einer neuen Verordnung zum Luftreinhaltegesetz für Feuerungsanlagen zum Anlaß genommen werden, bekannte Regelungslücken im Luftreinhalterecht zu schließen. Im Gegensatz zu den ausländischen Normen werden bekanntlich in der Anlage zum LRG–K mit einer Brennstoffwärmeleisung*

- *unter 10 MW keine $SO_2$– und*
- *unter 50 MW keine $NO_x$–Grenzwerte vorgeschrieben.*

## 3 Empfehlungen

Die nachfolgenden Empfehlungen wurden vom Umweltbundesamt gemeinsam mit Herrn Univ.–Prof. Dr. Albert Hackl auf Grundlage der abgehaltenen Referate und Diskussionsbeiträge des Hearings ausgearbeitet. Sie sind insbesondere im Hinblick auf die Reduktionsziele des Ozongesetzes für Ozonvorläufersubstanzen und die für 1993 geplante Novellierung der Luftreinhalteverordnung für Kesselanlagen zu sehen, für die ein Entwurf vom Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten bereits ausgesendet wurde.

### 3.1 Grenzwerte für Brennstoffe

Die Schwefelgehalte bei den einzelnen Heizölsorten sollen wie folgt festgelegt werden:

- Heizöl Extra Leicht 0,10 %
- Heizöl Leicht 0,20 %
- Heizöl Mittel 0,60 %
- Heizöl Schwer 1,00 %

Diese Schwefelgehalte entsprechen den in den relevanten ÖNORMEN festgelegten und von der Raffinerie Schwechat jetzt ausgelieferten Heizölen. Diese Werte sind im Vergleich mit den Heizölen in benachbarten Ländern niedrig.

Es ist daher bedauerlich, daß eine bundesweite gültige Regelung dafür, daß nur Heizöle mit diesen Schwefelgehalten zum Einsatz bzw. zum Import zugelassen sind, fehlt.

Die Festschreibung dieser maximalen Schwefelgehalte in einer Vereinbarung nach Art. 15a BVG sowie ihre Berücksichtigung in der Gewerbeordnung sind daher als notwendiger Schritt zur Absicherung der Wirksamkeit der österreichischen Heizölqualitäten möglichst bald zu vollziehen. Anderenfalls werden in zunehmendem Maße Importe von Heizölen mit höheren Schwefelgehalten allen in Österreich erfolgten Verbesserungen entgegenwirken.

In diesem Zusammenhang ist im besonderen auf Heizöl Leicht hinzuweisen. Diese Heizölsorte ist eine österreichische Spezialität, die in anderen Ländern nicht hergestellt wird. Mit ihrem niedrigen Schwefelgehalt von 0,20 % und der abgesetzten Menge von jährlich rund 1 Million Tonnen trägt dieses Heizöl wesentlich zur Absenkung der $SO_2$–Emissionen bei. Als Rückstandsöl ist Heizöl Leicht jedoch mit einem im Vergleich zu Heizöl Extra Leicht merklich höheren Stickstoffgehalt behaftet und führt somit auch zu vergleichsweise höheren $NO_x$–Emissionen. Da diese $NO_x$–Bildung im Gegensatz zur $SO_2$–Bildung mit feuerungstechnischen Maßnahmen reduziert werden kann, überwiegt der Vorteil des geringen Schwefelgehaltes.

In Feuerungsanlagen sollten die höchstzulässigen Schwefelgehalte in den konventionellen Brennstoffen wie folgt festgelegt werden:

| Brennstoffwärmeleistung | bis 2 MW | 2 bis 5 MW | 5 bis 10 MW |
|---|---|---|---|
| flüssige Brennstoffe | 0,10 % | 0,20 % | 0,60 % |
| feste fossile Brennstoffe | 0,15 g/MJ | 0,15 g/MJ | 0,15 g/MJ |

Die Werte für flüssige Brennstoffe entsprechen den in Österreich derzeit hergestellten Heizölen. Bei festen Brennstoffen soll bewirkt werden, daß österreichische Braunkohlen mit einem durchschnittlichen Gehalt von 0,2 g/MJ bis 0,3 g/MJ möglichst nur in Anlagen mit einer Leistung größer als 10 MW eingesetzt werden, die auch mit Emissionsminderungseinrichtungen (Rauchgasentschwefelung) ausgestattet sind. Tatsächlich hat sich die Absatzstruktur der österreichischen Braunkohle in den vergangenen Jahren bereits in dieser Richtung entwickelt. Der Anteil der Kleinabnehmer ist von 12,4 % im Jahre 1986 auf 8,3 % im Jahr 1990 zurückgegangen und ist für 1995 mit 5,9 % prognostiziert. Importierte Kohlen, praktisch nur Steinkohle oder Steinkohleprodukte, können den Wert von 0,15 g/MJ einhalten.

## 3.2 Grenzwerte für $NO_x$–Emissionen

### 3.2.1 Altölverbrennungsanlagen

In Österreich existieren zur Zeit keinerlei bundesweit gültigen Emissionsbegrenzungen für Stickstoffoxide für Anlagen zur Verfeuerung von Altölen. Für diese Anlagen sind stikkoxidmindernde Maßnahmen in der unten angeführten Leistungsunterteilung technisch möglich und lufthygienisch wünschenswert, um für die verschiedenen Brennstoffe vergleichbare Bedingungen zu schaffen.

Die Befeuerung von Anlagen mit Altölen sollte nur dann erlaubt sein, wenn es sich um Altöle gemäß § 21 des AWG handelt und die Bestimmungen des § 20 LRV–K 1989 eingehalten werden. In Ergänzung des § 20 LRV–K 1989 wäre für Stickstoffoxide bei einer Brennstoffwärmeleistung bis 30 MW ein Emissionsgrenzwert von 400 mg $NO_2/Nm^3$, im Bereich über 30 MW ein Emissionsgrenzwert von 100 mg $NO_2/Nm^3$ festzulegen.

### 3.2.2 Feuerungsanlagen für Öl, Gas und Kohle

Unter Berücksichtigung der technischen Entwicklung und Erprobung fortschrittlicher Emissionsminderungstechniken und dem im Ozongesetz vorgegebenen Ziel einer Reduzierung von $NO_x$–Emissionen werden für Feuerungsanlagen folgende $NO_x$–Grenzwerte vorgeschlagen:

| Brennstoffe | Emissionsgrenzwert bei Brennstoffwärmeleistung: bis 30 MW | > 30 MW | bezogen auf % $O_2$ |
|---|---|---|---|
| Kohle | 400 mg/$Nm^3$ | 200 mg/$Nm^3$ | 6 |
| Heizöl Extra Leicht | 150 mg/$Nm^3$ | – | 3 |
| Heizöl Leicht | 400 mg/$Nm^3$ | 100 mg/$Nm^3$ | 3 |
| Heizöl Mittel u. Schwer | 450 mg/$Nm^3$ | 100 mg/$Nm^3$ | 3 |
| Gasförmige Brennstoffe | 100 mg/$Nm^3$ | 100 mg/$Nm^3$ | 3 |

Diesem Vorschlag liegt das Konzept zugrunde, für Brennstoffwärmeleistungen über 30 MW eine katalytisch arbeitende Entstickung (SCR) zum Einsatz zu bringen. In Kombination mit Primärmaßnahmen ist die katalytische Entstickung in der Lage hohe Entstickungsgrade bei nur geringem Ammoniakschlupf zu gewährleisten. Für mittlere Entstickungsgrade ist eine selektive nichtkatalytische Entstickung wirtschaftlicher, verursacht jedoch einen deutlich höheren Ammoniakschlupf.

Bei Anlagen in denen Ammoniak oder Ammoniakverbindungen zur Minderung der Stickstoffoxidverbindungen eingesetzt werden, sollte der Gehalt an Ammoniak im Verbrennungsgas bei Einsatz eines katalytischen Reduktionsverfahrens 5 mg/Nm$^3$, bei Einsatz eines nichtkatalytischen Reduktionsverfahrens 30 mg/Nm$^3$ nicht übersteigen dürfen. Diese Grenzwerte sind auf die angegebenen brennstoffbezogenen $O_2$–Gehalte zu beziehen.

Der Emissionsgrenzwert für Stickoxide bei der Verfeuerung von Kohle in Anlagen bis 30 MW sollte mit maximal 400 mg/m$^3$ beschränkt werden.

Für flüssige Brennstoffe ist wie auch in anderen Fällen, in welchen aus wirtschaftlichen und/oder betriebstechnischen Gründen Sekundärmaßnahmen nicht geeignet erscheinen, der Brennstoffstickstoffgehalt mit seinem Einfluß auf die $NO_x$–Bildung zu berücksichtigen. Als Rückstandsöl ist Heizöl Leicht jedoch mit einem im Vergleich zu Heizöl Extra Leicht merklich höheren Stickstoffgehalt behaftet und führt somit auch zu vergleichsweise höheren $NO_x$–Emissionen. Bei Feuerungsanlagen für Heizöl Leicht mit einer Brennstoffwärmeleistung bis 30 MW sollte daher ein Emissionsgrenzwert von 400 mg/Nm$^3$ festgelegt werden.

Bei Anlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung von über 30 MW bei der Verfeuerung von flüssigen Brennstoffen sollte ein Emissionsgrenzwert für Stickoxide von 100 mg/Nm$^3$ festgelegt werden, wie dies bereits beim Block 3/4 des Kraftwerkes Simmering behördlich vorgeschrieben wurde.

Es ist technisch nicht einsichtig, daß bei der Verfeuerung von Kohle mit Wirbelschichtfeuerung höhere Emissionen zulässig wären, als bei der Verfeuerung mit Rost– oder Staubfeuerung. Bei der Verfeuerung von Kohle mit Wirbelschichtfeuerung über 30 MW sollte daher ebenfalls ein Emissionsgrenzwert von 200 mg/Nm$^3$ festgelegt werden.

### 3.2.3 Feuerungsanlagen für Holz, Torf, Hackgut, Rinde oder Holzresten

In Feuerungsanlagen für die Verfeuerung von Holz, Torf, Hackgut, Rinde und Holzreste kann der im Verordnungsentwurf vorgeschlagene Stickoxidemissionsgrenzwert von 150 mg/Nm$^3$ (bei 13% $O_2$) bei kleinen Anlagen durch optimierende Entwicklung der feuerungstechnischen Maßnahmen bzw. im Einzelfall nur durch die Anwendung sekundärer Minderungsmaßnahmen erreicht werden.

In Feuerungsanlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung größer 30 MW sollte jedoch, wie dies für die Feuerungen für konventionelle feste, flüssige oder gasförmige Brennstoffe vorgesehen ist, ebenfalls ein Emissionsgrenzwert von 100 mg/Nm$^3$ (Katalysatortechnik) vorgeschrieben werden.

**Anmerkung: Feuerungsanlagen der Müllverbrennung**

*Müllverbrennungsanlagen waren zwar nicht Gegenstand der Veranstaltung, werden aber aufgrund der Entwicklungen in Österreich und in der EG kurz behandelt: Ein Richtlinienvorschlag der EG-Kommission (92/C 130/01) über die Verbrennung gefährlicher Abfälle liegt seit März 1992 vor und vervollständigt die EG-Richtlinien zur Abfallverbrennung.*

*In der 2. DVO zum DKEG wurden 1984 erstmals in Österreich Emissionsgrenzwerte für Müllverbrennungsanlagen vorgeschrieben. In dieser 2. Durchführungsverordnung, in der die Emissionsgrenzwerte getrennt für Anlagen mit einem Einsatz bis 750 kg/h und Anlagen mit mehr als 750 kg/h formuliert worden waren, sind keine Emissionsgrenzwerte für $NO_x$ enthalten gewesen. Das die Altanlagen betreffende LRG-K 1988 hat bei Beibehalten dieser zwei Leistungsgruppen einen $NO_2$-Emissionsgrenzwert von 100 mg/Nm³ für die Anlagen mit mehr als 750 kg/h vorgeschrieben. Die einige Monate nach dem LRG-K 1988 erlassene LRV-K 1989, die für Neuanlagen Gültigkeit hat, hat eine dritte mittlere Leistungsgruppe für 750 – 15.000 kg/h eingeführt und für diesen Bereich einen $NO_x$-Grenzwert von 300 mg $NO_2$/Nm³ vorgeschrieben. Damit sollte ermöglicht werden, daß für die Entstickung das gegenüber dem SCR-Verfahren billigere SNCR-Verfahren zum Einsatz gebracht werden kann. Angesichts der strengen Grenzwerte für Altanlagen war dieser Schritt technisch und umweltpolitisch nicht sinnvoll. Das einzige seit Erlassen der Anhebung eines Grenzwertes dieser Verordnung eingereichte Projekt einer neuen Müllverbrennungsanlage (MVA Wels) liegt zwar bezüglich ihrer Leistung von 60.000 Tonnen in dieser mittleren Leistungsgruppe, wurde aber dennoch mit einer SCR-Anlage und einem Garantiewert unter 100 mg/Nm³ eingereicht und in dieser Form nun in letzter Instanz bewilligt.*

*Es ist daher dringend zu empfehlen, eine Anpassung des $NO_x$-Emissionsgrenzwertes für die Leistungsgruppe 750 – 15.000 kg/h von 300 mg/Nm³ an den im LRG-K 1988 angeführten Wert von 100 mg/Nm³ vorzunehmen und für den Bereich ab 750 kg/h die Emissionsgrenzwerte für die Großanlagen zu übernehmen.*

*Schließlich ist auch zu fordern, daß die Emissionsgrenzwerte für Schwermetalle neu formuliert werden. Bei unveränderten Werten für die beiden Schwermetalle Quecksilber und Cadmium mit jeweils 0,05 mg/Nm³ sollten die übrigen in der LRV-K 1989 in separaten Gruppen angeführten Schwermetalle in einer einzigen Gruppe namentlich zusammengefaßt und für diese neue Gruppe ein Summengrenzwert von 0,5 mg/Nm³ festgesetzt werden. Die Begründung hierfür liegt nicht nur darin, daß dieser Emissionsgrenzwert auch in dem o.a. EG-Richtlinien-Vorschlag als auch in der 17. BImSchV enthalten ist, sondern auch in der Tatsache, daß dieser Wert in neuen Abfallverbrennungsanlagen erreicht und auch vom heimischen Anlagenbau garantiert wird. In diesem Zusammenhang ist zu betonen, daß im Vergleich zur 17. BImSchV aber auch zur Österreichischen Luftreinhalteverordnung für Kesselanlagen bzw. Luftreinhaltegesetz ein Teil der Emissionsgrenzwerte des Richtlinienvorschlages der EG-Kommission wesentlich strenger ist.*

## 3.3 Grenzwerte für staubförmige Emissionen

Nach Ansicht des Umweltbundesamtes ist die Installierung von Entstaubungseinrichtungen bei Feuerungsanlagen für konventionelle feste Brennstoffe ab einer Brennstoffwärmeleistung von 2 MW Stand der Technik.

Der Emissionsgrenzwert für Staub sollte bei der Verfeuerung von Heizöl Schwer ebenfalls entsprechend dem Stand der Technik festgelegt werden. Durch die Vorschreibung eines Emissionsgrenzwertes für Staub von 50 mg/Nm³ bzw. 35 mg/Nm³ ist gewährleistet, daß die Schwermetallemissionen bei der Verfeuerung von Heizöl Schwer niedrig gehalten werden. Diese Regelung ist insbesondere deswegen erforderlich, da in Österreich keine Emissionsgrenzwerte für Schwermetalle, insbesondere für das krebserzeu-

gende Nickel, das im Heizöl Schwer enthalten ist, vorgeschrieben sind. In Deutschland wurde ein höchstzulässiger Nickelgehalt im Heizöl Schwer von 24 mg/kg festgelegt.

Bei der Verfeuerung von flüssigen Brennstoffen mit einer Brennstoffwärmeleistung größer als 50 MW sollte bei Feuerungsanlagen ein Emissionsgrenzwert von 35 mg/Nm$^3$ festgelegt werden, wie dies bereits beim Block 3/4 des Kraftwerkes Simmering behördlich vorgeschrieben wurde.

Es sollten folgende Staubemissionsgrenzwerte festgelegt werden.

| Brennstoffe | Emissionsgrenzwert bei Brennstoffwärmeleistung: bis 50 MW | > 50 MW | bezogen auf % $O_2$ |
|---|---|---|---|
| Heizöl Schwer | 50 mg/Nm$^3$ | 35 mg/Nm$^3$ | 3 |
| Heizöl Mittel | 50 mg/Nm$^3$ | 35 mg/Nm$^3$ | 3 |
| Heizöl Leicht | 50 mg/Nm$^3$ | 35 mg/Nm$^3$ | 3 |
| Heizöl Extra Leicht | 30 mg/Nm$^3$ | 30 mg/Nm$^3$ | 3 |
| Gas (Rechenwert) | 5 mg/Nm$^3$ | 5 mg/Nm$^3$ | 6 |

Die Grenzwerte sind auf 3 % Volumenkonzentration Sauerstoff (Rechenwert, nach Abzug adsorbierter Schwefelsäure) im Verbrennungsgas bezogen.

### 3.4 Grenzwerte für Kohlenmonoxid

Die im ausgesendeten Verordnungsentwurf des Bundesministeriums für wirtschaftliche Angelegenheiten geplante Absenkung des CO–Grenzwertes für flüssige Brennstoffe von bisher 175 mg/Nm$^3$ auf 50 mg/Nm$^3$ in Verbindung mit der Aufhebung der unteren Leistungsgrenze von 2 MW bedeutet eine sehr scharfe Anforderung für Kleinfeuerungsanlagen im unteren Leistungsbereich. Entsprechend den Aussagen der Experten können im höheren Leistungsbereich jedoch 30 mg CO/Nm$^3$ erreicht und gleichzeitig die vorgeschlagenen Stickoxidemissionsgrenzwerte eingehalten werden.