

Das SNCR-Verfahren

Entwicklungsstand und Perspektiven



Abfallwirtschafts- und Energiekonferenz

Berlin, 25. - 26.01.2011

Sonderdruck aus
“ Energie aus Abfall “ Band 8,
TK Verlag Karl Thomé Kozmiensky

Das SNCR-Verfahren – Entwicklungsstand und Perspektiven

Bernd von der Heide

1.	Nachrüstung von vorhandenen Kesselanlagen	685
1.1.	Temperaturmessungen	686
1.2.	Versuchsaufbau und Versuchsdurchführung	687
2.	Brennkammerdiagnose mit der akustischen Gastemperaturmessung agam	689
3.	Anlagenkonzept einer SNCR-Anlage für einen mit Steinkohle gefeuerten Kessel	692
3.1.	Reduktionsmittellager	694
3.2.	Transferpumpen.....	695
3.3.	Misch- und Messmodul.....	695
3.4.	Eindüssystem	696
3.5.	Prozessregelung	697
4.	Ammoniakschlupf	698
5.	Verfügbarkeit	698
6.	SNCR-Versuche in einem mit Steinkohle gefeuerten Kessel (225 MW _{el}) in Polen	699
7.	Betriebsergebnisse einer großtechnischen SNCR-Anlage in einem mit Steinkohle gefeuerten Kessel (200 MW _{el})	701
8.	Perspektiven für die Zukunft.....	703
9.	Zusammenfassung und Ausblick.....	705
10.	Literatur	705

In Verbrennungsanlagen für Abfall, Ersatzbrennstoffe und Biomasse haben sich in den letzten Jahren zunehmend SNCR-Verfahren für die NO_x-Abscheidung im Abgas durchgesetzt. Mit diesem Verfahren können je nach Anlagenkonzept NO_x-Reingaswerte < 100 mg/Nm³ bei einem NH₃-Schlupf < 10 mg/Nm³ sicher eingehalten werden, so dass dieses Verfahren für die zur Zeit gültigen und auch für die in absehbarer Zukunft zu erwartenden NO_x-Grenzwerte als die *Beste Verfügbare Technik* zu betrachten ist.

Die Nachrüstung großer mit Steinkohle gefeuerter Kessel mit Entstickungsanlagen ist in Westeuropa schon in den achtziger und neunziger Jahren weitgehend abgeschlossen worden. Zu dieser Zeit waren die NO_x -arme Verbrennung und das SNCR-Verfahren noch nicht so weit entwickelt wie heute. Wegen der hohen NO_x -Rohgaswerte und der damit verbundenen hohen Abscheidegrade gab es keine echte Alternative zur selektiven katalytischen Reduktion, weshalb die meisten Kessel konsequenter Weise mit SCR-Anlagen ausgerüstet wurden.

Nach der Wende sind seit Beginn der neunziger Jahre viele osteuropäische Länder der EU beigetreten und mussten damit auch die gültigen Emissionsgrenzwerte der EU akzeptieren. Dies bedeutet für die meisten Kraftwerke, dass die vorhandenen Kessel entweder abgeschaltet werden oder nach den neuen Vorschriften betrieben werden müssen. Aber auch in Deutschland und anderen westeuropäischen Ländern besteht noch weiterhin die Notwendigkeit, ältere Feuerungsanlagen mit DeNOx-Anlagen nachzurüsten.

Mit der SCR-Technik liegen über viele Jahre gesammelte Ergebnisse und Erfahrungen vor. Die Machbarkeit sowie die Investitions- und Betriebskosten können daher mit großer Genauigkeit abgeschätzt werden. Nach ersten Untersuchungen stellt sich aber in den meisten Fällen schnell heraus, dass die Entstickung mittels Katalysator einige wesentliche Probleme aufwirft, die nicht leicht zu überwinden sind und bei SNCR-Anlagen nicht bestehen:

- Der Einbau eines Katalysators ist oft kritisch, besonders, wenn die Kessel keinen LUVO und dafür einen großen Economizer haben.
- Wegen der Höhe der meisten Kessel würde die Aufnahme des Gewichtes von Katalysator und zugehörigem Stahlbau statische Probleme nach sich ziehen.
- Das Investitionsvolumen würde das Vielfache einer SNCR- Anlage betragen.
- Die Druckverluste über den Katalysator, den Mischer, die zusätzlichen Abgaskanäle und gegebenenfalls die Wärmetauscher zur Wiederaufheizung der Abgase würden zu höheren Betriebskosten führen.

Mit der inzwischen auch für Großkessel zunehmend diskutierten SNCR-Technik, die für kleinere Verbrennungsanlagen – wie z.B. Abfallverbrennungsanlagen – kontinuierlich technisch auf ein hohes Niveau weiterentwickelt worden ist, gibt es in Europa keine ausreichenden Erfahrungen, die genügend Sicherheiten bieten, dass das Verfahren für Kessel in der Größenordnung von 200 MW und mehr geeignet ist, die hohen Anforderungen des Kraftwerkbetriebes zu erfüllen.

In diesem Beitrag soll aufgezeigt werden, dass das SNCR-Verfahren auch für Großkessel eine attraktive Alternative ist, wenn man die bisher gesammelten Erkenntnisse und Erfahrungen entsprechend umsetzt und weiterentwickelt.

1. Nachrüstung von vorhandenen Kesselanlagen

Bei der selektiven nichtkatalytischen Reduktion (SNCR) von Stickoxiden werden Reduktionsmittel in wässriger Lösung oder gasförmig in die heißen Abgase eingedüst. Dadurch entstehen molekularer Stickstoff, Wasser und bei der Verwendung von Harnstoff auch Kohlenstoffdioxid. Grundsätzlich können für die NO_x -Abscheidung in Verbrennungsanlagen sowohl Harnstoff als auch Ammoniakwasser verwendet werden. Je nach Anwendungsfall haben beide Reduktionsmittel spezifische Vor- und Nachteile. Für eine optimale NO_x -Abscheidung bei minimalem NH_3 -Schlupf muss das jeweilige Reduktionsmittel im Grunde *nur* im richtigen Temperaturfenster, in dem eine NO_x -Abscheidung möglich ist, gleichmäßig in den Abgasen verteilt und gut durchmischt werden. Der optimale Temperaturbereich, in dem eine hohe NO_x -Reduktion bei hohem Wirkungsgrad und niedrigem NH_3 -Schlupf erzielt wird, ist relativ schmal und hängt im Wesentlichen von der Abgaszusammensetzung ab (Bild 1).

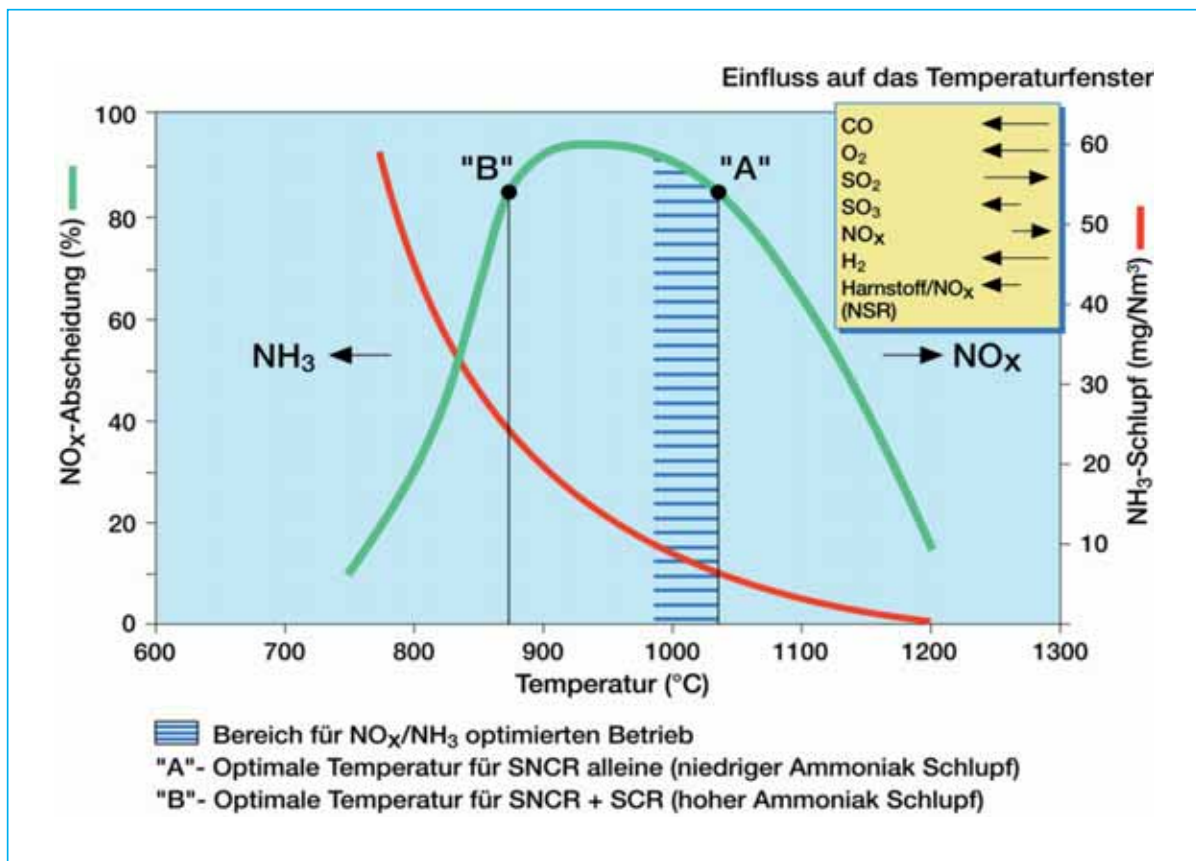


Bild 1: NO_x -Abscheidung in Abhängigkeit von der Temperatur

Um belastbare Entscheidungsgrundlagen und Planungssicherheit zu erhalten, ob das SNCR-Verfahren auch für größere Kessel geeignet ist, wurde die Machbarkeit für einige Kessel in mehreren Schritten untersucht. Eine großtechnische SNCR-Anlage für einen mit Kohle gefeuerten Kessel mit einer Leistung von etwa 200 MW_{el} (Bild 2) wurde 2010 in Betrieb genommen und an den Betreiber eines Kraftwerks in Deutschland übergeben. In Polen und Tschechien wurden mehrere Großversuche durchgeführt.

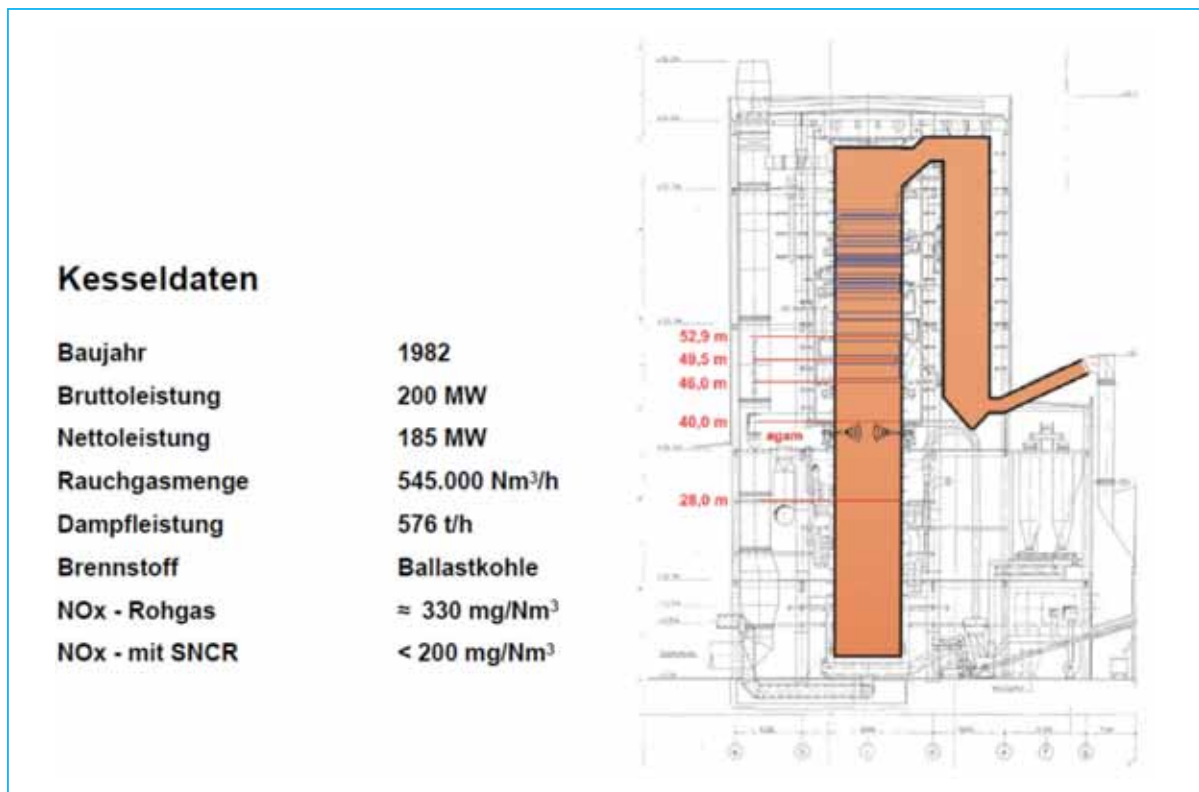


Bild 2: Auslegungsdaten für einen mit Steinkohle gefeuerten Kessel

1.1. Temperaturmessungen

Als ersten Schritt, um ein Gefühl dafür zu bekommen, ob das SNCR-Verfahren für den vorhandenen Kessel geeignet ist, werden in den meisten Anwendungsfällen, soweit es die lokalen Verhältnisse erlauben, zunächst Temperaturmessungen im Bereich der angenommenen Eindüspositionen durchgeführt. In der Regel werden Absaugpyrometer verwendet, die aus einer wassergekühlten Lanze bestehen, die mit einem Thermoelement (Ni-Cr-Ni) an der Spitze bestückt sind, das durch eine Keramikummantelung gegen Strahlungseinflüsse der Flammen und der kälteren Kesselwände abgeschirmt ist. Die heißen Abgase werden angesaugt, so dass sie entlang des Thermoelements strömen. Der hierfür benötigte Unterdruck wird z.B. mit Hilfe eines Druckluft-Ejektors erzeugt.

Für die Messungen werden, um den Aufwand in Grenzen zu halten, vorzugsweise vorhandene Öffnungen in den Kesselwänden wie z.B. den Schauluken genutzt, so dass häufig kein genaues Temperaturprofil über den gesamten Kesselquerschnitt sondern nur ungefähre Temperaturen in der Messebene aufgenommen werden können.

Wenn aus den Ergebnissen der Temperaturmessungen abgeleitet werden kann, dass mit dem SNCR-Verfahren die gewünschte NO_x-Abscheidung im Dauerbetrieb grundsätzlich möglich ist, empfiehlt es sich, Versuche mit einer Versuchsanlage durchzuführen. Mit den Versuchen erhält man mit überschaubarem Zeit- und Kostenaufwand zusätzliche Informationen darüber, ob die geforderten NO_x- und NH₃-Grenzwerte auch bei wechselnden Kessellasten sicher einzuhalten sind, mit

welchen Betriebsmitteln zu rechnen ist und welcher anlagentechnische Aufwand ggf. erforderlich ist. Mit der Versuchsanlage wird in der Regel der gesamte Abgasstrom entstickt. Im Idealfall können deshalb mit den Versuchen bereits die zu erwartenden Betriebsergebnisse ermittelt bzw. der Garantienachweis vorweggenommen werden.

1.2. Versuchsaufbau und Versuchsdurchführung

Damit der technische Aufwand und die Kosten für die Versuche der hier beschriebenen Anwendungsfälle möglichst gering gehalten werden konnten, wurden technische Unzulänglichkeiten der vorhandenen Versuchsanlage (Bilder 3 und 4), die nur für Versuche an kleineren Kesseln ausgelegt war, bewusst in Kauf genommen. Auch wurden die Umbaumaßnahmen am Kessel auf das Notwendigste beschränkt. Aufwendige Rohrausbiegungen in den Kesselwänden zur Aufnahme der Eindüslanzen wurden vermieden. Für die Eindüsung wurden lediglich Löcher mit 10 bis 12 mm Durchmesser in die Flossenwände zwischen die Kesselrohre gebohrt. Schwer zugängliche Stellen am Kessel wurden nicht mit Lanzen bestückt. Der Einfachheit halber erfolgt bei der Verwendung von Harnstofflösung die Förderung des Reduktionsmittels, des Verdünnungswasser und Druckluft durch handelsübliche Schläuche, was bei Ammoniakwasser nur unter strengeren Auflagen möglich wäre.



Bild 3: Demonstrationsanlage: Misch- und Messmodul



Bild 4: Demonstrationsanlage: NOxAMID-Behälter, Pumpenmodul

Obwohl kommerzielle Anlagen z.B. wegen der Verfügbarkeit an den Kraftwerksstandorten häufig mit Ammoniakwasser als Reduktionsmittel betrieben werden sollen, werden Versuche insbesondere wegen der problemlosen Handhabung und der geringen Sicherheitsanforderungen zumeist mit Harnstofflösung durchgeführt. Aus verfahrenstechnischer Sicht sind beide Reduktionsmittel nahezu vergleichbar, so dass die Ergebnisse hinsichtlich der Wirkungsweise für beide Reduktionsmittel aussagekräftig sind und somit eine hinreichend sichere Beurteilung für beide Reduktionsmittel, Ammoniakwasser und Harnstofflösung, ermöglichen.

Aus der Tatsache, dass mit den relativ einfachen Mitteln, die für die Durchführung der Versuche zur Verfügung standen, in beiden hier beschriebenen Anlagen die gewünschte NO_x -Abscheidung bereits in den getesteten Lastbereichen während der Versuche erreicht werden konnte, ist abzuleiten, dass mit einer optimal ausgelegten kommerziellen Anlage die geforderten NO_x -Reingaswerte sicher erreicht bzw. deutlich übertroffen werden können.

Gegenüber der Versuchsanlage, die prinzipiell ähnlich aufgebaut ist wie eine kommerzielle Anlage, bietet eine für den jeweiligen Anwendungsfall konzipierte großtechnische Anlage im Wesentlichen folgende Verbesserungen:

- Mit einer automatischen Regelung kann die SNCR-Anlage schneller auf wechselnde Betriebsbedingungen reagieren als das manuell durch Umstecken der Eindüslanzen möglich wäre, was zu besseren Ergebnissen führt.
- Im Kessel werden Öffnungen für Eindüslanzen eingebracht, die optimal angeordnet sind und so eine homogene Verteilung des Reduktionsmittels im wirksamen Temperaturbereich ermöglichen.
- Mit einer akustischen Temperaturmessungen und Einzellanzenumschaltung kann mit jeder Eindüslanze das Reduktionsmittel in den optimalen Temperaturbereich eingedüst werden.

Um eine belastbare Entscheidungsgrundlage zu erhalten, welchem Verfahren man den Vorzug geben soll, wurde für die Anlage in Deutschland auch die Machbarkeit der Nachrüstung mit einer SCR-Anlage detailliert untersucht. Im Ergebnis ergibt sich für die meisten Kesselanlagen folgendes Bild:

- Die Investitionskosten einer SCR-Anlage betragen etwa das Zehnfache einer SNCR-Anlage.
- Trotz der besseren Ausnutzung der Reduktionsmittel wären die Betriebskosten der geplanten *High Dust SCR* insbesondere wegen des Druckverlusts im Katalysator deutlich höher.
- Die installierte Gebläseleistung reicht häufig nicht aus, die Druckverluste auszugleichen. Bei Saugzügen müssen wegen des höheren Unterdrucks ggfs. die Abgaskanäle auf der Saugseite verstärkt werden.
- Die zusätzliche SO_2/SO_3 -Konversion im Katalysator kann zu Korrosionsproblemen wegen Taupunktunterschreitungen der sich bildenden Schwefelsäure führen.

- Die Umbauarbeiten würden sehr zeitaufwendig sein und den Kraftwerksbetrieb erheblich stören.
- Die Verfügbarkeit der SNCR-Anlage ist praktisch unbegrenzt, da alle wesentlichen Komponenten redundant ausgeführt sind und während des Betriebs ausgetauscht werden können.
- Für die SCR-Anlage gehen viele Betriebsstunden für den Austausch bzw. die Regeneration der Katalysatoren verloren.

Unter Einbeziehung aller relevanten Gesichtspunkte wie NO_x -Abscheidegrad, Kosten/Nutzen-Verhältnis und Verfügbarkeit ist die SNCR-Technik für die untersuchten Kessel die zur Zeit beste verfügbare Technik, weshalb sich der Betreiber in Deutschland nach erfolgreichem Abschluss der Versuche entschieden hatte, das SNCR-Verfahren kommerziell einzusetzen.

2. Brennkammerdiagnose mit der akustischen Gastemperaturmessung agam

Aus den Temperaturmessungen, die im Vorfeld der Versuche mit Absaugpyrometern durchgeführt wurden, und den Anzeigen aus den fest installierten Thermoelementen lassen sich nur grobe Annahmen treffen, welche Temperaturprofile bei unterschiedlichen Kessellasten in den einzelnen Eindüseebenen vorliegen. Darüber hinaus können Temperaturverteilung und -schief lagen, die sich abhängig von der Kessellast, dem Zündverhalten des Brennstoffs, der Brennerkonfiguration usw. ergeben, stark schwanken.

Des Weiteren wandert das Temperaturfenster aufgrund des zunehmenden Verschmutzungsgrades der Heizflächen im Verlauf der Reisezeit im Feuerungsraum weiter nach oben. Je nach Brennstoff, Brennstoffverteilung und Luftzufuhr sind Temperaturschief lagen von bis zu $150\text{ }^\circ\text{C}$ – und manchmal auch darüber – durchaus die Regel. Die üblichen mit Thermoelementen gemessenen und gemittelten Temperaturen sind dabei als Referenztemperaturen nur mit Einschränkungen verwertbar, da diese Durchschnittstemperaturen nichts über das Temperaturprofil bzw. die Schief lagen in den Eindüseebenen aussagen. Zudem werden die Strahlungen aus der Feuerung und den Wänden mit gemessen, wodurch Differenzen zu den tatsächlichen Abgastemperaturen von 60 bis 100 K resultieren. Die Ablagerungen auf den Thermoelementen wirken darüber hinaus mit fortschreitender Reisezeit zunehmend isolierend, weshalb die gemessenen Temperaturen erst mit einer Verzögerung im Prozessleitsystem vorliegen, die je nach Stärke der Ablagerungen 10 Minuten und länger betragen kann.

Damit immer sichergestellt ist, dass in allen möglichen Betriebsfällen das Reduktionsmittel in den oberen Bereich des Temperaturfensters eingedüst wird, wo der NO_x -Abscheidungsgrad am höchsten und der NH_3 -Schlupf am niedrigsten ist, werden in Anlagen für anspruchsvolle Anforderungen akustische Gastemperaturmesssysteme (agam) verwendet, mit denen nahe den Eindüsstellen die wahren Gastemperaturen gemessen und Temperaturprofile über den gesamten Querschnitt ermittelt werden.

Das System besteht aus mechanisch und elektrisch baugleichen Sender- und Empfängereinheiten, die an den Wänden vom Feuerraum angebracht sind, und einer externen Steuereinheit (Bilder 5 und 6). Bei der Messung öffnet das Magnetventil in der Druckluftleitung auf der Senderseite, wodurch akustische Signale erzeugt werden. Die Signale werden an der Sender- und Empfängerseite zeitgleich aufgezeichnet. Aus den digitalisierten Signalen wird die Schalllaufzeit ermittelt. Da die Wegstrecke bekannt ist, erhält man die Schallgeschwindigkeit, die in eine Temperatur, die so genannte Pfadtemperatur, umgerechnet wird. Mit mehreren kombiniert wirkenden Sender-/Empfängereinheiten in einer Ebene erhält man Mehrpfadkonfigurationen, mit denen die zweidimensionale Temperaturverteilung in einer Ebene unmittelbar ohne Verzögerung ermittelt wird.

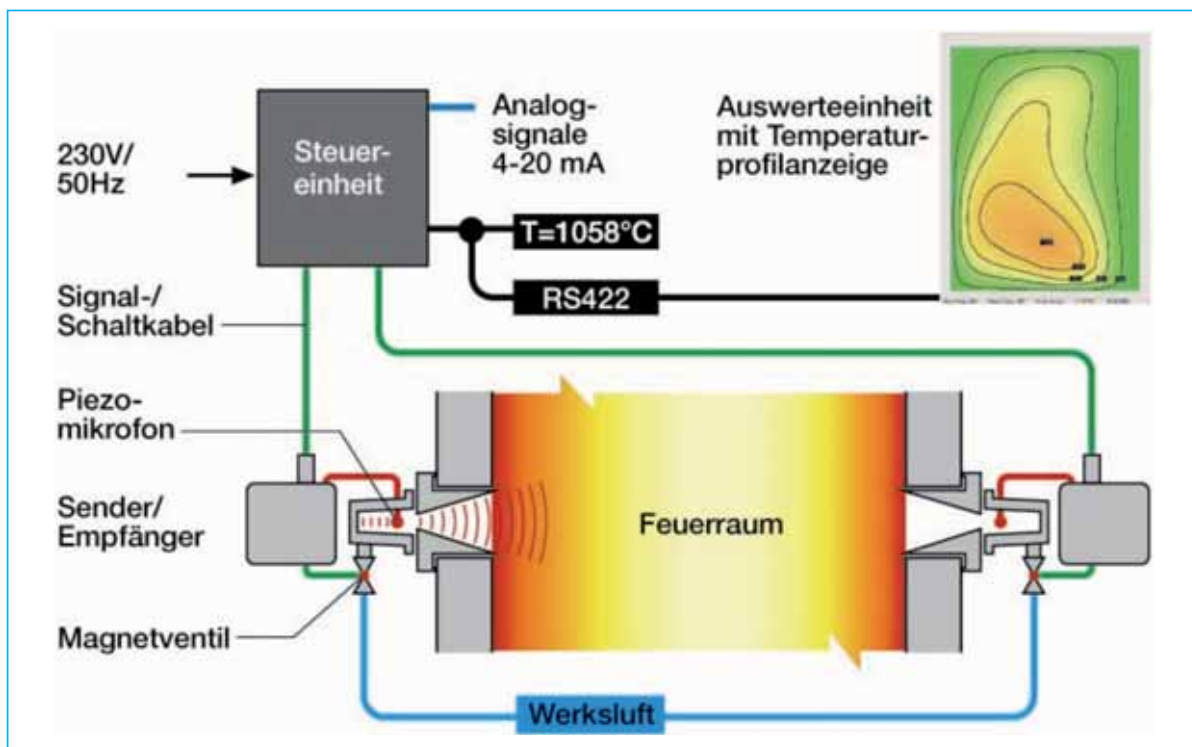


Bild 5: Prinzipieller Aufbau des akustischen Gastemperaturmesssystems agam



Bild 6: SNCR-Eindüslanzen mit akustischer Temperaturmessung

Das ermittelte Temperaturprofil wird in Sektionen aufgeteilt und kann einzelnen Lanzen oder Lanzengruppen zugeordnet werden, die dann abhängig von der gemessenen Abgastemperatur umgeschaltet werden können. Hierdurch wird sichergestellt, dass das Reduktionsmittel auch bei schnell wechselnden Abgastemperaturen an die für die Reaktion wirkungsvollsten Stellen gelangt und die SNCR-Anlage bezüglich NO_x -Abscheidegrad, NH_3 -Schlupf und Reduktionsmittelverbrauch im optimalen Bereich fährt (Bilder 7 und 8).

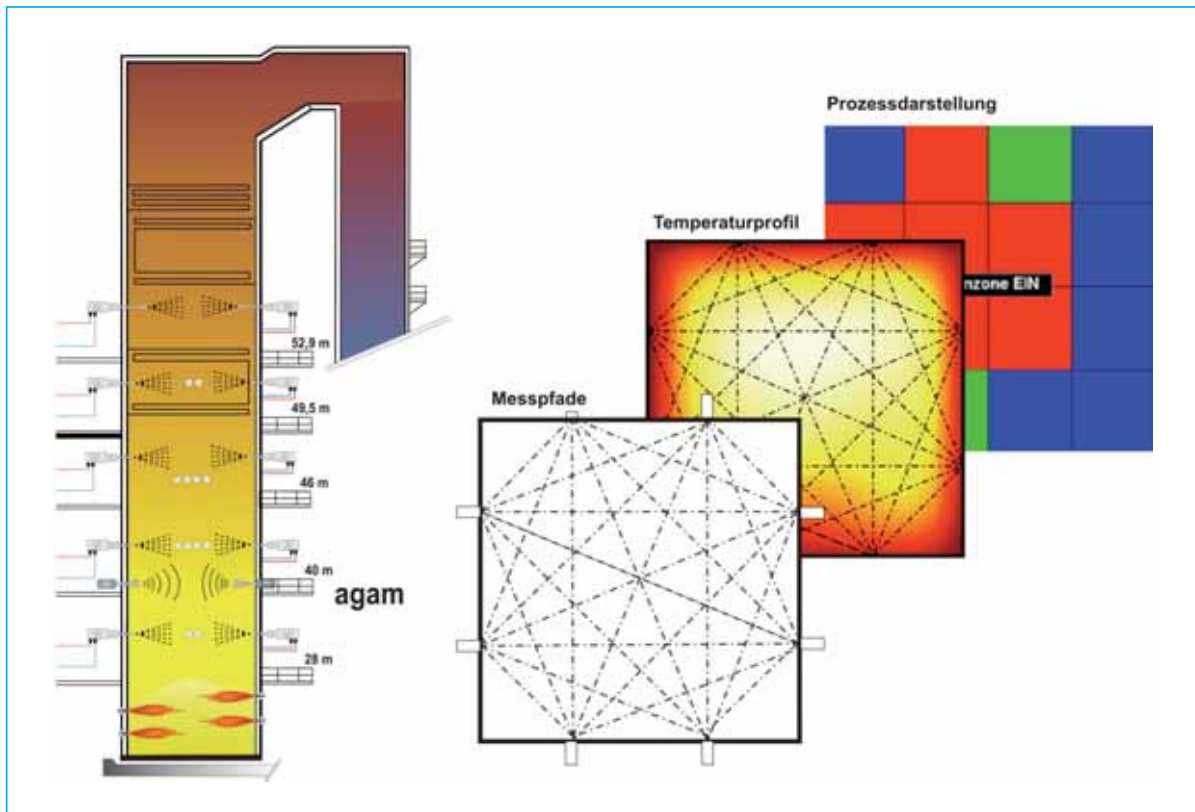


Bild 7: Kessel mit fünf Eindüseebenen und agam

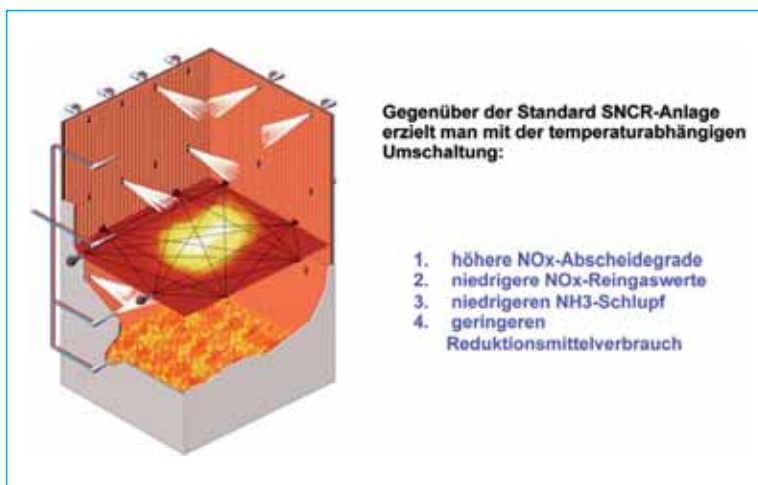


Bild 8:

Temperaturabhängige Umschaltung einzelner Lanzen

Nachdem die grundsätzliche Entscheidung für das SNCR-Verfahren gefallen war, wurde noch vor Auftragsvergabe temporär ein akustisches Gasmesssystem agam installiert. Mit dieser Maßnahme sollten möglichst detaillierte Informationen und damit maximale Planungssicherheit für die Auslegung der kommerziellen SNCR-Anlage – insbesondere hinsichtlich der Festlegung bzw. die Bestätigung der Eindüseebenen und Positionierung der Eindüslanzen erhalten werden.

Die Temperaturmessungen erfolgten am Feuerraumende bei unterschiedlichen Lasten und Mühlenkonfigurationen. In Bild 8 sind die Lagen der agam Mess ebene und der Brennebenen dargestellt. Das Bild zeigt auch die Anordnung der 8 Sende-/Empfängereinheiten und die Konfiguration der Pfade der akustischen

Messung. Auf Basis der gemessenen 24 Pfadwerte wird die Temperaturverteilung (Isothermen) tomographisch berechnet. Aus der Temperaturmatrix werden Zonentemperaturen ermittelt. In den Zonen erfolgt ein Farbumschlag von grün nach rot bzw. blau, wenn die Abweichung vom Mittelwert größer als +25 K bzw. kleiner als -25 K ist.

Die mittlere Temperatur am Feuerraumende schwankt zwischen etwa 750 °C bei Schwachlast (45 MW, Brennerebene 1) und 1.155 °C bei Volllast (185 MW, mit allen Brennerebenen) (Bild 9). Basierend auf den Analysen der Temperaturmessungen und der Versuche wurde folgendes technisches Konzept festgelegt:

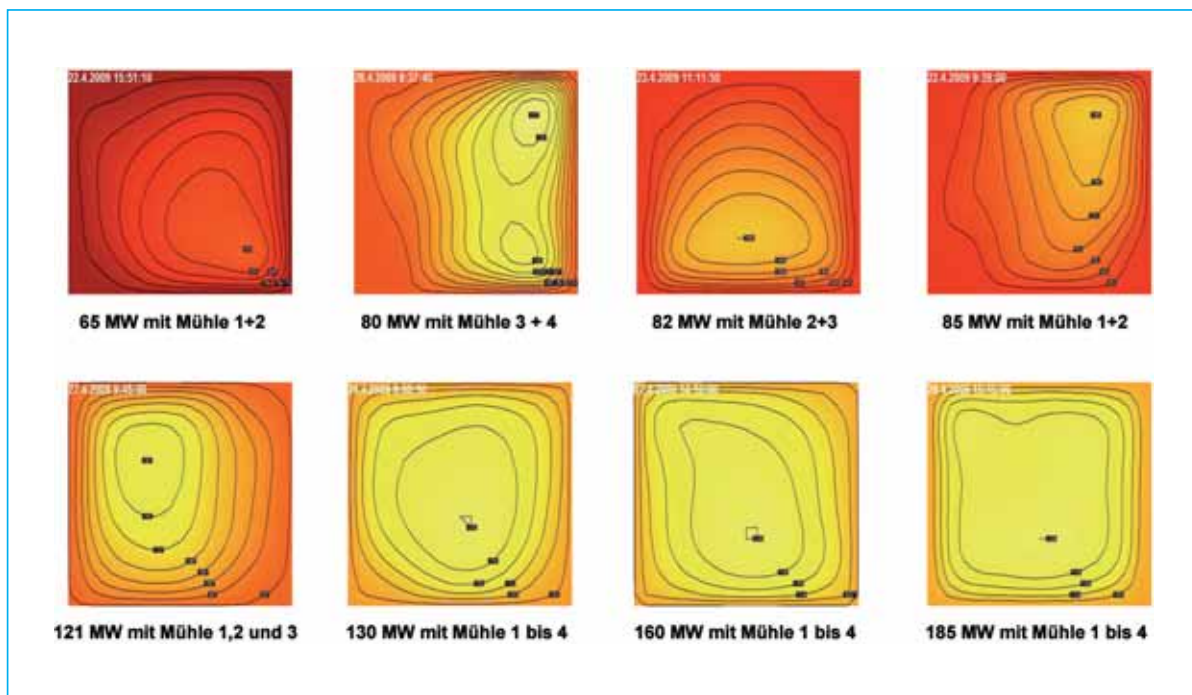


Bild 9: Temperaturprofil in der agam Messebene bei verschiedenen Kessellasten

3. Anlagenkonzept einer SNCR-Anlage für einen mit Steinkohle gefeuerten Kessel

Das vereinfachte Verfahrensfliessbild (Bild 10) zeigt die Funktion und den Lieferumfang der SNCR-Anlage, wie sie in dem Kohlekraftwerk geplant und gebaut wurde. Wegen großer Temperaturunterschiede zwischen Schwachlast (20 %) und Volllast sowie den extremen Temperaturschweiflagen sind über eine Höhe von etwa 25 m fünf Eindüseebenen mit insgesamt 60 Eindüsulanzen angeordnet. Die Ebenen sind so aufgeteilt, dass die rechte und linke Kesselseite unabhängig voneinander geregelt werden können (Bild 11). Darüber hinaus kann jede Eindüsulanze einzeln oder in Gruppen zu- oder abgeschaltet werden. Die betriebsfertige Anlage besteht im Wesentlichen aus den nachstehend beschriebenen Hauptkomponenten, die wegen der strengeren Sicherheitsanforderungen für Ammoniakwasser aufwendiger geplant und gebaut werden müssen als es für eine mit Harnstofflösung betriebene Anlage erforderlich wäre.

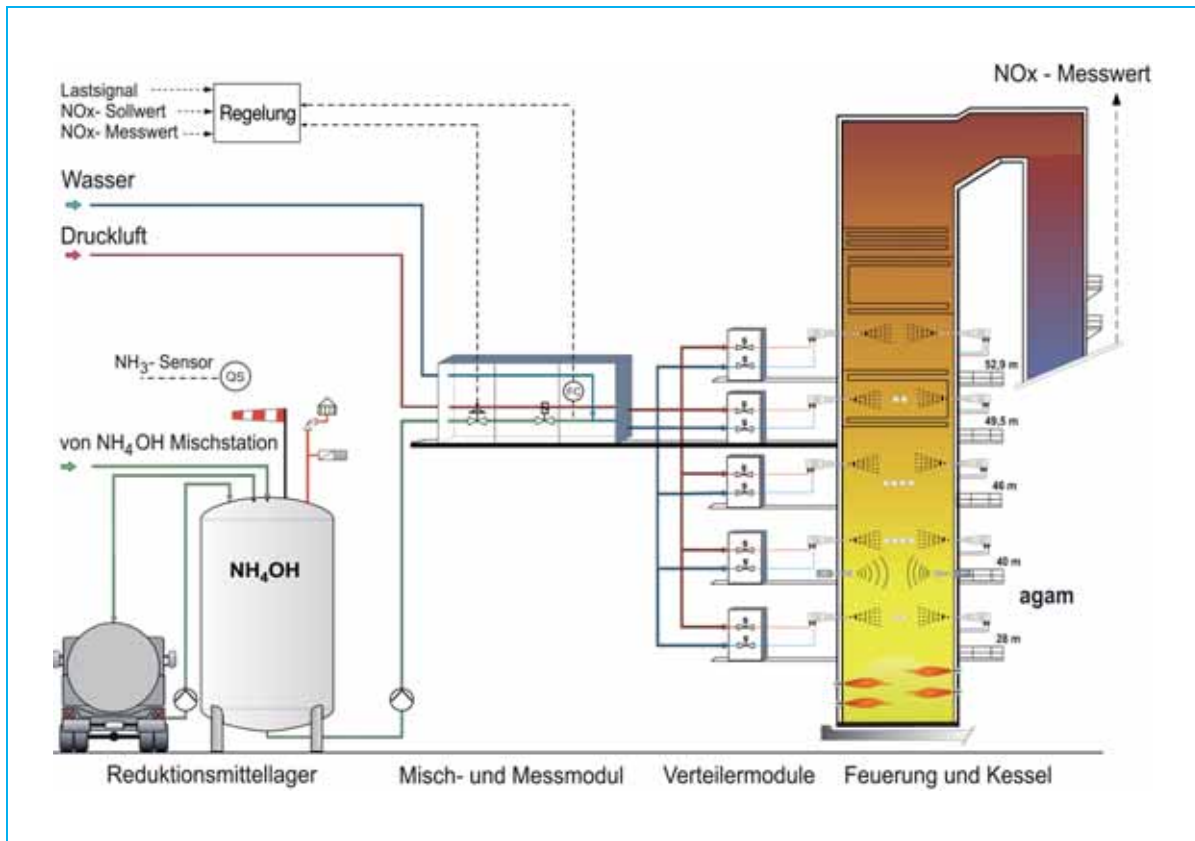


Bild 10: Verfahrensfliessbild einer SNCR-Anlage mit fünf Eindüseebenen und agam

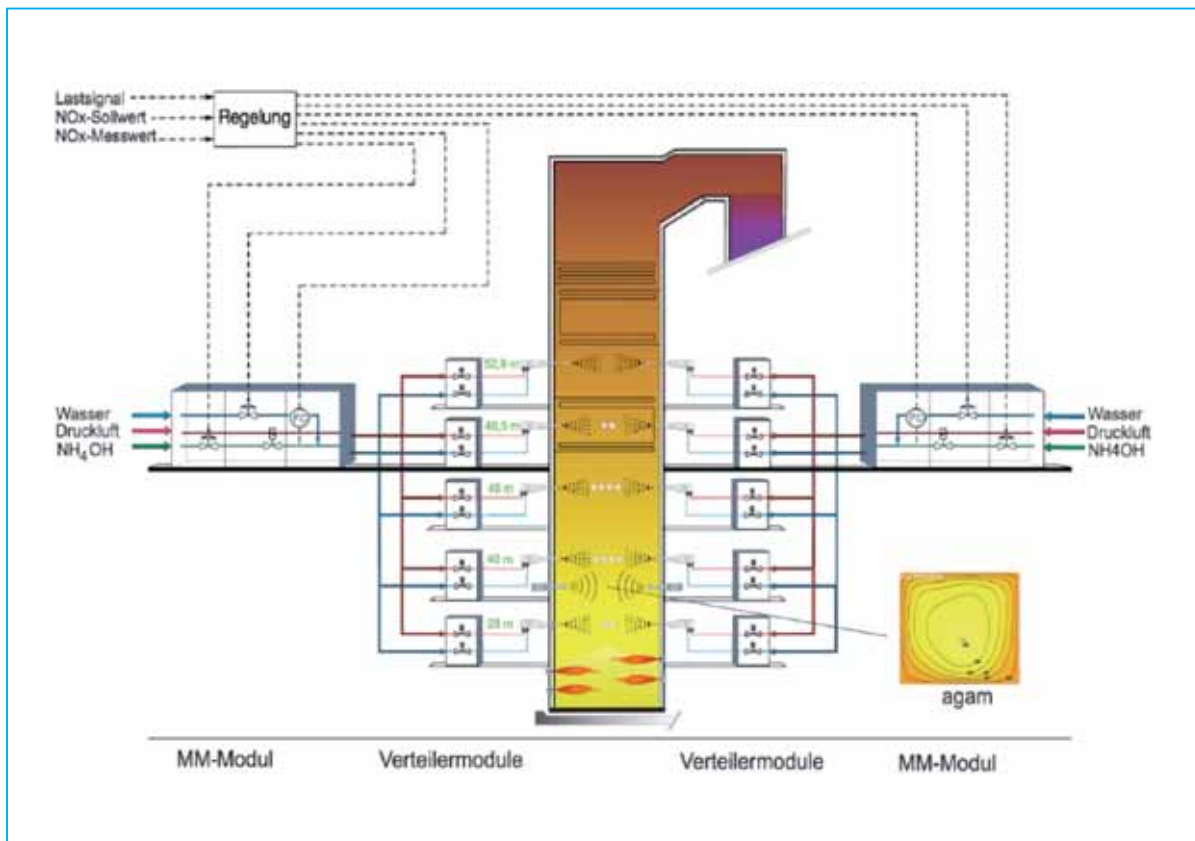


Bild 11: SNCR-Prozess für einen mit Kohle gefeuerten Kessel

3.1. Reduktionsmittellager

Das als Reduktionsmittel verwendete Ammoniakwasser wird am Kraftwerksstandort aus druckverflüssigtem Ammoniak, das für die an den anderen Kessel installierten SCR-Anlagen verwendet wird, angemischt und durch eine Rohrleitung in den Lagerbehälter aus Edelstahl gefördert. Alternativ ist eine Befüllung aus Tankwagen möglich. Das im Lagerbehälter ausdampfende Ammoniak wird in einem Absorptionsbehälter niedergeschlagen und in den Tank zurückgeführt, weshalb keine Gaspendelleitung erforderlich ist.



Bild 12: Tanklager für Ammoniakwasser mit Pumpenstation



Bild 13: Tanklager für Harnstofflösung

Tabelle 1: Vergleich Lagerbedingungen Ammoniakwasser und NO_xAMID

Ammoniakwasser (25 Gew.-%)	NO _x AMID (Harnstofflösung)
• Gefahrgutklasse 8	• kein Gefahrgut
• Wassergefährdungsklasse II	• Wassergefährdungsklasse I
• nach Gefahrstoffverordnung: feuergefährlich und ätzend	• nach Gefahrstoffverordnung: keine Gefährdung
• 3.1 Abnahmeprüfzeugnis nach EN 10204	• –
• Be- und Entlüftung (Über- und Unterdruckventil mit Flammensperre)	• –
• Gasdetektoren, Windrichtungsanzeige	• –
• Sicherheitsausrüstung (Körper- und Gesichtsschutz) Notdusche, Augendusche mit Trinkwasseranschluss	• –
• Wasseranschlüsse im Lagerbereich	• –
• Gaspendelsystem	• –
• Ex-Schutz im Tank	• –
• Druckstufe PN10	• –

Zu der umfangreichen sicherheitstechnischen Ausrüstung (Bilder 12 und 13), gehören außerdem Ammoniakensoren, Flammensperre, Ganzkörper- und Augendusche sowie Windrichtungsanzeiger. Ammoniakwasser unterliegt der Wassergefährdungsklasse 2 (wassergefährdend) und darüber hinaus wegen des hohen Gefährdungspotentials für die Umwelt der europäischen Norm EN 12952-14:2004 (Früher TRD 451 und 452). Beim Umgang mit Ammoniakwasser ist zwischen dem Ammoniakwasser im Tank und den Rohrleitungen und dem gasförmigen Ammoniak nach dem Verdampfen über der Flüssigkeit im Tank und ggfs. bei Leckagen zu unterscheiden (Tabelle 1). Deshalb ist das Gefährdungspotential sowohl des gelösten als auch des gasförmigen Ammoniaks zu betrachten.

3.2. Transferpumpen

Vom Lagertank werden die Reduktionsmittel durch eine Kreislaufleitung und über ein Druckhalteventil direkt wieder zurück in den Tank gepumpt. Eine Stichleitung zweigt von dieser Ringleitung ab und führt zu den zwei Misch- und Messmodulen. Über Regelventile wird die für die Entstickung erforderliche Reduktionsmittelmenge abgenommen. Wegen der Explosionsgefahr dürfen keine kostengünstigeren Tauchpumpen für die Förderung des Ammoniakwassers vom Tank zu den Eindüslanzen eingesetzt werden. Für die beschriebene Anlage werden deshalb leakagefreie magnetgekoppelte Gleitschieberpumpen eingesetzt.

Isolierungen und Heizungen am Tank und an den Rohrleitungen sind nicht erforderlich, da der Gefrierpunkt des Wassers mit dem Ammoniakgehalt sinkt und Kristallisation von Ammoniak nicht möglich ist. 25 %-iges Ammoniakwasser hat z.B. einen Gefrierpunkt von -57 °C .

3.3. Misch- und Messmodul

Die beiden Misch- und Messmodule erfüllen im Wesentlichen folgende Zwecke:

- Messen von allen Durchflussmengen (Reduktionsmittel, Wasser, Luft),
- Mischen des Reduktionsmittels mit Prozesswasser,
- Absperrern der Reduktionsmittelversorgung im Falle von Betriebsstörungen.

Die Verteilung der Flüssigkeiten und der Zerstäubungsluft zu den Eindüslanzen erfolgt wegen der langen Rohrleitungswege auf jeder der fünf Eindüseebenen für die linke und rechte Kesselseite über separate Verteilermodule, so dass insgesamt zehn Module installiert wurden. Alle Module enthalten die notwendigen Armaturen und die Mess- und Regeleinrichtungen für die Durchflussmengen und die Drücke der Reduktionsmittel, der Druckluft und des Prozesswassers (Bilder 14 und 15).

Der Druck der Flüssigkeiten und der Druckluft hängt von den geforderten Wurfweiten und der Tropfengröße ab und liegt wie in den meisten Fällen zwischen 3,5 und 4 bar am Eintritt der Düsenlanzen, wodurch sich unter Berücksichtigung des Druckverlustes im Modul und den Rohrleitungen zu den Lanzen ein Druck von etwa 4 bis 4,5 bar nach dem Druckminderventil am Eintritt des Misch- und Messmoduls ergibt.



Bild 14: Misch- und Messmodul



Bild 15: Verteilermodul

Alle Teile der Module sind auf einen Grundrahmen montiert. Zum Schutz der Instrumente insbesondere gegen Staub und Spritzwasser ist das Modul in einem Schrank eingebaut. Glastüren erleichtern bzw. ermöglichen das Ablesen der Instrumente.

Insbesondere bei Anlagen, die mit Ammoniakwasser betrieben werden, helfen die Glastüren das Gefährdungspotential des Wartungspersonals zu minimieren, da eine eventuelle Leckage beurteilt werden kann, ohne dass die Türen geöffnet werden müssen, so dass sich das Personal nicht den giftigen Dämpfen aussetzen muss.

Misch- und Messmodule, die mit Ammoniakwasser betrieben werden, unterliegen strengeren Richtlinien als für Harnstofflösung. Die Rohrleitungen und Armaturen müssen mindestens in der Druckstufe PN 10 ausgeführt werden. Eine höhere Druckstufe, wie sie von manchen Betreibern gefordert wird, ist nicht zu empfehlen, da als Konsequenz auch die Messbereiche und Skalierung der Messgeräte wie z.B. der Manometer erweitert werden müsste, was die Ablesegenauigkeit beeinträchtigen würde. Für alle Armaturen und Werkstoffe sind 3.1.B-Zeugnisse notwendig. Damit keine Gefährdung aufgrund von Leckagen auftreten kann, sind Ammoniakdetektoren eingebaut, die bei 400 ppm Ammoniak Alarm auslösen und bei 800 ppm die Pumpen abschalten.

3.4. Eindüssystem

Für die optimale NO_x -Abscheidung werden Düsen verwendet, die für die Größe und Geschwindigkeit der Tropfen, die Kesselgeometrie und die Abgasbedingungen ausgelegt sind. Auf jeder Eindüslanze befinden sich eine oder mehrere Düsen, wodurch eine gleichmäßige Verteilung der in Wasser gelösten Reduktionsmittel im

Abgas sichergestellt wird. Wegen der einfacheren Handhabung wird in der Regel Druckluft an Stelle von Dampf als Treibmittel verwendet. Aus verfahrenstechnischer Sicht sind jedoch beide Treibmittel geeignet. Als Verdünnungswasser, das als Trägermedium dient, kann für die harnstoffhaltigen Reduktionsmittel NO_x -AMID normales Prozesswasser verwendet werden. Da NO_x -AMID spezielle Additive enthält, die Kalkausfällungen verhindern, ist eine Entsalzung des Wassers hierbei nicht notwendig. Für Ammoniakwasser ist Deionat bzw. VE-Wasser zwingend erforderlich, da sich sonst u.U. schon innerhalb eines Tages die Armaturen und Düsen durch Kalkablagerungen zusetzen können.



Bild 16: Eindüslanzen in einem mit Kohle gefeuerten Kessel

Soweit möglich wird das Ammoniakwasser/Deionatgemisch vorzugsweise mit Wandlanzen eingedüst (Bild 16), wodurch sich der Verschleiß der Lanzen durch Korrosion in Grenzen hält. Für spezielle Anforderungen, insbesondere wenn die Platzverhältnisse sehr begrenzt sind, können auch wassergekühlte Lanzen eingesetzt werden, die in die Abgasströmung hineinragen.

3.5. Prozessregelung

Bei SNCR-Verfahren sind verfahrensbedingt keine zeitgleichen Messungen der Roh- und Reingaswerte möglich. Weil die Messungen erst im kälteren Abgas nach Kessel durchgeführt werden können, kann der NO_x -Gehalt nur alternativ mit oder ohne Reduktionsmitteleindüsung gemessen werden. Aufgrund der Zeitverzögerung, die sich zwischen der Eindüsung in die Feuerung über die NO_x -Messung nach Kessel, die Probennahme, die Analyse und den Weg der neu eingestellten Konzentration des Reduktionsmittels vom Regelventil zu den Lanzen ergibt, muss die Reduktionsmittelmenge in Abhängigkeit von der Kessellast grob vorausberechnet werden, um den wechselnden Betriebsbedingungen so schnell wie möglich folgen zu können.

Dies erfolgt mit Hilfe eines Lastsignals, dem festgelegten NO_x -Reingaswert und der sich daraus ergebenden NO_x -Fracht. Abhängig vom tatsächlich gemessenen NO_x -Reingaswert wird die Menge dann ständig korrigiert. Damit die Reduktionsmittelmengen nicht zu extrem schwingen können, wird abhängig von der zu erwartenden Betriebsweise eine konstante Sockelmenge vorgewählt, die nicht unterschritten wird. Vielfach ist es sinnvoll, die Regelcharakteristik zu dämpfen.

Das Einschalten der SNCR-Anlagen und ggfs. das Umschalten der Eindüsebenen – oder der einzelnen Lanzen – erfolgt abhängig von der Feuerraumtemperatur in den Sektionen, die mit dem akustischen Temperaturmesssystem ermittelt wurden und denen einzelne Lanzen zugeordnet sind. Die Prozessregelung erfolgt über

eine autarke SPS, kann aber auch über das Prozessleitsystem der Gesamtanlage realisiert werden. Eine Visualisierung wird über eine Busanbindung mit der Warte hergestellt, wie es insbesondere bei größeren Verbrennungsanlagen dem Standard entspricht.

4. Ammoniak schlupf

Ammoniak (NH_3) bildet mit den SO_3 - und HCl-Frachten im Abgas unter Umständen Ammoniumsalze, die einen erheblichen Einfluss auf die Funktion und Verfügbarkeit der nachgeschalteten Anlagenteile haben können. Dies kann bei Anlagen mit hohen SO_3 - und niedrigen Staubkonzentrationen, wie z.B. Schwerölfeuerungen, durchaus zutreffen. Nur wird bei diesen Betrachtungen oft außer Acht gelassen, dass SCR-Verfahren mit diesen Brennstoffen aufgrund des hohen Gehaltes an SO_3 und Vanadiumpentoxid z.T. erheblich größere Probleme haben. SO_3 reagiert mit dem zur NO_x -Abscheidung eingedüsten Ammoniak auch im Katalysator zu Ammoniumsalzen, die dann mit dem Feinstaub zu Ablagerungen führen. Darüber hinaus steigt durch das Vanadiumpentoxid die Reaktivität des Katalysators, wodurch die Konversionsrate von SO_2 zu SO_3 ansteigt und zur Bildung von Schwefelsäure und den damit verbundenen Korrosionsproblemen führt.

Entgegen der weit verbreiteten Meinung führt in mit Kohle gefeuerten Kesseln die Bildung von Ammoniumsalzen aufgrund des NH_3 -Schlupfes aus SNCR-Anlagen selten zu anlagentechnischen Problemen wie Ablagerungen von Ammoniumhydrogensulfat in den Wärmetauschern und daraus herrührenden Druckverlusten. Ammoniumhydrogensulfat lagert sich zum größten Teil an der Flugasche an und wird im Filter abgeschieden. Wenn das Anlagenkonzept stimmt und der Ammoniak schlupf möglichst niedrig ist, hält sich auch die Belastung der Flugasche und der Nebenprodukte aus der Abgasreinigung im akzeptablen Rahmen. Eventuell kann in besonderen Fällen eine kleine Katalysatorscheibe am Kesselende ohne großen Aufwand nachgerüstet werden, womit der NH_3 -Schlupf begrenzt und noch eine zusätzliche NO_x -Abscheidung erreicht wird. Wenn man sich für den zusätzlichen Katalysator entschieden hat, bietet es sich an, die Reduktionsmittel bei niedrigeren Temperaturen einzudüsen. Hierdurch steigt bei gleichem NO_x -Abscheidegrad der NH_3 -Schlupf, der im Katalysator zur zusätzlichen NO_x -Abscheidung genutzt wird – pro $10 \text{ mg/Nm}^3 \text{ NH}_3$ werden $27 \text{ mg/Nm}^3 \text{ NO}_x$ abgeschieden. Hierdurch würde die SNCR-Anlage ggfs. merklich entlastet.

Die Verwertbarkeit des Gipses aus der Abgasentschwefelungsanlage wird durch Ammoniak nicht eingeschränkt. Das Ammoniak wird mit den Chloriden gleichzeitig auf dem Vakuumfilter ausgewaschen, sodass hierfür keine zusätzlichen Maßnahmen getroffen werden müssen. Nach Analysen in einem polnischen Kraftwerk lag die Ammoniakbelastung des Gipses bei allen genommenen Proben unter der Nachweisgrenze.

5. Verfügbarkeit

Die Verfügbarkeit der Gesamtanlagen wird mit SNCR-Anlagen praktisch nicht beeinträchtigt, so dass in der Regel Werte von 98 % oder 99 % gewährleistet

werden. Alle für den Betrieb wesentlichen Komponenten wie Pumpen, die Auswirkungen auf die Verfügbarkeit haben könnten, sind redundant ausgeführt. Die Eindüslanzen, die Kontakt mit dem Abgas haben und als Verschleißteile regelmäßig kontrolliert und gewartet werden müssen, können während des Betriebes problemlos überprüft und gegebenenfalls rechtzeitig ausgetauscht werden. Damit die NO_x-Halbstundenmittelwerte nicht gefährdet werden, sollte der Austausch der einzelnen Lanzen nacheinander erfolgen. Die benutzten Lanzen können durch Kürzen bzw. Austausch der Schutzrohre wieder hergerichtet werden. Gelegentlich müssen auch die Düsen gewechselt werden.

Die eingebauten Armaturen sind nicht anfällig gegen Beschädigung und brauchen in der Regel nicht während des Betriebs ausgewechselt werden, wenn die SNCR-Anlage während der geplanten Stillstände der Gesamtanlage turnusmäßig gewartet wird. Tritt trotzdem ein unerwarteter Schaden auf, können die meisten Probleme, wie zum Beispiel der Austausch von Durchflussmessern und Manometern, während des Betriebes behoben werden. Kritisch sind u.U. Regelventile. Diese sind aber mit Bypässen versehen, so dass die entsprechenden Durchflussmengen der Reduktionsmittel gegebenenfalls von Hand eingestellt werden müssten, bis das entsprechende Regelventil ausgetauscht bzw. repariert ist.

Mit vorausschauender Ersatzteilverhaltung sowie regelmäßiger Wartung während der geplanten Anlagenstillstände können praktisch alle Probleme während des Betriebes weitgehend vermieden und/oder auf ein Minimum beschränkt werden. Sollte aber trotzdem ein außerplanmäßiger Stillstand der SNCR-Anlage nicht zu vermeiden sein, können die Probleme in kürzester Zeit behoben werden, so dass die Tagesmittelwerte auch dann nicht gefährdet sind.

Kalkablagerungen im Rohrleitungssystem, einschließlich der Armaturen und Eindüslanzen, können nur vermieden werden, wenn Harnstofflösungen mit geeignetem Additiv (z.B. NO_xAMID) eingesetzt wird. Wenn die SNCR-Anlage mit Ammoniakwasser als Reduktionsmittel betrieben wird, ist als Verdünnungswasser Deionat oder VE-Wasser zwingend erforderlich. Das Reinigen von Kalkablagerungen ist eine sehr zeitaufwändige Prozedur und kann die Verfügbarkeit der Gesamtanlage wesentlich beeinflussen.

6. SNCR-Versuche in einem mit Steinkohle gefeuerten Kessel (225 MW_{el}) in Polen

In einem Kraftwerk in Polen werden fünf mit Steinkohle gefeuerte Kessel mit einer Leistung von jeweils 225 MW_{el} betrieben (Bild 17). An einem der Kessel wurden Versuche durchgeführt. Ziel der Versuche war es, nachzuweisen, dass eine NO_x-Abscheidung von mindestens 25 % im gesamten Lastbereich von 40 bis 100 % sicher eingehalten werden kann. Temperaturmessungen, die im Bereich der möglichen Eindüsstellen für die Reduktionsmittel durchgeführt wurden, zeigten, dass von der linken zur rechten Kesselseite mehr als 120 K Schief lagen herrschten. Für die Eindüsung der Harnstofflösung wurden provisorische Öffnungen in den Stegen zwischen den Rohren der Membranwände in den Höhenkoten 37,9 und 47,4 m angebracht.

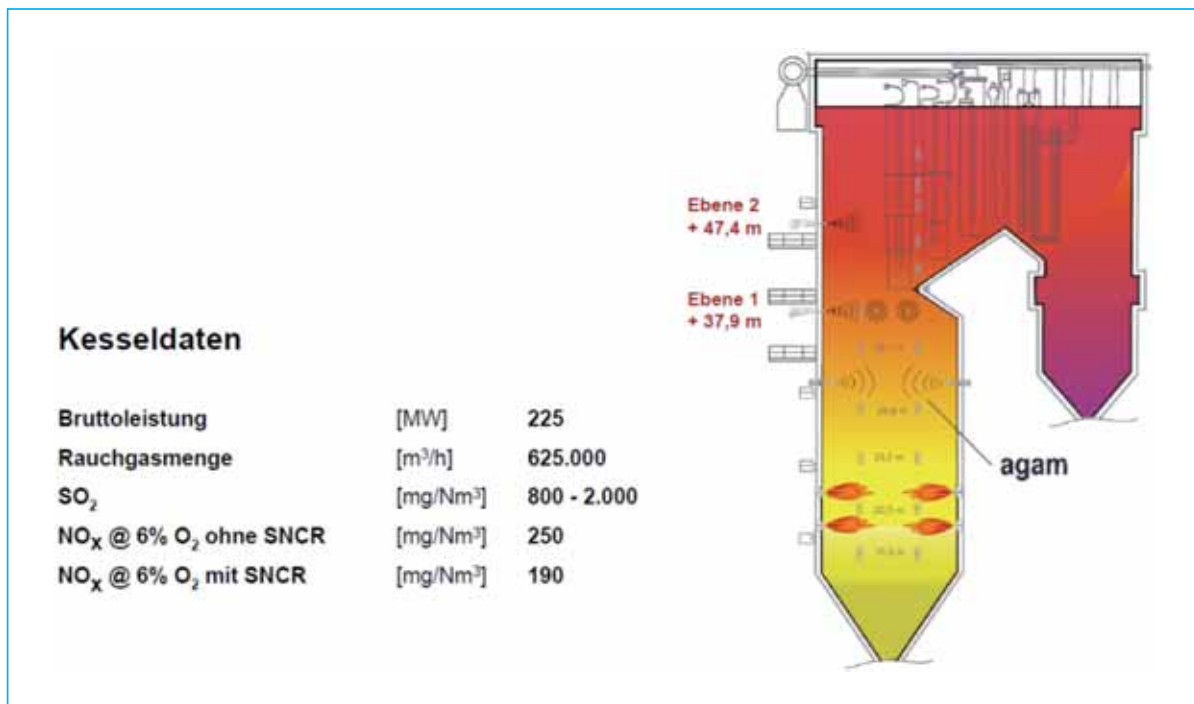


Bild 17: Auslegungsdaten für einen mit Steinkohle gefeuerten Kessel in Polen

Obwohl es einige Schwierigkeiten und Unzulänglichkeiten während der Versuchsdurchführung gab, wurde die geforderte NO_x-Abscheidung von 25 % in allen Lastbereichen deutlich überschritten (Tabelle 2). Bei 75 % Kessellast wurde mit nahezu 60 % die größte NO_x-Abscheiderate mit einem moderaten NH₃-Schlupf erzielt (Bild 18).

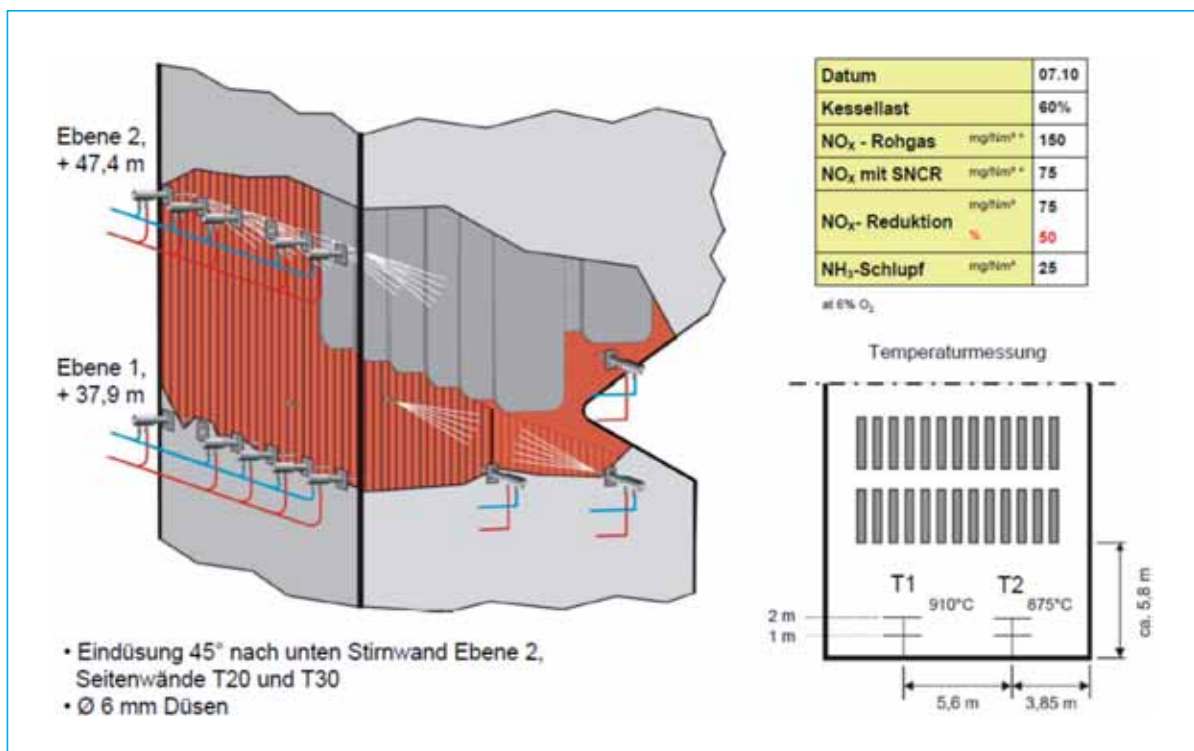


Bild 18: Betriebsergebnisse der SNCR-Anlage mit einen mit Steinkohle gefeuerten Kessel

Der relativ hohe NH_3 -Schlupf bei Volllast erklärt sich durch die große Temperaturschieflage von 110 K zwischen den beiden Messpunkten in der Eindüseebene. Bei mittleren Teillastfällen war deutlich zu erkennen, dass die beiden Eindüseebenen mit etwa 10 m zu weit auseinander liegen. Die obere Ebene ist offensichtlich zu kalt und erzeugt zu hohen NH_3 -Schlupf während in der unteren Ebene zu viel Harnstoff verbrennt, wodurch der NO_x -Abscheidegrad sinkt. Mit einer dritten Eindüseebene kann im Teillastfall aber auch bei Temperaturschieflagen mit jeder Lanze in die optimale Temperatur eingedüst werden, wodurch bezüglich NO_x -Abscheidegrad, Reduktionsmittelverbrauch und Ammoniakchlupf bessere Ergebnisse zu erzielen sind.

Damit die Qualität der Flugasche nicht durch den Ammoniakchlupf belastet wird, erwägt der Betreiber im Falle der Nachrüstung mit einer SNCR-Anlage, am Kesselende eine Katalysatorscheibe als so genannte *Schlupfbremse* zu installieren. Da mit Hilfe einer akustischen Temperaturmessung (agam) präziser in das ideale Temperaturfenster eingedüst werden kann, ist davon auszugehen, dass der Ammoniakchlupf auch ohne zusätzliche Katalysatorscheibe immer so niedrig gehalten werden kann, dass die zulässige Ammoniakbelastung in der Flugasche nicht überschritten wird.

Tabelle 2: NO_x -Reduktion mit der SNCR-Versuchsanlage bei diversen Lastfällen

Nr.	Datum	Kessellast %	NO_x -Rohgas mg/Nm ^{3*}	NO_x mit SNCR mg/Nm ^{3*}	NO_x -Reduktion		NH_3 -Schlupf mg/Nm ³
					mg/Nm ³	%	
1	08.10.2009	100	197,8	125,3	72	36,7	43
2	16.09.2009	90	233,6	137,0	97	41,4	16,5
3	06.10.2009	75	232,3	97,8	134	57,9	–
4	07.10.2009	60	150,0	75,0	75	50,0	25
5	18.09.2009	40	456,1	244,3	212	46,4	27

* 6% O_2

Während der Versuche lag die Ammoniakbelastung in der Flugasche zwischen 40 und 80 mg/kg Flugasche und damit in einem akzeptablen Rahmen. Aufgrund der insgesamt sehr positiven Ergebnisse hat der Betreiber das SNCR-Verfahren in die engere Wahl genommen und will die Kessel mit kommerziellen SNCR-Anlagen nachrüsten. Zunächst werden aber noch weitere Untersuchungen mit dem Ziel durchgeführt, die NO_x -Rohgaswerte mit feuerungstechnischen Maßnahmen weiter zu senken.

7. Betriebsergebnisse einer großtechnischen SNCR-Anlage in einem mit Steinkohle gefeuerten Kessel (200 MW_{el})

Die oben beschriebene SNCR-Anlage wurde im März 2010 in Betrieb genommen. Die garantierten NO_x - und NH_3 -Reingaswerte wurden in allen Lastbereichen zwischen 20 und 100 % erreicht. Die sich anschließende Optimierungsphase war

sehr zeitaufwändig, weil in jeder der fünf Eindüseebenen das Temperaturprofil in den unterschiedlichen Lastfällen mit Absaugpyrometern gemessen und die Differenz zu den mit der akustischen Gastemperaturmessung (agam) ermittelten Werten festgehalten wurde. Die Messungen waren notwendig, um die Schaltpunkte der einzelnen Eindüslanzen relativ zu den Temperaturen in den Zonen der agam-Messebene zu bestimmen. Dies war insbesondere deshalb so schwierig, weil vier der fünf Eindüseebenen über bzw. nach der agam-Messebene liegen und die Abgastemperaturen sehr stark durch die Betriebsbedingungen – wie z.B. Rußblasen – beeinflusst wurden. Die Temperaturänderungen konnten vom agam nicht gemessen werden, weshalb keine klar definierten Abhängigkeiten in den Eindüseebenen von den Temperaturen in der Messebene abzuleiten waren.

Während der Optimierungsphase wurden auch die Drücke und Durchflussmengen der Medien Ammoniakwasser, Deionat und Druckluft eingestellt.

Die Anlage ist mit einer automatischen Datenerfassung ausgerüstet worden, so dass Fehlerdiagnosen und Einstellungen über das Telefonnetz sofort ohne Zeitverlust vom Büro aus vorgenommen werden können. Die höheren Investitionskosten für ein solches System amortisieren sich schnell, da kostspielige Einsätze von Servicetechnikern eingespart werden können. Erfahrungen, die mit dem System gesammelt werden, sind zweifellos auch für kleinere Anlagen zu nutzen.

Das Grundprinzip, wie die Eindüslanzen in Abhängigkeit vom Temperaturprofil und den Zonentemperaturen umgeschaltet werden, ist auf dem Computerausdruck (Bild 19) zu ersehen. Der Ausdruck (Bild 20) zeigt die NO_x -Werte vor und während der Eindüsung. Die Anlage befindet sich seit Mitte 2010 im Dauerbetrieb und ist nach erfolgreichen Abnahmetests und Probetrieb im September 2010 an den Kunden übergeben worden.

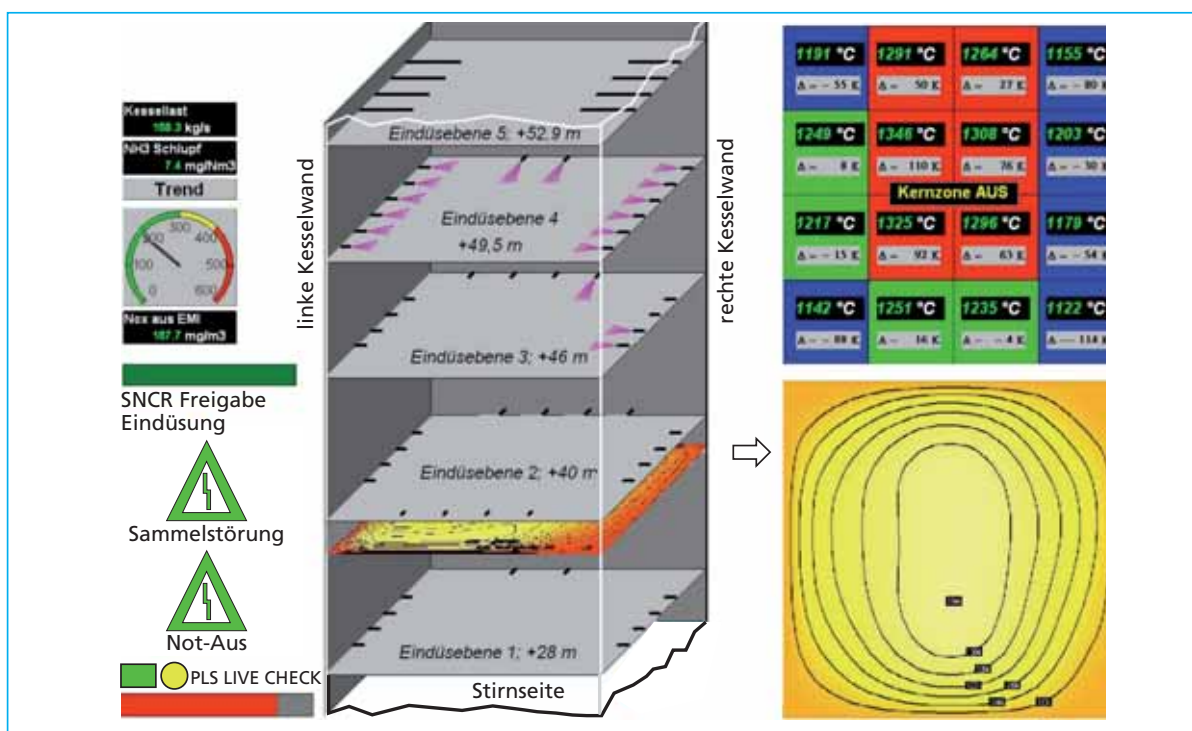


Bild 19: Darstellung des Temperaturprofils und der Durchschnittstemperaturen in der Messebene sowie der in Betrieb befindlichen Eindüslanzen



Bild 20: Betriebsergebnisse mit SNCR-Anlage in einem Kohle gefeuerten Kessel

8. Perspektiven für die Zukunft

Allein mit der SNCR-Technologie werden heute schon Ergebnisse erzielt, die sich durchaus mit der katalytischen Entstickung vergleichen lassen – und das zu einem Bruchteil der Kosten. Für Verbrennungsanlagen mit Rostfeuerung, wie z.B. Abfallverbrennungsanlagen, definiert das SNCR-Verfahren schon heute den Stand der Technik.

Mit der Einführung der temperaturgeführten Einzellanzenumschaltung werden inzwischen auch in Großfeuerungsanlagen NO_x -Abscheidegrade erreicht, die vor einigen Jahren noch undenkbar waren. Die temperaturabhängige Umschaltung der Lanzen kann aber immer nur eine Reaktion auf die wechselnden und weniger optimalen Betriebszustände in der Feuerung sein. Besser wäre es, die Strömung und das Temperaturprofil im Abgas noch während des Verbrennungsprozesses zu vergleichmäßigen, bevor die Reaktionsmittel eingedüst werden. Dies würde die SNCR-Regelung entlasten und, da die Umschaltung weniger oft erfolgen müsste, das Schwingen der Regelung verhindern und zu gleichmäßigeren NO_x -Reingaskonzentrationen führen. Eine deutliche Verbesserung des Temperaturprofils und die Vermeidung extremer NO_x -Spitzen könnte z.B. erreicht werden, wenn die vom abgemessenen Temperaturen neben der direkten Einbindung in die Regelung der SNCR-Anlage auch für die Feuerungsleistungsregelung bzw. die Steuerung der Verbrennungsluft genutzt würden. Der zusätzliche Aufwand ist gering, da die wesentlichen Komponenten des Systems ohnehin für die SNCR-Anlage vorhanden sind.

Im Übrigen sollten, soweit es technisch und kostenmäßig sinnvoll erscheint, alle feuerungstechnischen Maßnahmen wie Brennoptimierung, Reduzierung des

Luftüberschusses, Stufung der Verbrennungsluft, Abgasrezirkulation usw. ausgenutzt werden. Jede Maßnahme sollte jedoch sorgfältig dahingehend untersucht werden, ob der Kesselbetrieb nicht gestört wird. Insbesondere können folgende Betriebseigenschaften beeinflusst werden:

- die Stabilität der Flammen,
- die Flexibilität im Brennstoffband,
- der Ausbrand,
- Korrosionen in der Brennkammer,
- Wirkungsgrad,
- NO_x -Abscheidung,
- Kosten.

Als zusätzliche Maßnahme kann zur Minimierung des Ammoniakschlupfes eine dünne Katalysatorscheibe im Bereich des Economizers installiert werden (Bild 21). Da kein Reduktionsmittel benötigt wird, entfällt Platzbedarf für die Eindüsung, die Mischer und die Anströmung. In den meisten Fällen genügt es, zwischen den Wärmetauschern genügend Platz zu schaffen, damit die Katalysatorscheibe installiert werden kann.

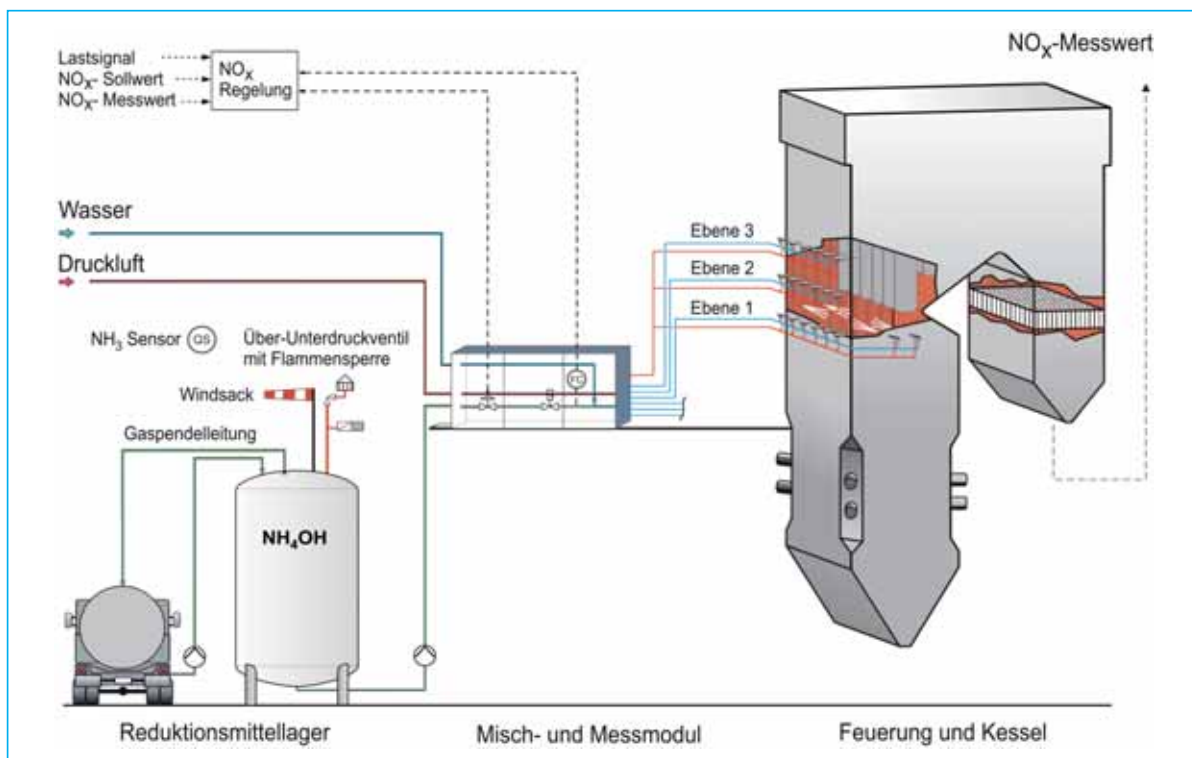


Bild 21: Verfahrensfliessbild für eine SNCR-Anlage mit zusätzlichem Katalysator

Für neue Großkessel werden bereits Überlegungen angestellt, ob man diese nicht von vorneherein SNCR-gerecht planen und bauen sollte. Das bedeutet eigentlich nur, dass an Stellen in der Feuerung oder im Kessel, in denen Temperaturen herrschen, die geeignet sind, genügend Platz und Öffnungen für die Eindüsung

von Reduktionsmitteln geschaffen werden. Da es sich letztendlich nur um eine Verlängerung des Leerzuges handelt, halten sich die Kosten im Vergleich zum Gesamtprojekt in einem engen Rahmen.

9. Zusammenfassung und Ausblick

Das SNCR-Verfahren hat sich im langjährigen Dauerbetrieb in unterschiedlichen Verbrennungsanlagen als zuverlässiges und wirtschaftliches Verfahren zur NO_x -Abscheidung erwiesen, mit dem die einschlägigen Grenzwerte eingehalten werden. Aus verfahrenstechnischer Sicht ist es praktisch unerheblich, ob Harnstofflösung oder Ammoniakwasser als Reduktionsmittel eingesetzt wird. Wenn die Anlagen entsprechend ausgelegt, gebaut und betrieben werden, sind mit beiden Medien keine nennenswerten Auswirkungen auf die Verfügbarkeit der Gesamtanlagen zu erwarten.

Mit der SCR-Technik sind zwar etwas höhere NO_x -Abscheidegrade erreichbar als mit der SNCR-Technik, insbesondere wenn man berücksichtigt, dass mit feuerungstechnischen Maßnahmen inzwischen NO_x -Werte erreicht werden, die häufig deutlich unter 350 mg/Nm^3 liegen, stehen die Kosten jedoch selten in einem vernünftigen Verhältnis zum Nutzen. Auch wird das im Sinne der BVT gebotene Schutzniveau der Umwelt nicht erreicht, wenn man bedenkt, dass man z.B. für die Kosten einer SCR-Anlage fünf bis zehn SNCR-Anlagen bauen kann, die jede für sich die zukünftigen NO_x -Grenzwerte sicher einhalten kann, so dass die Anlagen zusammen die Umwelt um ein Vielfaches mehr entlasten als eine SCR-Anlage alleine.

Es liegen sowohl mit Harnstoff als auch mit Ammoniakwasser einschlägige Erfahrungen vor, so dass „maßgeschneiderte“ Vorschläge zur kostengünstigen Lösung der NO_x -Probleme angeboten und realisiert können, womit die vom Gesetzgeber gestellten Anforderungen auch für Großfeuerungsanlagen erfüllt und in vielen Fällen sogar übertroffen werden.

Versuchsergebnisse aus weiteren Feuerungsanlagen bis zu 225 MW elektrische Leistung sind vielversprechend. In den Beitrittsländern wie Polen und Tschechien sind bereits die ersten Entscheidungen zugunsten der SNCR-Technik für Großkraftwerke gefallen.

10. Literatur

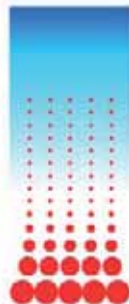
- [1] von der Heide, B. et al.: NO_x -Minderung an einem steinkohlebefeuerten Kessel in der ehemaligen CSFR nach dem NO_x OUT-Verfahren. VGB-Konferenz *Kraftwerk und Umwelt 1993*. Essen, 28. April 1993
- [2] Chvalina, J.; Seitz, A.; von der Heide, B.: Langjährige Erfahrungen mit nichtkatalytischer Entstickung in kohlegefeuerten Kesseln in der Tschechischen Republik. VGB-Tagung, Düsseldorf, 17. April 1997
- [3] Grimard, F. X.; von der Heide, B.: Long-Term Experiences with Non-Catalytic NO_x -Reduction in Municipal Waste Incinerators. POWER GEN, Madrid, 17.-19. Juni 1997
- [4] Kutlovsky, J.; von der Heide, B.: Experience in Controlling NO_x from Utility Boilers with SNCR using Urea and Ammonia as Reagent. POWER GEN, Frankfurt, 1999

- [5] von der Heide, B.; Bärnthaler K.; Barok I.: Nichtkatalytische Entstickung von Abgasen aus zwei Kesseln mit Schmelzkammerfeuerung im Kraftwerk Vojany, Slowakische Republik. VGB-Konferenz Kraftwerk und Umwelt 2000, 4.-5.4.2000 in Leipzig
- [6] Kaufmann, K. et. al.: The Combustion of Different Fuels in al 180 MW th Circulating Fluidized Bed Steam Generator in Swiecie (Poland). Power-Gen Europe, 28.-30. Juni 2005 in Milano
- [7] von der Heide, B.: Ist das SNCR-Verfahren noch Stand der Technik. In: Thomé-Kozmiensky, K. J.; Beckmann, M. (Hrsg.): Energie aus Abfall, Band 4. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2008, S. 275-293
- [8] von der Heide, B.: – SNCR Process – Best Available Technology for NO_x-Reduction in Waste to Energy Plants. Power-Gen Europe, Milan, June 3-5, 2008
- [9] von der Heide, B.; Langer, P.: Effizienz und Wartungsfreundlichkeit des SNCR-Verfahrens. In: Thomé-Kozmiensky, K. J.; Beckmann, M. (Hrsg.): Energie aus Abfall, Band 7. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2010, S. 729 – 753
- [10] von der Heide, B.: Advanced SNCR technology for coal fired boilers – 200 MW in Germany and 225 MW in Poland. Power-Gen Europe, 8.-10. Juni 2010 in Amsterdam, NL
- [11] von der Heide, B.: Zukunftsweisende NO_x-Reduzierung mit dem SNCR-Verfahren in Großfeuerungsanlagen. VDI-Fachkonferenz, 1.-2. Dezemer 2010 in Düsseldorf
- [12] diverse Unterlagen der Firma Bonnenberg + Drescher GmbH, Aldenhoven



MEHLDAU & STEINFATH
UMWELTECHNIK

Mehldau & Steinfath
Umwelttechnik GmbH
Alfredstraße 279
45133 Essen
Germany



Tel.: +49 (2 01) 4 37 83-0
Fax: +49 (2 01) 4 37 83-33
zentrale@ms-umwelt.de
www.ms-umwelt.de