

K. J. Thomé-Kozmiensky

Michael Beckmann

Energie

aus

Abfall

Band 11

TK

# Die nächste Generation der SNCR-Technik

## – Letzte Entwicklungen, Verbesserungen, Betriebsergebnisse –

Bernd von der Heide

1.	Allgemeine Grundlagen des SNCR-Verfahrens.....	578
2.	Einflüsse von Kesselbauweise und Betriebsbedingungen auf die Leistung von SNCR-Anlagen .....	579
2.1.	Kessel mit Rostfeuerung.....	579
2.2.	Verbrennungsanlage für flüssige Abfallstoffe .....	582
2.3.	Kohlegefeuerte Kessel mit Staubfeuerung – Zweizugkessel .....	583
2.4.	Kohlegefeuerte Kessel mit Staubfeuerung – Turmkessel .....	584
3.	Betriebsergebnisse.....	585
3.1.	Mit Kohlestaub gefeuerter Kessel – etwa 200 MW <sub>el</sub> – in Deutschland.....	585
3.2.	Mit Kohlestaub gefeuerter Kessel – etwa 225 MW <sub>el</sub> – in Polen.....	586
3.3.	Kommerzielle Anwendung in einem kohlegefeuertem Kessel – 225 MW <sub>el</sub> – .....	587
4.	Verbesserungen und weitere Möglichkeiten .....	591
4.1.	TWIN-NO <sub>x</sub> -Verfahren – Die Kombination von Harnstofflösung und Ammoniakwasser.....	591
4.2.	Selektive Abgaskühlung .....	594
5.	Zusammenfassung und Ausblick.....	596
6.	Literatur.....	597

Die SNCR-Technik wird heute schon längst nicht mehr als Billig-Technologie angesehen, die allenfalls für Verbrennungsanlagen in Betracht kommen kann, die nicht - wie z.B. Abfallverbrennungsanlagen - im Fokus der Öffentlichkeit stehen und in denen die Ansprüche hinsichtlich der NO<sub>x</sub>-Abscheidegrade und -Reingaswerte überschaubar sind. Nachdem sich in den letzten Jahren SNCR-Verfahren für die NO<sub>x</sub>-Abscheidung im Abgas von Verbrennungsanlagen für Abfall, Ersatzbrennstoffe und Biomasse weitgehend durchgesetzt haben und heute je nach Anlagenkonzept NO<sub>x</sub>-Reingaswerte < 100 mg/Nm<sup>3</sup> bei einem NH<sub>3</sub>-Schlupf < 10 mg/Nm<sup>3</sup> sicher eingehalten werden können, hat sich das SNCR-Verfahren für diese relativ kleinen Anlagen insbesondere unter Kosten-Nutzen-Gesichtspunkten längst als die z.Z. *Beste Verfügbare Technik* zur NO<sub>x</sub>-Abscheidung etabliert.

Vor diesem Hintergrund untersuchen immer mehr Energieversorgungsunternehmen (EVU), ob das SNCR-Verfahren auch in ihren Großkesseln anwendbar ist. Im Vergleich zum SCR-Verfahren wird neben der Abgasentstickung und den Gesamtkosten besonderes Augenmerk auf die Bildung von Ammoniaksalzen gerichtet, die durch Ammoniakchlupf in den Abgasen entstehen, sowie auf deren Auswirkungen auf Flugasche, Gips und Abwasser aus der Abgasentschwefelung nach dem Kessel.

Dieser Beitrag beschreibt, dass das SNCR-Verfahren auch für große Kessel eine attraktive Alternative bietet, insbesondere wenn die Ergebnisse und Erfahrungen, die inzwischen in kleinen Anlagen gesammelt wurden, ausgewertet, angewendet und weiter entwickelt werden, um die hohen Ansprüche der Betreiber von größeren Kraftwerkskesseln zu erfüllen.

## 1. Allgemeine Grundlagen des SNCR-Verfahrens

In den meisten SNCR-Anlagen, die heute betrieben werden, wird entweder Ammoniakwasser oder Harnstofflösung eingesetzt. Für eine optimale  $\text{NO}_x$ -Abscheidung bei minimalem  $\text{NH}_3$ -Schlupf braucht man nach allgemeiner Auffassung das Reduktionsmittel *nur* innerhalb des geeigneten Temperaturfensters gleichmäßig in den Abgasen zu verteilen und es gründlich zu vermischen.

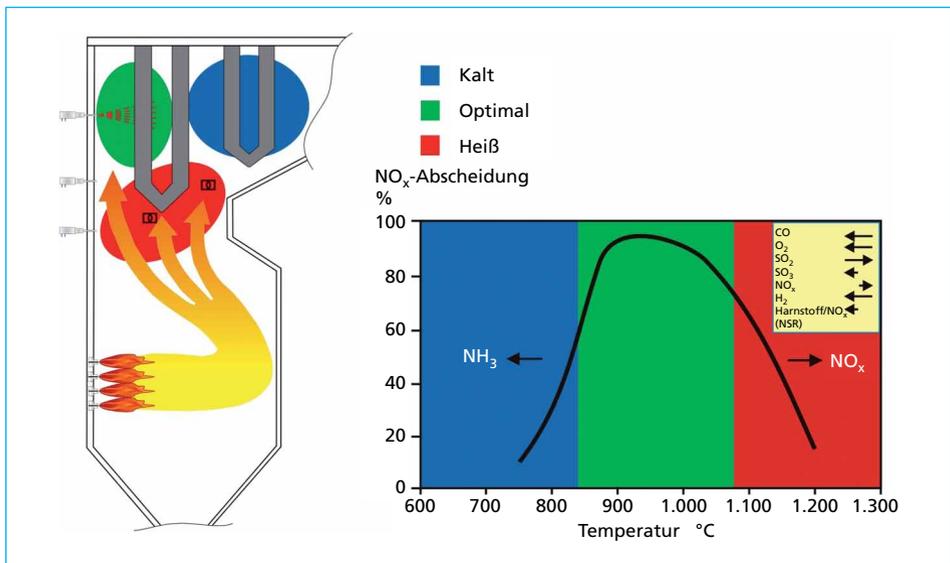


Bild 1:  $\text{NO}_x$ -Abscheidung in Abhängigkeit von der Temperatur

Diese Betrachtungsweise ist zwar prinzipiell richtig, berücksichtigt aber nicht, dass jedem  $\text{NO}$ -Molekül ein  $\text{NO}_2$ -Molekül als Reaktionspartner im optimalen Temperaturbereich bereit gestellt werden muss, was über den Kesselquerschnitt aufgrund der Temperaturschichtungen von 150 K und mehr nur mit großem technischen Aufwand wie z.B. temperaturabhängiger Einzellanzenumschaltung zu erreichen ist.

Darüber hinaus haben die unterschiedlichen Abgasgeschwindigkeiten und Strömungsrichtungen im Eindüsbereich des Reduktionsmittels einen entscheidenden Einfluss auf die Betriebsergebnisse von SNCR-Anlagen.

## 2. Einflüsse von Kesselbauweise und Betriebsbedingungen auf die Leistung von SNCR-Anlagen

Obwohl das SNCR-Verfahren theoretisch sehr einfach ist, ist die Umsetzung in die Praxis nicht so ganz so leicht wie es den Anschein hat. Beispielhaft haben nachstehende Faktoren einen großen Einfluss auf die Wirksamkeit:

- Die Kesselbauweise, die eine Eindüsung und gleichmäßige Verteilung des Reduktionsmittels in die Abgase im geeigneten Temperaturbereich begünstigt, erschwert oder verhindert
- Die Brenner, deren Anordnung und die Ausführung der Brennkammer
- Die Betriebsbedingungen im Kessel
- Die Art des Brennstoffs
- Das Reduktionsmittel – Harnstofflösung oder Ammoniakwasser
- Die einzuhaltenden Werte für  $\text{NO}_x$ -Abscheidung, Ammoniakschlupf und Ammoniak in der Flugasche

### 2.1. Kessel mit Rostfeuerung

In Abfallverbrennungsanlagen werden hauptsächlich Kessel mit Rostfeuerung, aber auch – zu einem geringeren Teil – mit Wirbelschichtfeuerung betrieben.

Kessel mit Rostfeuerung sind besonders gut für das SNCR-Verfahren geeignet, da der Raum oberhalb des Rostes im ersten Abgaszug ausreichend Platz für die Eindüsung und Verteilung der Reduktionsmittel bietet und die Verweilzeit im optimalen Temperaturbereich lang genug ist, bevor das Abgas in die Wärmetauscher eintritt. Hierdurch lassen sich mit diesem Kesseltyp z.B. in Abfallverbrennungsanlagen  $\text{NO}_x$ -Reingaswerte erreichen, die zum Teil deutlich unter  $100 \text{ mg/Nm}^3$  liegen.

Attero betreibt seit 1996 am Standort Wijster in den Niederlanden eine integrierte Abfallverarbeitungsanlage. Die Anlage besteht aus einer Sortierungs- und einer Verbrennungsanlage. Jede der drei Verbrennungslinien war ursprünglich mit einer Katalysator-Anlage (SCR) für die  $\text{NO}_x$ -Minderung ausgerüstet.

Aufgrund des erheblich günstigeren Kosten-Nutzen-Verhältnisses der SNCR-Technik hat sich Attero dazu entschieden, die drei SCR-Reaktoren der drei Verbrennungsanlagen außer Betrieb zu nehmen und durch SNCR-Anlagen zu ersetzen. Unabhängig von den wirtschaftlichen Vorteilen war die wesentliche Voraussetzung für diese Entscheidung, dass die gesetzlichen Emissionswerte eingehalten oder unterschritten werden.

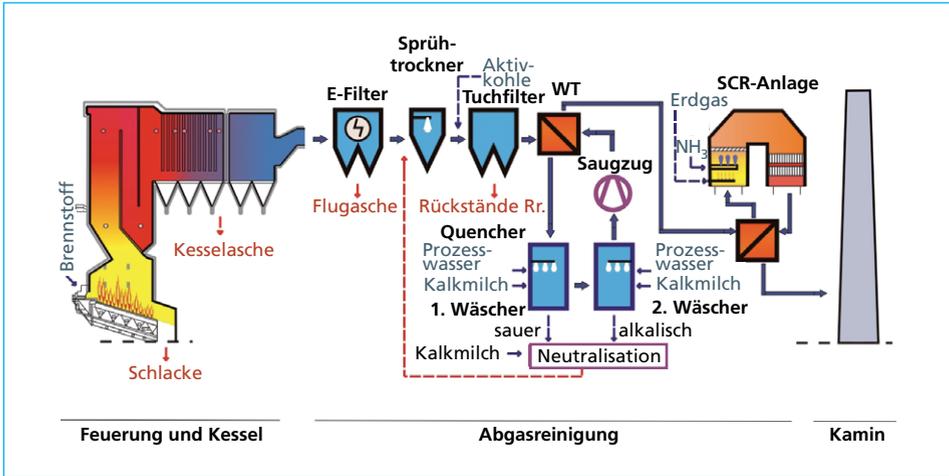


Bild 2: Verfahrensfließbild – vor Umrüstung auf SNCR

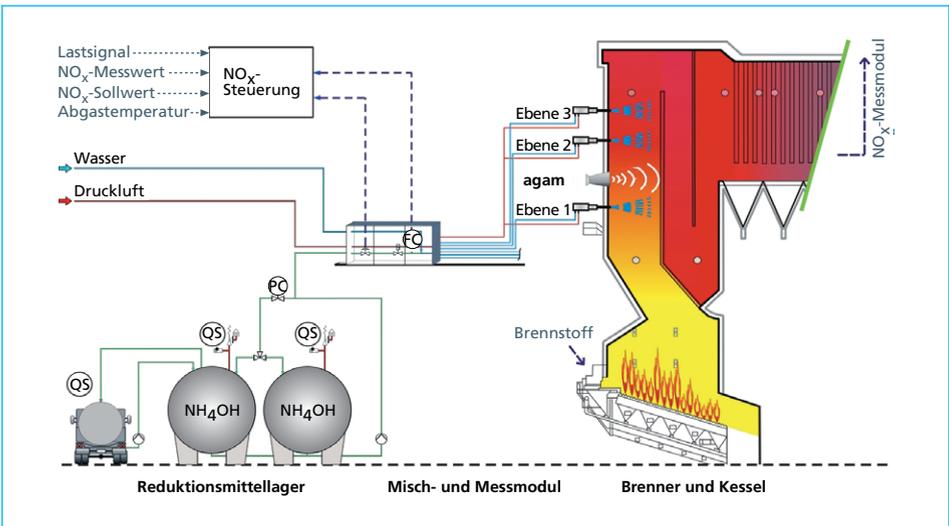


Bild 3: Verfahrensfließbild – SNCR-Anlage Abfallverbrennungsanlage Wijster

Jede Verbrennungslinie mit einem Durchsatz von 25 Tonnen Abfall pro Stunde besteht aus einer Rostfeuerung mit Kessel, einem Elektrofilter, einer zweistufigen Abgaswäsche mit Sprühtrockner zur Verdampfung des Abwassers aus den Wäschern, einer Vorrichtung zum Einblasen von Aktivkohle in den Abgaskanal zur Dioxinabscheidung und einer Katalysatoranlage (SCR) zur selektiven Abscheidung der  $\text{NO}_x$ -Emissionen. Die Wiederaufheizung der Abgase vor dem Katalysator erfolgt durch Wärmetauscher, mit denen der Wärmeüberschuss im Abgas nach der SCR genutzt wird, um die Abgase vor SCR auf etwa  $240\text{ }^\circ\text{C}$  aufzuheizen. Der Wärmeverlust von etwa  $30\text{ K}$  über die Wärmetauscher, die sogenannte Grädigkeit, wird durch erdgasgefeuerte Brenner zugeführt (Bild 2).

Das vereinfachte Verfahrensfliessbild (Bild 3) zeigt die Funktion und den Lieferumfang der SNCR-Anlage für Ammoniakwasser als Reduktionsmittel, wie sie für die Abfallverbrennungsanlage in Wijster von M&S geplant, geliefert und in Betrieb gesetzt wurde.

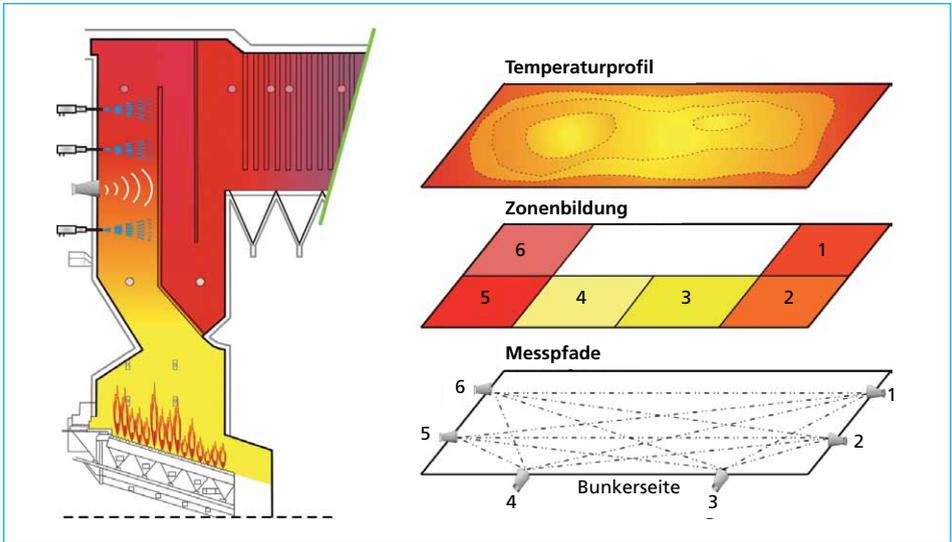


Bild 4: Temperaturmessungen und Eindüseebenen für SNCR der AVA in Wijster

Wegen der anspruchsvollen Anforderungen ( $\text{NO}_x$ -Abscheidung von etwa 330 bis 350  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  auf  $< 60 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  und  $\text{NH}_3$ -Schlupf  $< 10 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ ) sind drei Eindüseebenen mit jeweils 6 Lanzen installiert worden. Hierbei wird jede einzelne Lanze abhängig von der jeweiligen Zonentemperatur so angesteuert, dass das Ammoniakwasser immer in den optimalen Temperaturbereich in der Feuerung eingedüst werden kann (Bild 4).

In Bild 5 sind die  $\text{NO}_x$ -Tagesmittelwerte aufgeführt. Es ist deutlich zu sehen, dass die Emissionsanforderungen immer eingehalten werden.

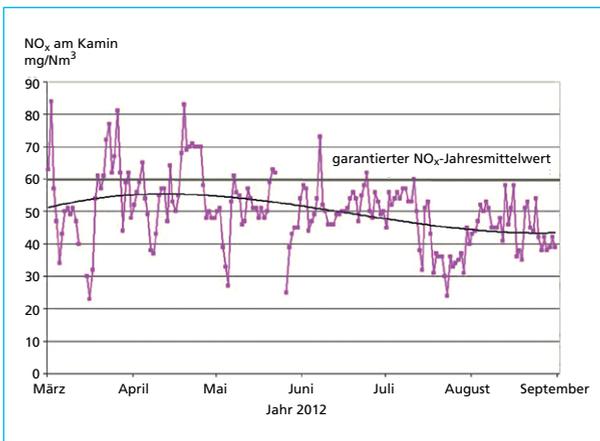


Bild 5:

$\text{NO}_x$ -Tagesmittelwerte Linie 11 von März bis September 2012

In den ersten sechs Monaten ist mit dem SNCR-Verfahren ein  $\text{NO}_x$ -Jahresmittelwert von  $< 50 \text{ mg/Nm}^3 \text{ tr.}$ , bezogen auf elf Prozent  $\text{O}_2$  erreicht worden. Das ist vergleichbar mit der SCR-Anlage, mit der ein  $\text{NO}_x$ -Jahresmittelwert von  $45 \text{ mg/m}^3$  eingehalten wurde.

Nach dem Umbau wurden die garantierten  $\text{NO}_x$ -Reingaswerte sicher erreicht. Bemerkenswert ist, dass der  $\text{NH}_3$ -Schlupf deutlich unter den Erwartungen liegt. Daher halten sich auch nach der Inbetriebnahme der beiden anderen Verbrennungslinien die  $\text{NH}_3$ -Werte im Nebenprodukt aus der Abgasreinigung in vertretbaren Grenzen, so dass die vorgesehene Nachrüstung einer Anlage zum Strippen des Ammoniaks aus dem Abwasser nicht erforderlich ist.

## 2.2. Verbrennungsanlage für flüssige Abfallstoffe

Bild 6 zeigt zwei Verbrennungsanlagen für flüssige Abfälle unterschiedlichster Zusammensetzung, von denen eine 2004 in Betrieb genommen wurde und die zweite z.Z. im Bau ist.

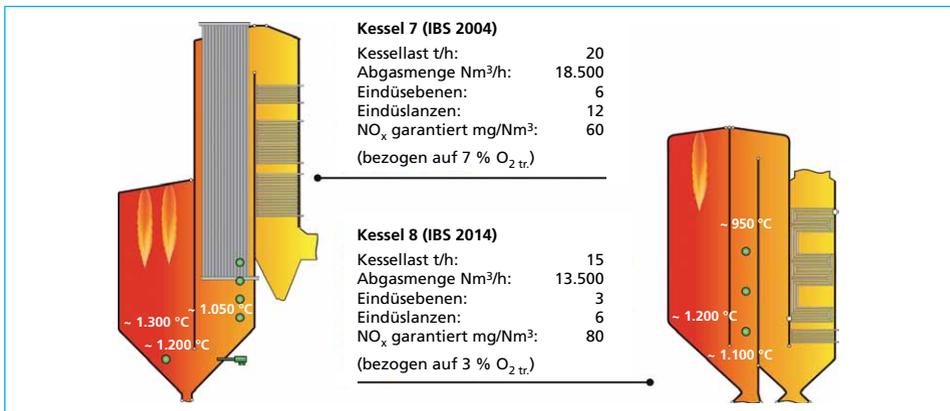


Bild 6: Betriebsdaten und Kesselbauweise für flüssige Abfälle

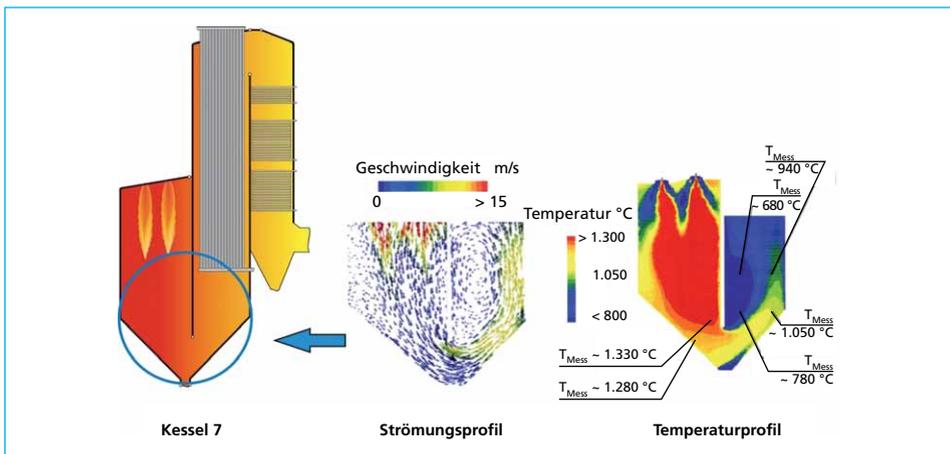


Bild 7: Abgasströmung und Temperaturprofil in einem Kessel für flüssige Abfälle

Das Strömungsprofil und die Temperaturverteilung von Kessel 7 (Bild 7) verdeutlichen, wie anspruchsvoll die Aufgabe war,  $\text{NO}_x$ -Reingaswerte  $< 60 \text{ mg/Nm}^3$  zu erreichen. Um die Abgasrückströmung zu vermeiden, die im Kessel 7 wesentlich die Temperaturschieflege verursacht, wurde der zweite Zug im Kessel 8 ohne Einbauten konzipiert.

### 2.3. Kohlegefeuerte Kessel mit Staubfeuerung – Zweizugkessel

Typische Bauform für kohlegefeuerte Kraftwerkskessel sind Kessel mit zwei Abgaszügen (Bild 8), einer Nase, Schottenüberhitzern am Ende der Feuerung und weiteren Wärmetauschern im zweiten Zug sowie Turmkessel, bei denen die Wärmetauscher horizontal über der Feuerung angeordnet sind. Die wesentlichen Unterschiede beider Bauformen, die sich auf das SNCR-Verfahren auswirken, werden im Folgenden kurz beschrieben:

In Zweizugkesseln wird die vertikale Abgasströmung mittels der Nase und der Ausbrandluft zur Frontseite geleitet. An der Frontseite wird es dann horizontal durch die Schottenüberhitzer umgelenkt. Bei Volllast befindet sich die optimale Temperatur für das SNCR-Verfahren zumeist in Höhe oder sogar innerhalb der Überhitzer. Der Einsatz von Ammoniak als Reduktionsmittel wird häufig durch zu hohe Temperaturen eingeschränkt, so dass eine große Menge zu  $\text{NO}_x$  verbrennen würde, bevor es die richtige Temperatur zwischen den Wärmetauschern erreicht hat. Im Ergebnis wäre die  $\text{NO}_x$ -Abscheidung deshalb nicht zufriedenstellend.

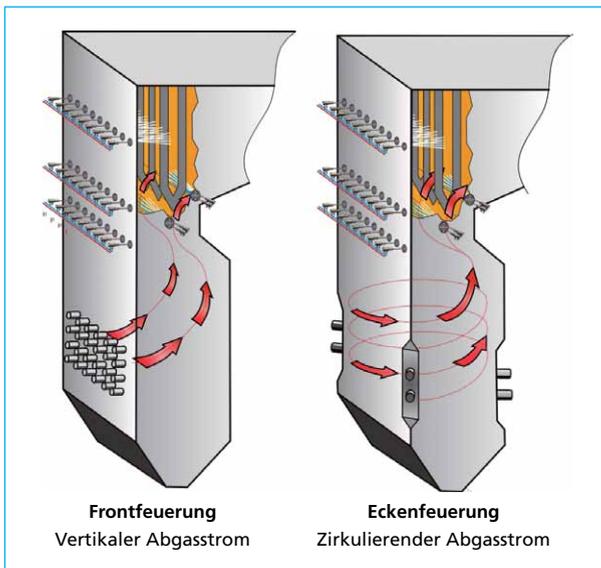


Bild 8:

Auswirkungen von Frontfeuerung und Eckenfeuerung auf die Abgasströmung

Mit Harnstofflösung ist das Problem leichter in den Griff zu bekommen, da das Verdünnungswasser erst verdampfen muss, bevor die aus den Harnstoffteilchen freigesetzten  $\text{NH}_2$ -Radikale reagieren können, was zumeist im Bereich der Schottenüberhitzer bei niedrigeren Temperaturen geschieht. Dabei besteht jedoch das Risiko, dass Harnstoff enthaltende Wassertropfen auf die Wärmetauscher auftreffen und Korrosion verursachen.

Deshalb muss besonderes Augenmerk auf die Positionierung, die Wartung und den Betrieb der Düsen gerichtet werden. Durch die Verdünnung der Harnstofflösung mit Ammoniakwasser kann das Risiko von Korrosionen deutlich gemindert werden.

## 2.4. Kohlegefeuerte Kessel mit Staubfeuerung – Turmkessel

In Turmkesseln (Bild 9) stellt sich die Problematik anders dar als in Zweizugkesseln. Obwohl die Reduktionsmittel in den meisten Fällen von allen vier Seiten eingedüst werden können, ist die Reduktionsmittelverteilung im optimalen Temperaturbereich nur unzulänglich zu realisieren. Weil die heißen Abgase, die von den Brennern durch die Wärmetauscher nach oben strömen, an den Kesselwänden schneller abkühlen, herrschen im Zentrum in der Regel die höchsten Temperaturen.

Die Temperaturdifferenzen nehmen im Verlauf der Abgasströmung weiter zu, so dass in den verschiedenen Querschnitten drei verschiedene Temperaturbereiche entstehen, von denen nur einer optimal für das SNCR-Verfahren ist. Nahe den Kesselwänden im grün markierten Bereich, wo die Temperatur am niedrigsten ist, besteht die Gefahr, dass sich Ammoniak schlupf bildet. Im Zentrum (rote Markierungen) ist es unabhängig von der Last zu heiß, so dass bei der Eindüsung Ammoniak zu  $\text{NO}_x$  verbrennen würde.

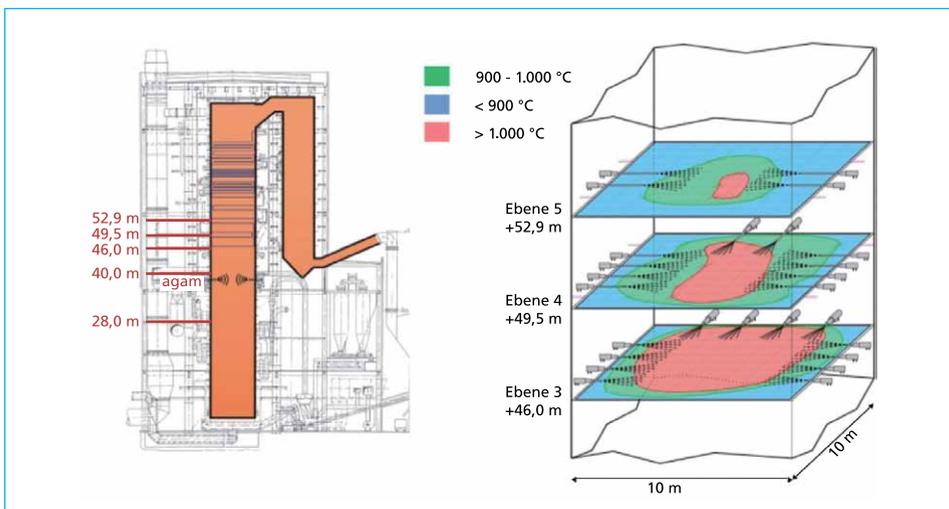


Bild 9: Typische Temperaturverteilung – Kohlegefeuerter Kessel 200 MW<sub>el</sub> – mehrere Ebenen

Nur der Bereich, der auf Bild 9 grün markiert ist, hat die optimale Temperatur für die Reaktionen zur  $\text{NO}_x$ -Abscheidung. Es müssen deshalb Wege gefunden werden, die Reduktionsmittel unter allen Betriebsbedingungen an die richtige Stelle zu bringen und zu verteilen.

Eine Alternative wäre es beispielsweise, in übereinander liegende Ebenen einzudüsen. Dazu können verschieden lange Lanzen oder Düsen mit unterschiedlichen Tropfen- und Eindringtiefen verwendet werden.

Trotzdem ist eine optimale Verteilung sehr schwierig zu realisieren. Der Temperaturverlauf im Kessel ist sehr stark abhängig von den Ablagerungen der Flugasche auf den Heizflächen, dem Reinigungszyklus der Rußbläser, der Kessellast und den im Einsatz befindlichen Brennern.

Zur Ermittlung des Temperaturprofils hat sich auch bei diesen Kesseln, die akustische Temperaturmessung bewährt. Bei mehr als drei installierten Eindüseebenen, ist eine zweite agam-Messebene empfehlenswert. Damit können die Temperaturgradienten zwischen den Eindüseebenen zuverlässiger ermittelt und die Leistung der SNCR-Anlage merklich verbessert werden.

### 3. Betriebsergebnisse

#### 3.1. Mit Kohlestaub gefeuerter Kessel – etwa 200 MW<sub>el</sub> – in Deutschland

Das Fließdiagramm (Bild 10) zeigt Funktion und Lieferumfang einer kommerziellen SNCR-Anlage, so wie sie für ein Kraftwerk in Deutschland geplant, installiert und in Betrieb genommen wurde. Signifikante Temperaturschwankungen zwischen Niedriglast und Volllast sowie extreme Temperaturschiefen erforderten die Installation von fünf Ebenen mit je zwölf Eindüslanzen zwischen etwa 26 und 52 m.

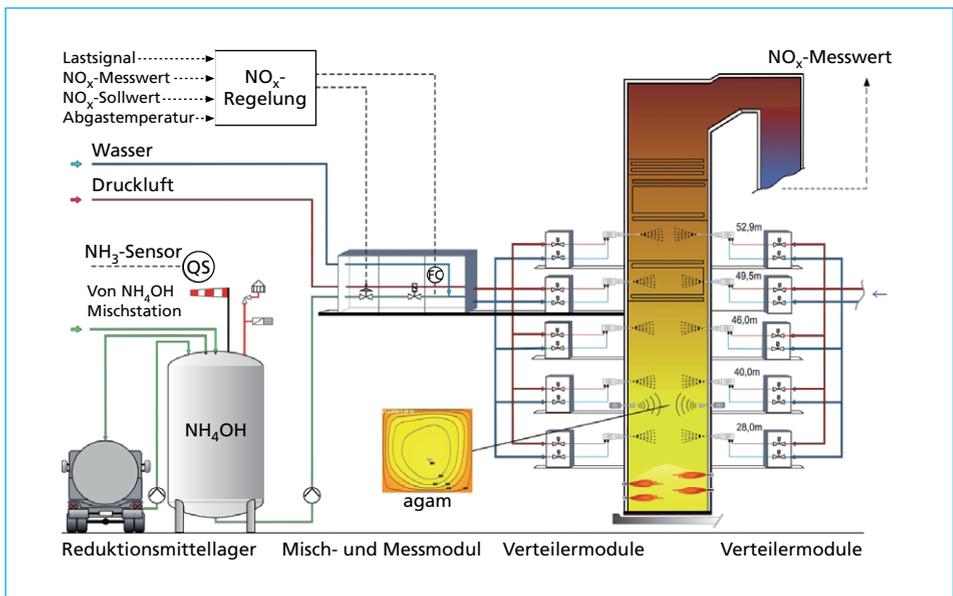


Bild 10: Verfahrensfließbild einer SNCR-Anlage mit 5 Eindüseebenen und agam

Aufgrund der Anzahl von Eindüseebenen und -lanzen wurden je zwei Verteilermodule pro Ebene zur Verteilung der Flüssigkeiten und der Druckluft zu den Lanzen installiert.

Jedes Modul enthält alle notwendigen Instrumente, um Strömungsgeschwindigkeiten und Druck von Reduktionsmitteln, Druckluft und Prozesswasser zu messen und zu regeln (Bild 11).

Die SNCR-Anlage wurde im September 2010 nach erfolgreichen Abnahmetests und Probetrieb an den Betreiber übergeben. Die garantierten  $\text{NO}_x$ -Reingaswerte  $< 200 \text{ mg/Nm}^3$  bei einem  $\text{NO}_x$ -Rohgaswert  $< 330 \text{ mg/Nm}^3$  und  $\text{NH}_3$ -Schlupf  $< 10 \text{ mg/Nm}^3$  wurden bei Kessellasten zwischen zwanzig und hundert Prozent eingehalten.



Bild 11: Misch- und Messmodul (links), Verteilermodul (rechts)

### 3.2. Mit Kohlestaub gefeuerter Kessel – etwa $225 \text{ MW}_{\text{el}}$ – in Polen

Ein weit verbreitetes Kesselmodell in polnischen Kraftwerken, ist der Typ OP 650 mit einer Kapazität von  $225 \text{ MW}_{\text{el}}$ . In diesem Kesseltyp wurden in zwei Kraftwerken Tests durchgeführt. Ziel der Tests war es, nachzuweisen, dass der  $\text{NO}_x$ -Wert am Kamin den Grenzwert von  $< 200 \text{ mg/Nm}^3$  bei Kessellasten zwischen vierzig und hundert Prozent eingehalten kann (Bild 12).

Temperaturmessungen, die bei jedem Kessel nur an zwei Öffnungen durchgeführt werden konnten, zeigten, dass zwischen den zwei Messpunkten Temperaturschüfagen von über  $120 \text{ K}$  auftraten. Weitere Messungen waren nicht möglich, da alle anderen Kesselöffnungen nicht groß genug waren um die Pyrometer-Lanzen aufzunehmen. Während der Tests an dem unten beschriebenen Kessel kann Harnstofflösung nur an der Vorderseite durch Öffnungen in  $37,9 \text{ m}$  und  $47,4 \text{ m}$  Höhe und an den Seiten in Höhe von  $37,9 \text{ m}$  eingedüst werden. Trotz dieser Schwierigkeiten waren die Ergebnisse hervorragend. Die vorgeschriebene Stickoxid-Reduktion um 25 Prozent wurde in allen Lastbereichen deutlich übertroffen und erreichte im besten Fall fast sechzig Prozent bei 75 Prozent Kessellast (Bild 13).

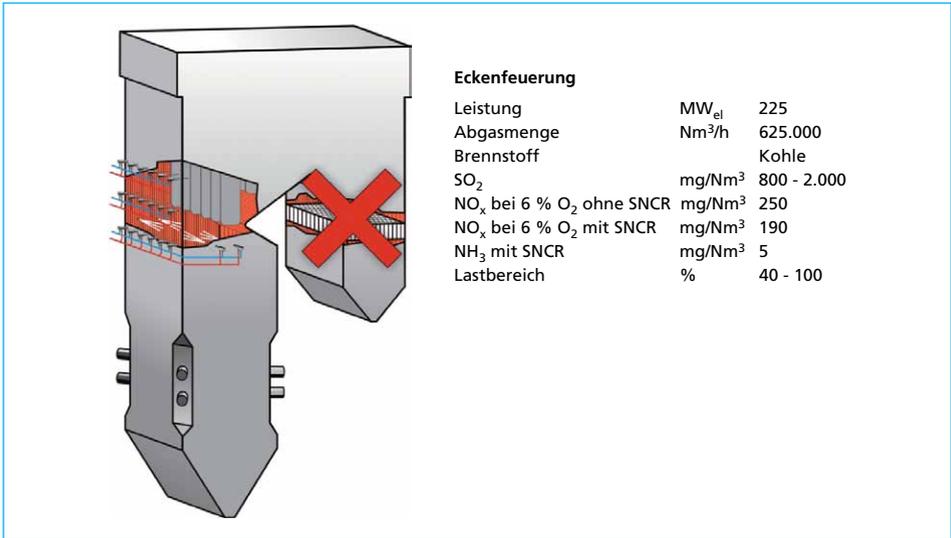


Bild 12: Auslegungsdaten eines kohlegefeuerten Kessels mit Eckenfeuerung in Polen

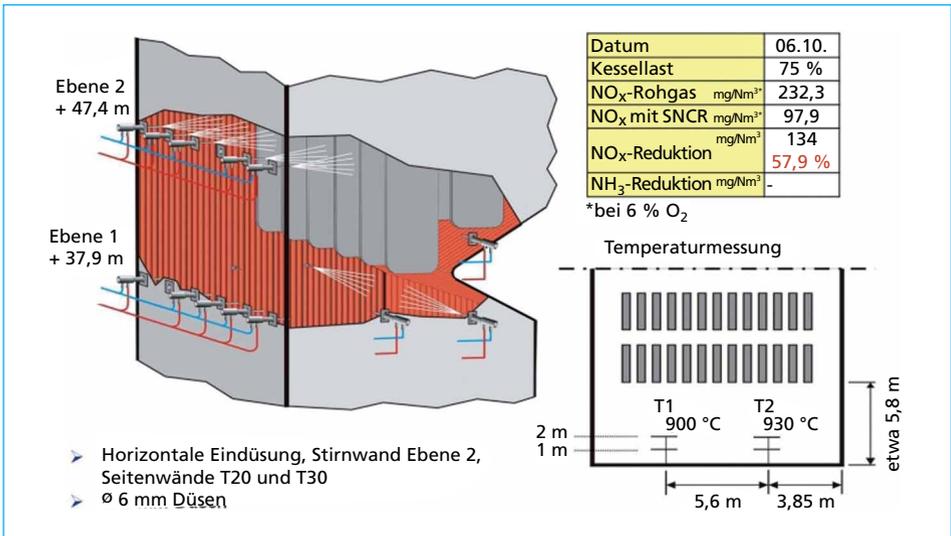


Bild 13: Betriebsergebnisse einer SNCR-Anlage in kohlegeuertem Kessel (225 MW<sub>el</sub>)

### 3.3. Kommerzielle Anwendung in einem kohlegeuertem Kessel – 225 MW<sub>el</sub> –

Am Kraftwerksstandort Jaworzno in Polen sind weitere sechs kohlegeuerte Kessel desselben Typs (OP 650) in Betrieb. Der Hauptunterschied zu dem oben beschriebenen Kessel besteht darin, dass diese mit Frontfeuerungen statt Eckenfeuerungen betrieben werden.

Außerdem beträgt der Abstand zwischen der Vorderseite und den Plattenwärmetauschern nur 1,8 m (Bild 14), gegenüber 6,0 m bei dem zuvor erwähnten Kessel.

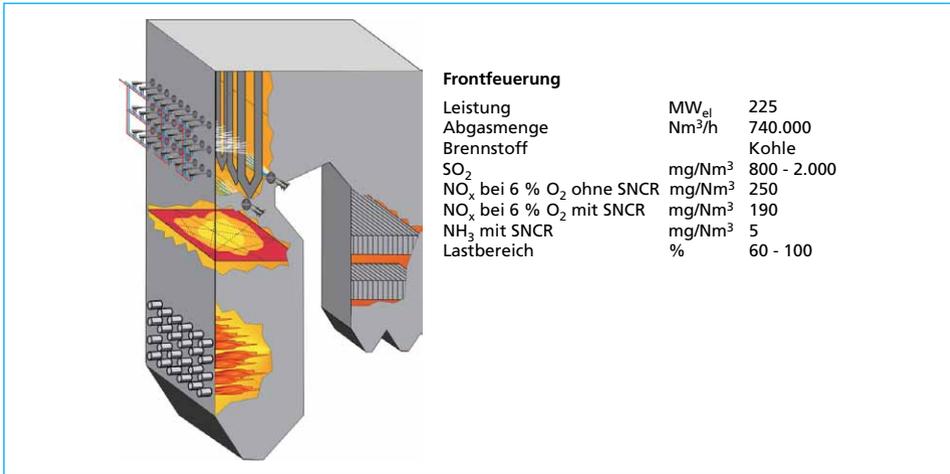


Bild 14: Auslegungsdaten eines kohlegefeuerten Kessels mit Frontfeuerung in Polen

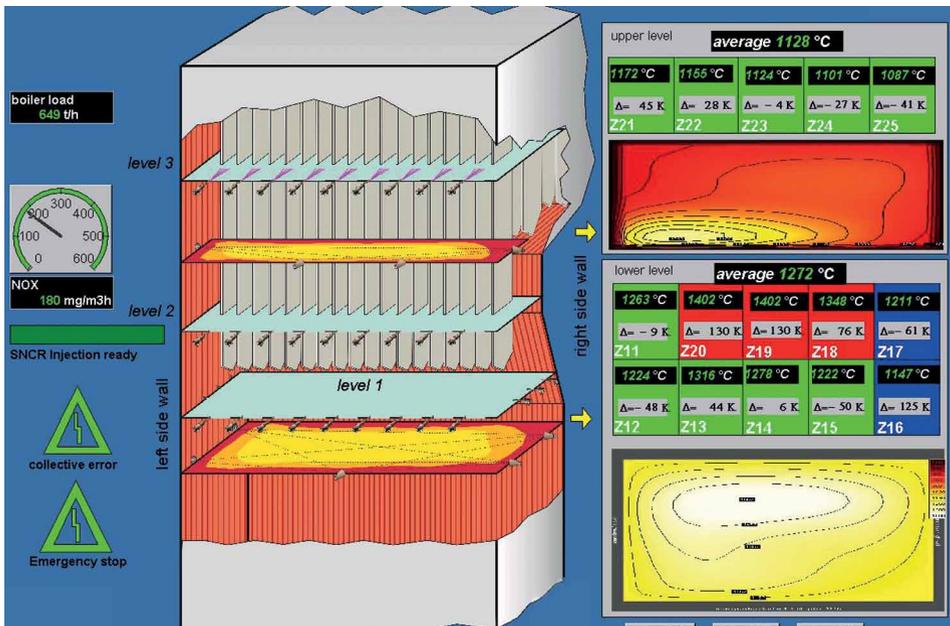


Bild 15: Anzeige von Temperaturprofilen in 2 Ebenen, Eindüslanzen in Betrieb, Betriebsdaten

Nach Umrüstung der Feuerung wurde im Kessel K 2 eine kommerzielle SNCR-Anlage eingebaut. Die während der Testläufe an den oben genannten Kesseln gesammelten Erfahrungen für die optimale Anordnung der Eindüslanzen wurden dabei weitestgehend berücksichtigt.

Die größte Verbesserung gegenüber der Versuchsanlage war der Einbau von drei Eindüsebenen und einer Einzellanenumschaltung, womit eine schnellere Reaktion auf Lastwechsel möglich ist. Wegen der extrem großen Temperaturschiefen, die vor Beginn der Planung der SNCR-Anlage gemessen wurden, wurde ein akustisches Temperaturmesssystem (agam) mit zwei Ebenen installiert. Die zweite Messebene wird für eine noch präzisere Temperaturmessung der Abgastemperaturen in der Nähe der Eindüslanzen eingesetzt und wird zur Ermittlung der Temperaturgradienten zwischen den zwei agam-Messebenen (Bild 15) genutzt.

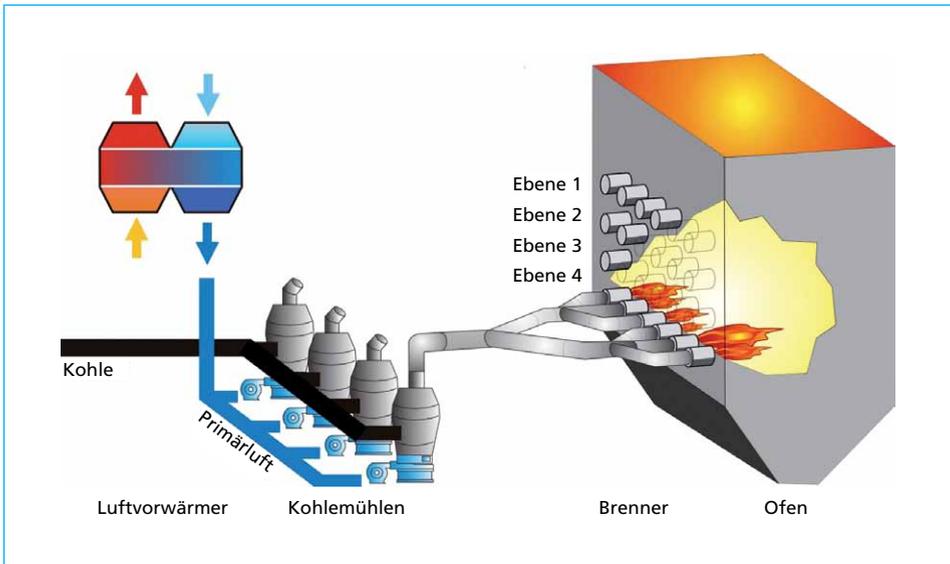


Bild 16: Unregelmäßige Verbrennung ausgelöst durch ungleichmäßige Kohleverteilung

Während des Betriebes treten Temperaturschiefen von bis zu 200 K zwischen der rechten und der linken Seite der Brennkammer auf, was auf folgende Ursachen zurückzuführen ist:

- Jede Kohlemühle versorgt sechs Brenner mit Kohle und Primärluft. Aufgrund von Druckverlusten in den Zuführungsleitungen für Kohle und Luft ist es praktisch ausgeschlossen, Kohle und Luft im gleichen Verhältnis auf die Brenner zu verteilen und so eine gleichmäßige Verbrennung zu erreichen (Bild 16). Dies führt zu großen Schwankungen bei der Temperaturverteilung im Kessel.
- Die Brenner sind an der Vorderseite des Kessels angebracht, so dass der Abgasstrom vertikal zum Eintritt in die Wärmetauscher geleitet wird. Wegen der relativ kurzen Verweilzeit können Temperaturschiefen nicht ausgeglichen werden und die Temperaturen am Eingang zu den Wärmetauschern in der Nähe der Nase sind unter Vollast zu hoch.

- In tangential gefeuerten Kesseln wird der Abgasstrom in eine spiralförmige Drehbewegung versetzt. Aufgrund des dadurch längeren Weges bis zum Ausgang kühlt sich das Abgas stärker ab als in Kesseln mit Frontfeuerung. Darüber hinaus wird das Abgas besser durchmischt, so dass Temperaturschiefagen deutlich geringer sind.

Trotz dieser Schwierigkeiten wurde die SNCR-Anlage im März 2012 erfolgreich in Betrieb genommen und wenig später dem Betreiber übergeben. Der kommerzielle Betrieb läuft seitdem reibungslos und sehr zur Zufriedenheit des Betreibers.

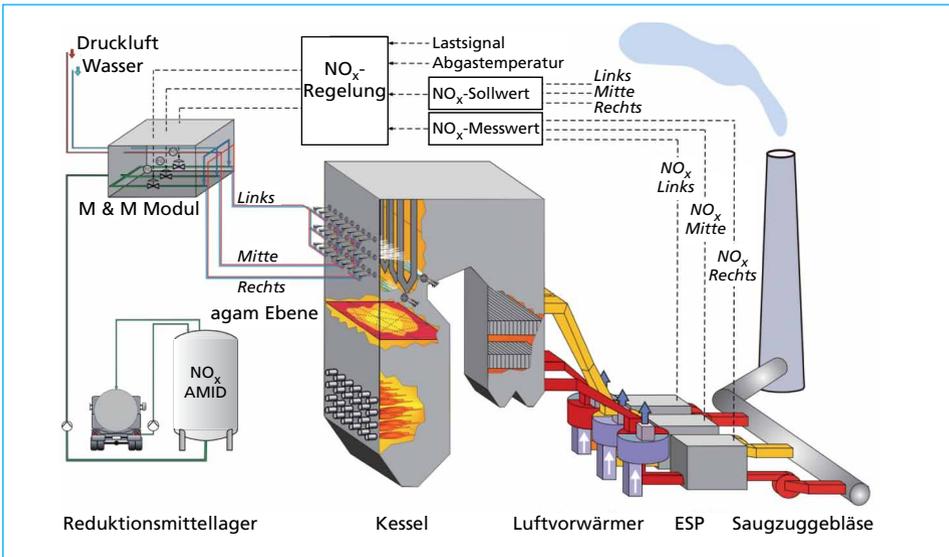


Bild 17: Kraftwerk Jaworzno – SNCR-Anlage mit drei Regelventilen

Die SNCR-Anlage für den zweiten Kessel (K 4) wurde im September 2012 fertiggestellt und eine dritte (K 6) im Oktober 2013 in Betrieb genommen. Eine vierte Anlage (K 3) ist in Planung und wird voraussichtlich im August 2014 in Betrieb genommen werden. Da sich während der Inbetriebnahme der SNCR-Anlage für den ersten Kessel herausstellte, dass die Abgastemperaturen unter Volllast höher waren als erwartet, wurde die obere Eindüseebene in den nachfolgenden Kesseln etwas weiter nach oben verschoben, wo die Temperaturen niedriger sind. Außerdem wurden drei  $\text{NO}_x$ -Regelventile installiert, um die beträchtlichen Schiefagen  $\text{NO}_x$ -Konzentration in den Griff zu bekommen. Um die Leistung der SNCR-Anlage zu optimieren, (Bild 17). Hierdurch konnte ein niedrigerer Ammoniakschluss, sowohl im Abgas wie auch in der Asche erzielt, und der Verbrauch von Ammoniakwasser gesenkt werden.

In Verbindung mit Primärmaßnahmen werden die geforderten  $\text{NO}_x$ -Grenzwerte von  $< 200 \text{ mg/Nm}^3$  unter allen Betriebsbedingungen eingehalten. Der Ammoniakgehalt in der Flugasche liegt mit etwa  $50 \text{ mg/kg}$  deutlich unter  $100 \text{ mg/kg}$ , die z.B. für die Verwertung in der Zementindustrie noch als akzeptabel gelten (Bild 18).

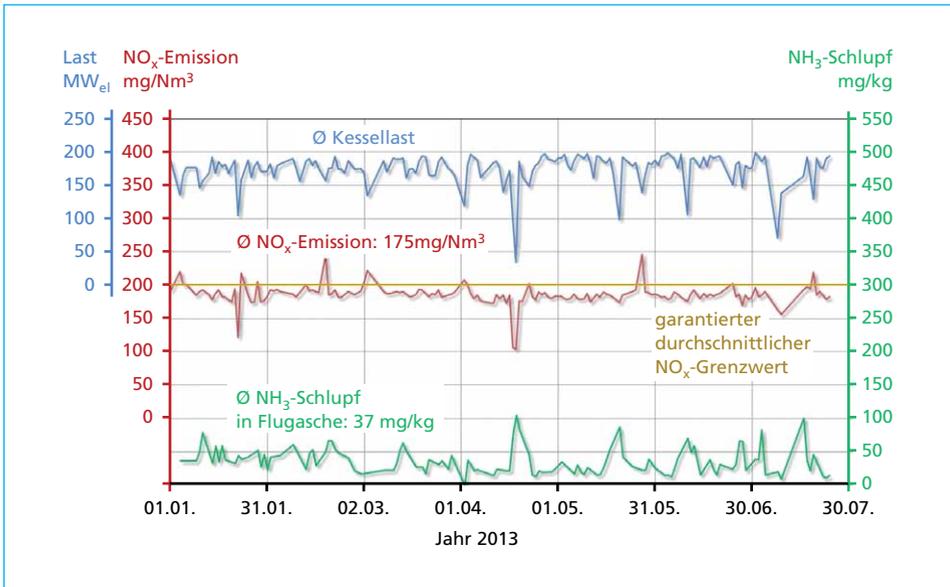


Bild 18: Jaworzno (K 4) – NO<sub>x</sub>-Emission und Ammoniakbelastung der Flugasche

## 4. Verbesserungen und weitere Möglichkeiten

Obwohl die drei kommerziellen Kessel mit einer Kapazität von > 225 MW<sub>el</sub> pro Kessel seit der Übergabe im Dauerbetrieb laufen und alle Anforderungen erfüllen, werden weitere Anstrengungen unternommen, um die Anlage zu verbessern und zusätzliche Potenziale für künftige Erfordernisse bereit zu stellen.

### 4.1. TWIN-NO<sub>x</sub>-Verfahren – Die Kombination von Harnstofflösung und Ammoniakwasser

Während der vorläufigen Tests mit dem SNCR-Verfahren in dem 200 MW<sub>el</sub> kohlegefeuerten Kessel im Deutschland wurde Harnstofflösung als Reduktionsmittel eingesetzt, während die kommerzielle Anlage für den Betrieb mit Ammoniakwasser ausgelegt wurde.

Bei der Inbetriebnahme der kommerziellen Anlage zeigte sich, dass die SNCR-Anlage mit ihrer automatischen Steuerung keine besseren Ergebnisse erbrachte als die handgesteuerte Versuchsanlage. Der einzig signifikante Unterschied zwischen beiden Systemen war der Einsatz von Ammoniakwasser anstelle von Harnstofflösung als Reduktionsmittel in der kommerziellen Anlage, so dass die Vermutung nahe lag, dass Harnstoff bei dieser Anwendung zu besseren Ergebnissen führt. Um diese Annahme zu bestätigen, wurden auch in der kommerziellen Anlage noch Versuche mit Harnstoff durchgeführt.

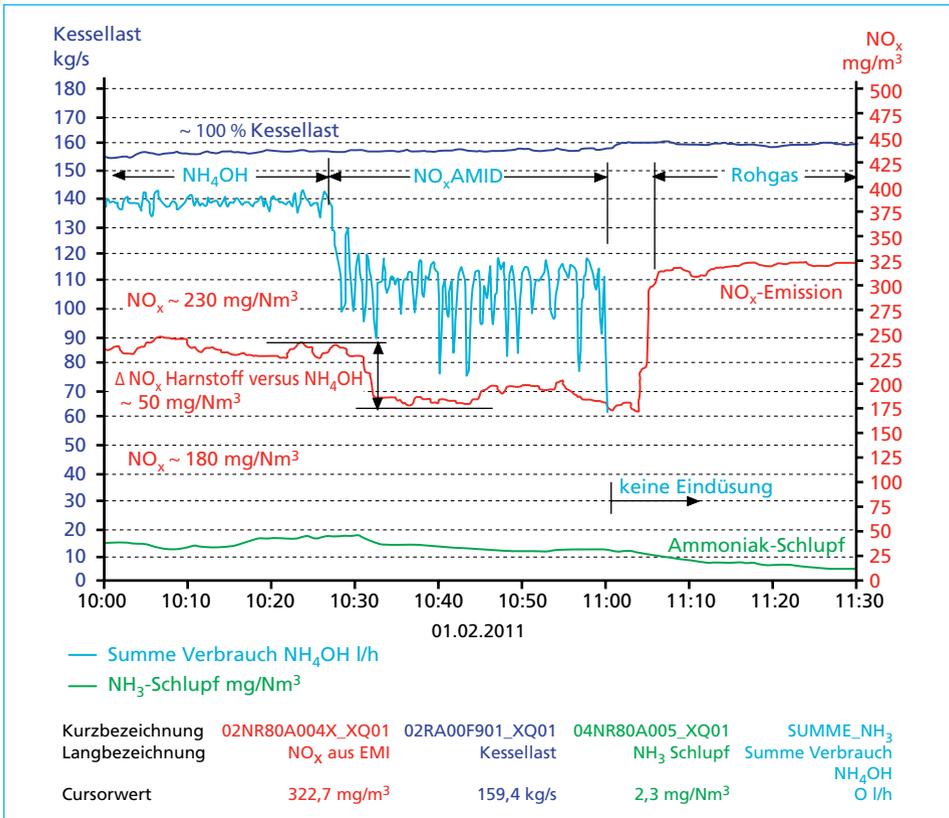


Bild 19: Betriebsergebnisse – Wechselweise Eindüsung von Ammoniakwasser und Harnstofflösung (NO<sub>x</sub>AMID)

Die Ergebnisse zeigten, dass unmittelbar nach der Eindüsung von Harnstoff die NO<sub>x</sub>-Reduktionswerte stiegen und der Verbrauch von Reduktionsmittel fiel (Bild 19). Schon auf den ersten Blick wurde also deutlich, dass bei dieser Kesselbauweise unter Volllast und wenn das effektive Temperaturfenster zwischen den Wärmetauschern liegt, Harnstoff als Reduktionsmittel zu bevorzugen ist, um die geforderten NO<sub>x</sub>-Emissionswerte einzuhalten.

Mit den Versuchen wurde der Nachweis erbracht, dass schwer flüchtige auf Harnstoff basierende Reduktionsmittel (NO<sub>x</sub> AMID) tatsächlich erst am Ende der Flugbahn der Tropfen freigesetzt werden, während leicht flüchtige Reduktionsmittel (NH<sub>3</sub>) in der Nähe der Düsen und nahe den Kesselwänden verdampfen. Zusätzliche Tests zeigten, dass die SNCR-Anlage weiter verbessert werden konnte, indem die Reduktionsmittel in Abhängigkeit von den Betriebsbedingungen gewechselt wurden. Von hier war es nur ein kleiner Schritt, beide Reduktionsmittel miteinander zu mischen und verschiedene Mischungen in den Kessel einzudüsen, um so die positiven Effekte beider Mittel zu kombinieren, zu verstärken und zu optimieren (Bild 20). Das neue Verfahren, das aus diesen Erfahrungen heraus entwickelt wurde, wurde unter dem Markennamen TWIN-NO<sub>x</sub> registriert.

Ein typisches Verfahrensfließbild zeigt (Bild 21). Bild 22 sind die Betriebsdaten eines mit Leichtöl gefeuerten Kessels zu entnehmen, in dem das TWIN-NO<sub>x</sub> Verfahren kommerziell eingesetzt wird.

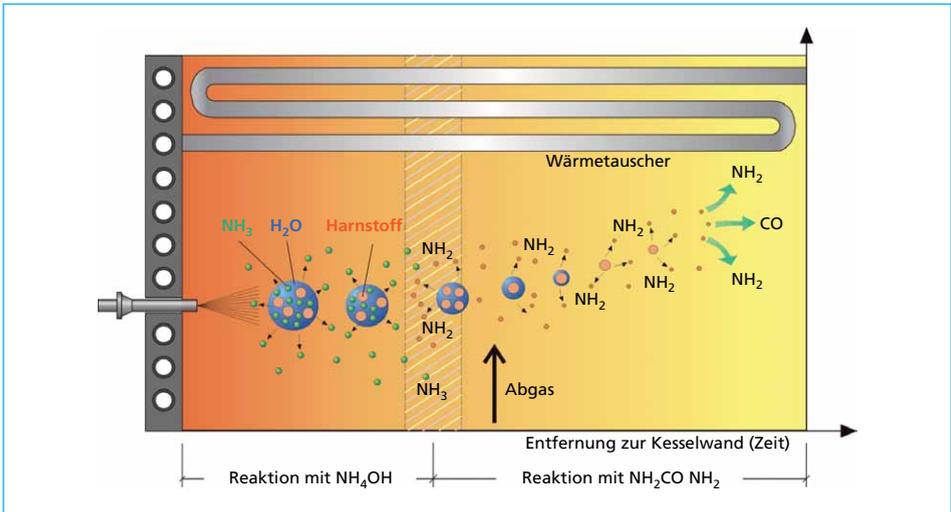


Bild 20: NO<sub>x</sub>-Abscheidung – Mischen von Ammoniakwasser (NH<sub>4</sub>OH) und Harnstoff (NH<sub>2</sub>CO NH<sub>2</sub>)

Die Vorteile von TWIN-NO<sub>x</sub> lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Durch die Verbreiterung des wirksamen Temperaturfensters kann das SNCR-Verfahren in Verbrennungsanlagen eingesetzt werden, für die das Verfahren vorher nicht geeignet war.

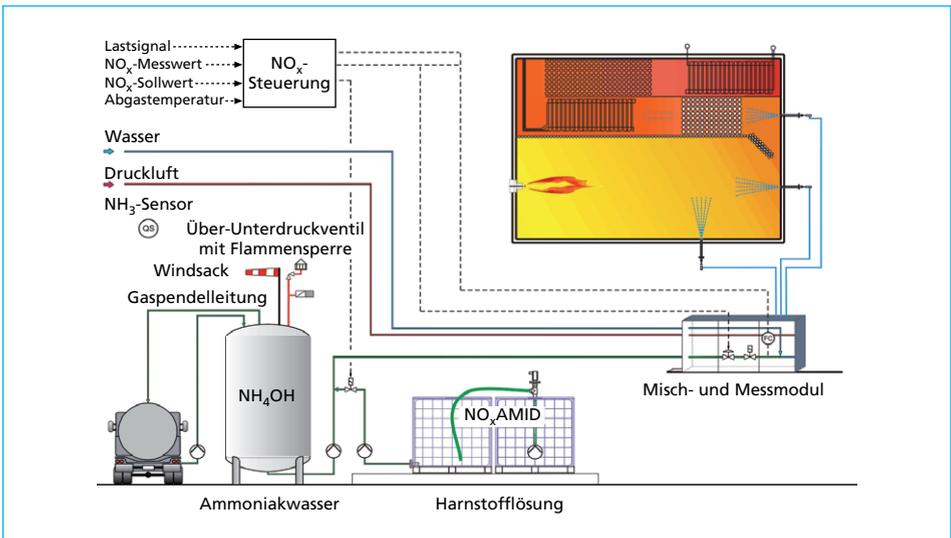


Bild 21: TWIN-NO<sub>x</sub> - SNCR-Verfahren mit 5 Eindüsenebenen für das Mischen von Ammoniakwasser und Harnstofflösung

Darüber hinaus werden geringere  $\text{NO}_x$ -Reingaswerte bei geringerem  $\text{NH}_3$ -Schlupf und Reduktionsmittelverbrauch erzielt.

Da das TWIN- $\text{NO}_x$  Verfahren noch in den Anfängen steckt, sind im Zuge von Weiterentwicklungen noch Verbesserungen zu erwarten.

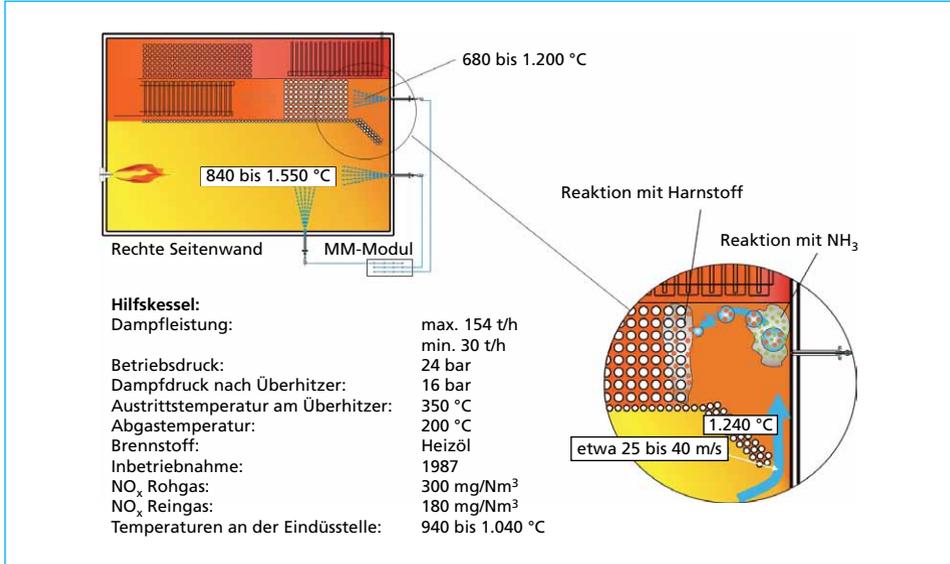


Bild 22: Reaktionszonen von Harnstoff und Ammoniakwasser in einem Falmmrohrkessel

## 4.2. Selektive Abgaskühlung

Insbesondere bei Vollast sind in vielen Kesseln die Abgastemperaturen am Ende der Feuerung zu heiß für das SNCR-Verfahren.

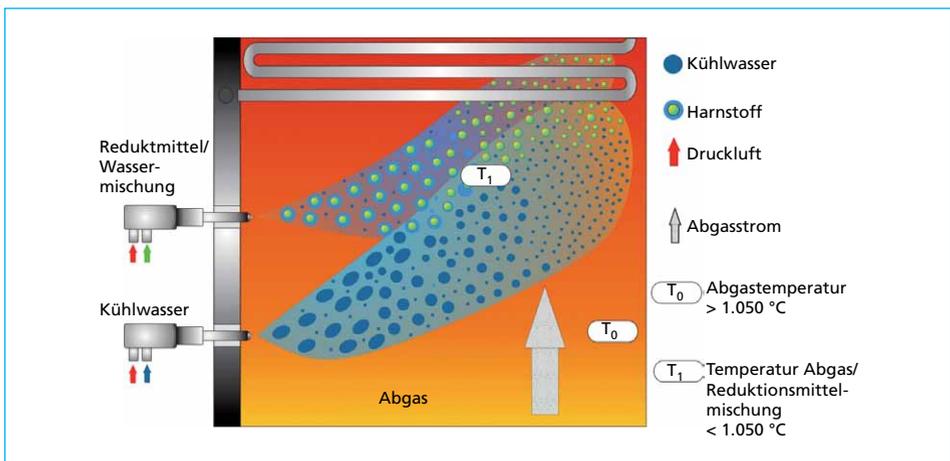


Bild 23: Selektive Abgaskühlung – Prinzip

Die Eindüsung des Reduktionsmittels an eine Stelle zwischen den Wärmetauschern, wo eher günstige Temperaturen zu finden sind, ist zwar häufig möglich, kann aber in vorhandenen Kesseln nur mit großem technischen Aufwand und hohen Kosten realisiert werden. Im Gegensatz dazu kann in neuen Kesseln mit vertretbarem Aufwand ausreichend Platz zur Verfügung gestellt werden, wenn dies bereits bei der Planung eines Projekts berücksichtigt wird.

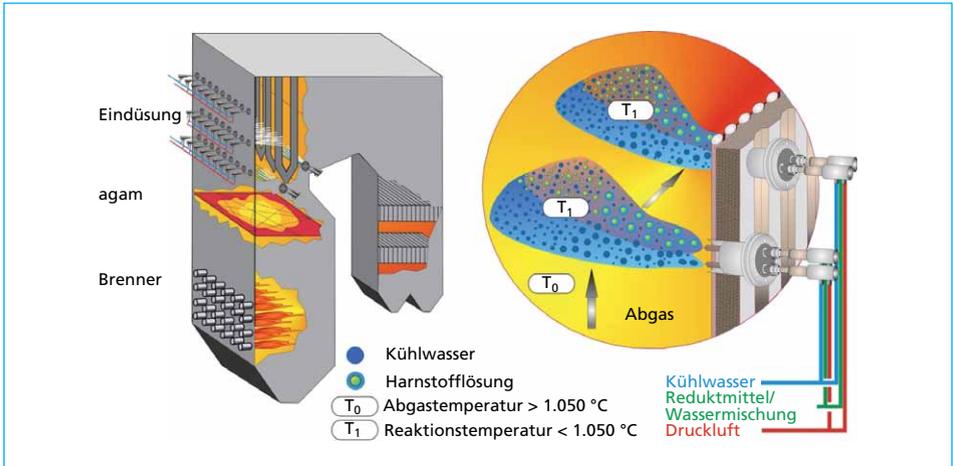


Bild 24: Selektive Abgaskühlung für kohlegefeuerten Kessel

Wenn die Abgastemperaturen zu heiß sind, wie es meist bei Lastspitzen und/oder in einigen lokal begrenzten Bereichen der Fall ist, kann auch eine Abgaskühlung als mögliche Alternative in Betracht gezogen werden. Dies könnte einfach durch eine Erhöhung der Zufuhr von Prozesswasser erreicht werden.

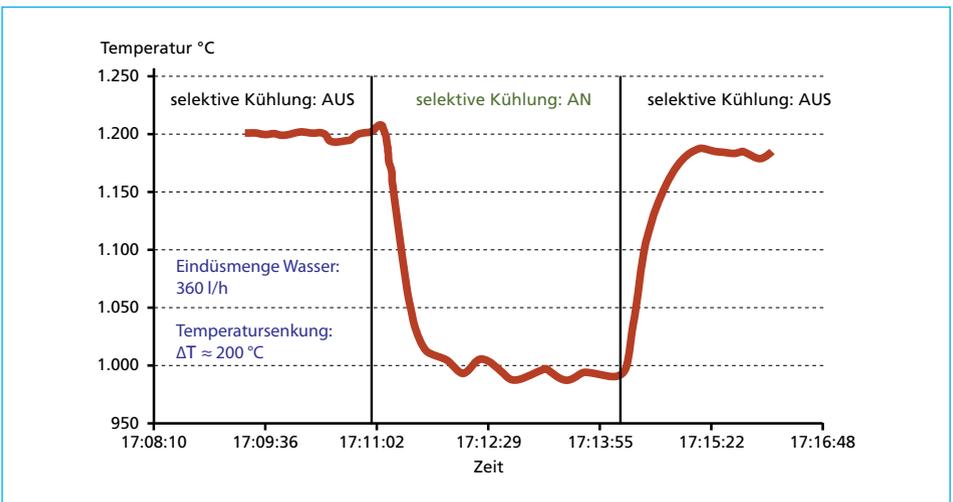


Bild 25: Jaworzno, Polen – Ergebnisse der selektiven Kühlung

Da allerdings eine Veränderung am Strömungsverhalten der Flüssigkeiten in den Düsen auch eine Änderung des Sprühbilds, wie Eindringtiefe und Tropfenspektrum, nach sich zieht, ist der Einbau zusätzlicher Eindüslanzen für Kühlwasser nahe den Düsen für das Reduktionsmittel vorzuziehen (Bild 23, Bild 24). Auf Bild 25 ist zu sehen, dass mit der selektiven Abgaskühlung eine Temperatursenkung von 20 K erreicht wird.



Bild 26: Misch- und Messmodule für kohlegefeuertes Kraftwerk Jaworzno in Polen

## 5. Zusammenfassung und Ausblick

Nachdem in kleineren Verbrennungsanlagen, die z.B. Abfall oder Biomasse verbrennen, das SNCR-Verfahren schon seit Jahren den Stand der Technik bestimmt, zögern die Betreiber von Kraftwerken noch immer, dieses wirtschaftliche Verfahren einzusetzen.

Die Ergebnisse der hier beschriebenen SNCR-Anlagen für kohlegefeuerte Kessel mit einer Leistung von  $> 200 \text{ MW}_{el}$  belegen, dass mit SNCR-Anlagen auch in größeren Kesseln die vorgeschriebenen  $\text{NO}_x$ -Grenzwerte eingehalten werden können. Bild 26 zeigt das Misch- und Messmodul für das Kraftwerk Jaworzno.

Die vorliegenden Ergebnisse mit neueren Techniken wie temperaturabhängiger Einzelanzenumschaltung, TWIN- $\text{NO}_x$ -selektiver Abgaskühlung, SNCR-gerechter Bauweise der Kessel und zielgerichteter Kombination mit Primärmaßnahmen deuten darauf hin, dass das Potenzial noch längst nicht ausgeschöpft worden ist. Es ist zu erwarten, dass das SNCR-Verfahren noch weiter verbessert werden kann (Bild 27), wenn mit dem Betrieb einer größeren Anzahl von Anlagen weitere Betriebserfahrungen gesammelt und ausgewertet werden.

Im Entscheidungsprozess für ein Entstickungssystem sollte auch berücksichtigt werden, dass das Umweltschutzniveau im Sinne von *Best Available Technology* (BAT) durch SCR häufig nicht erreicht wird.

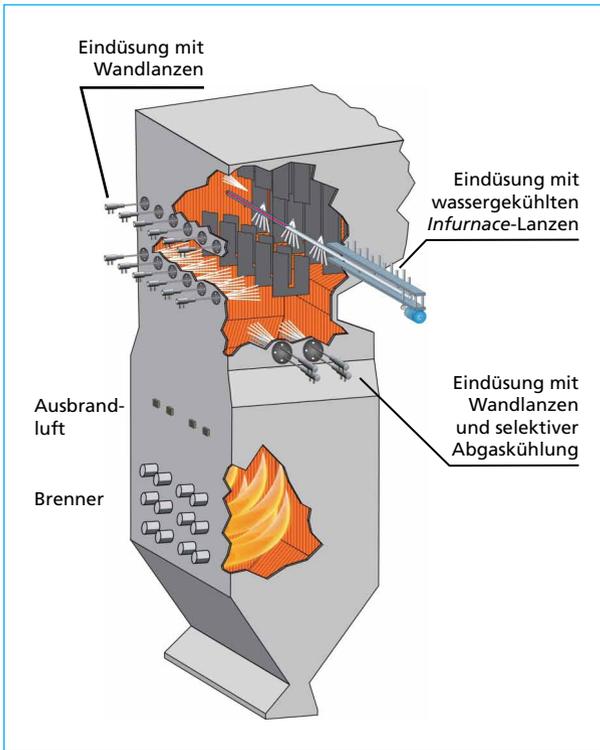


Bild 27:

Eindüskonzepte

Darüber hinaus sollten alle technisch möglichen und wirtschaftlich sinnvollen Maßnahmen, wie beispielsweise Optimierung der Verbrennung und Rückführung der Abgase, ergriffen werden.

Neue Kessel könnten die Anforderungen der SNCR-Technologie von vornherein konstruktionstechnisch berücksichtigen. Im Wesentlichen handelt es sich hierbei lediglich um eine Erweiterung des Raumes im Bereich der Eindüseebenen. Im Vergleich zu den Gesamtkosten des Kessels wären diese Zusatzkosten vernachlässigbar. Zwar gibt es bei der Anwendung der SNCR-Technologie in Großkesseln noch immer unbeantwortete Frage und einige ungelöste Probleme, aber in Bezug auf Abfallverbrennungsanlagen war die Situation vor fünf Jahren nicht anders und bereits heute sind hier  $\text{NO}_x$ -Werte von  $< 100 \text{ mg/Nm}^3$  Stand der Technik.

## 6. Literatur

- [1] Chvalina J., Seitz A., von der Heide, B.: Langjährige Erfahrungen mit nichtkatalytischer Entstickung in kohlegefeuerten Kesseln in der Tschechischen Republik. Düsseldorf: VGB-Tagung, 17. April 1997
- [2] von der Heide B.; Bärnthaler K.; Barok I.: Nichtkatalytische Entstickung von Abgasen aus zwei Kesseln mit Schmelzkammerfeuerung im Kraftwerk Vojany, Slowakische Republik. Leipzig: VGB-Konferenz Kraftwerk und Umwelt 2000, 4.-5.4.2000

- [3] Kaufmann, K. et. al.: The Combustion of Different Fuels in a 180 MWth Circulating Fluidized Bed Steam Generator in Świecie (Poland). Milano Power-Gen Europe, 28.-30. June 2005
- [4] 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, S. 275 – 293, 2008
- [5] von der Heide, B.: SNCR-process – Best Available Technology for NO<sub>x</sub> Reduction in Waste to Energy Plants. Milan: Power-Gen Europe, June 3 – 5, 2008
- [6] 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, S. 729 – 753, 2010
- [7] von der Heide, B.: Advanced SNCR Technology for Coal Fired Boilers –200 MW<sub>el</sub> in Germany and 225 MW<sub>el</sub> in Poland. Amsterdam: Power-Gen Europe, July 3 – 5, 2010
- [8] von der Heide, B.: Advanced SNCR Technology for Power Plants. Las Vegas: Power-Gen International, December 13 – 15, 2011
- [9] von der Heide, B.: SNCR-Verfahren der Zukunft für Großfeuerungsanlagen – Konzepte, Erfahrungen, TWIN-NO<sub>x</sub>-Verfahren. In: Beckmann, M.; Hurtado, A. (Hrsg.): Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung – Band 4. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, S. 623 – 635, 2012
- [10] Moorman F., von der Heide B., Stubenhöfer C.: Umrüstung der Abfallverbrennungsanlage Wijster/Niederlande von SCR auf SNCR. In: Thomé-Kozmiensky K. J.; Beckmann, M. (Hrsg.): Energie aus Abfall, Band 10. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2013, S. 683 – 702
- [11] von der Heide, B.: SNCR-Verfahren für kohlegefeuerte Kessel > 200 MW<sub>el</sub> –Erfahrungen und letzte Entwicklungen“ In: Beckmann, M.; Hurtado, A. (Hrsg.): Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung – Band 5. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2013, S. 363 – 376