

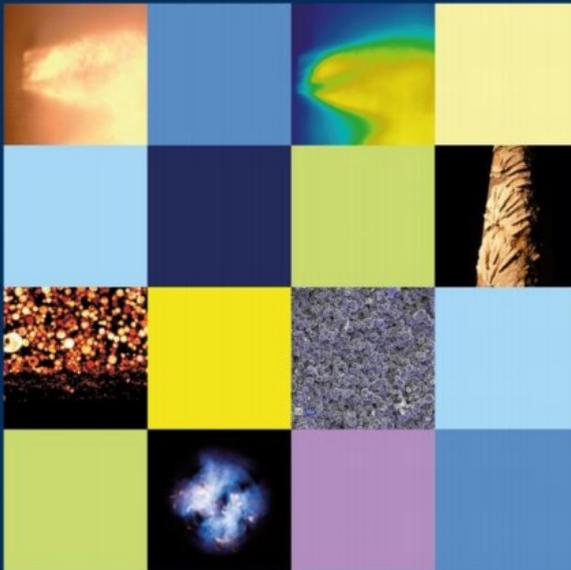
Michael Beckmann

Antonio Hurtado

KRAFTWERKSTECHNIK

– Sichere und nachhaltige Energieversorgung –

Band 5



K

Die Deutsche Bibliothek – CIP-Einheitsaufnahme

Kraftwerkstechnik

Sichere und nachhaltige Energieversorgung – Band 5

Michael Beckmann, Antonio Hurtado.

– Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2013

ISBN 978-3-944310-04-6

ISBN 978-3-944310-04-6 TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky

Copyright: Technische Universität Dresden, Institut für Energietechnik
Alle Rechte vorbehalten

Verlag: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky • Neuruppin 2013
Redaktion und Lektorat: Professor Dr.-Ing. Michael Beckmann und
Dr.-Ing. Stephanie Thiel

Erfassung und Layout: Dipl.-Kffr. Elke Czaplowski, Katharina Bauß,
Ginette Teske, Cordula Müller, Petra Dittmann, Ina Böhme, Fabian Thiel, Martin Schubert
Druck: Mediengruppe Universal Grafische Betriebe München GmbH, München
Fotos auf dem Buchdeckel: Dipl.-Ing. Sebastian Kretschmer, Elco Burners GmbH, Pirna
Andreas Unger, Foto-Studio-Unger, Pirna, Dipl.-Ing. Stefan Gamaleia, DURAG GROUP, Freiberg
Dipl.-Ing. Martin Pohl, Dipl.-Ing. Slawomir Rostkowski, Dipl.-Ing. Christopher Thiel, Technische Universität
Dresden

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten. Eine Vervielfältigung dieses Werkes oder von Teilen dieses Werkes ist auch im Einzelfall nur in den Grenzen der gesetzlichen Bestimmungen des Urheberrechtsgesetzes der Bundesrepublik Deutschland vom 9. September 1965 in der jeweils geltenden Fassung zulässig. Sie ist grundsätzlich vergütungspflichtig. Zuwiderhandlungen unterliegen den Strafbestimmungen des Urheberrechtsgesetzes.

Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürfen.

Sollte in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien, z.B. DIN, VDI, VDE, VGB Bezug genommen oder aus ihnen zitiert worden sein, so kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen. Es empfiehlt sich, gegebenenfalls für die eigenen Arbeiten die vollständigen Vorschriften oder Richtlinien in der jeweils gültigen Fassung hinzuzuziehen.

SNCR-Verfahren für kohlegefeuerte Kessel > 200 MW_{el}

– Erfahrungen und letzte Entwicklungen –

Bernd von der Heide

1.	Einflüsse auf das SNCR-Verfahren	364
1.1.	Kesselausführungen	364
1.2.	Konstruktion der Brennkammer und des Kessels	366
2.	Konzepte und Erfahrungen	368
2.1.	Mit Kohlestaub gefeuerter Kessel – MKV Fenne (etwa 200 MW _{el}) in Deutschland	368
2.2.	Tests an einem mit Kohlestaub gefeuerter Kessel (etwa 225 MW _{el})	369
2.3.	Kommerzielle Anwendung in einem kohlegefeuerten Kessel (225 MW _{el})	370
3.	Verbesserungen und weitere Möglichkeiten	374
4.	Zusammenfassung und Ausblick	375
5.	Literatur	376

Das SNCR-Verfahren wurde bei der Verbrennung von Hausmüll und Industrieabfällen, Biomasse, Klärschlamm usw. in den letzten Jahren merklich verbessert, insbesondere für kleine und mittlere Kessel. Diese Kesseltypen sind in der Regel so konstruiert, dass sich im ersten Rauchgaszug keine Wärmetauscher befinden. Dadurch kann die Eindüsung des Reduktionsmittels in das optimale Temperaturfenster leicht umgesetzt werden. Da die NO_x-Grenzwerte von 100 mg/Nm³ und darunter für diese Anwendungen nun erreicht und unter allen Betriebsbedingungen aufrecht erhalten werden können, gilt das SNCR-Verfahren heute als *Best Available Technology* (BAT) oder *Beste verfügbare Technik*. Das hat zur Folge, dass beispielsweise immer mehr Betreiber von Abfallverbrennungsanlagen aufgrund der niedrigen Betriebskosten bei vergleichbarer Leistung ihre derzeit betriebenen SCR-Rauchgas-Entstickungssysteme durch SNCR-Anlagen ersetzen.

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 Rauchgasentstickung und den Gesamtkosten besonderes Augenmerk auf die Bildung von Ammoniaksalzen gelegt, die durch Ammoniak-schlupf in den Rauchgasen entstehen sowie auf deren Auswirkungen auf Flugasche, Gips und Abwasser aus der Rauchgasentschwefelung 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. Einflüsse auf das SNCR-Verfahren

In den meisten SNCR-Anlagen, die heute betrieben werden, wird entweder Harnstofflösung, Ammoniakwasser oder eine Kombination beider Reduktionsmittel wie im TWIN-NO_x-Prozess eingesetzt. Für eine optimale NO_x-Abscheidung bei minimalem NH₃-Schlupf braucht man das Reduktionsmittel *nur* innerhalb des geeigneten Temperaturfensters gleichmäßig in den Rauchgasen zu verteilen und es gründlich mit ihnen zu mischen. Der optimale Temperaturbereich zur Erzielung einer hohen NO_x-Abscheidung kombiniert mit einem minimalen Verbrauch von Reduktionsmitteln und einem niedrigen Ammoniak-Schlupf ist relativ klein und hängt stark von der Rauchgaszusammensetzung ab.

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

- Die Konstruktion der Verbrennungsanlage
- Die Bauform der Brennkammer
- Die Anordnung der Brenner
- Die Betriebsbedingungen im Kessel
- Die Art des Brennstoffs
- Die Reduktionsmittel – Harnstofflösung oder Ammoniakwasser
- Die geforderten Werte für NO_x-Abscheidung, Ammoniakschlupf und Ammoniak in der Flugasche

1.1. Kesselausführungen

Kessel mit Rostfeuerung, die für kleine bis mittlere Feuerungsanlagen verbreitet sind, sind ganz besonders gut für das SNCR-Verfahren geeignet, da der Raum oberhalb des Rostes im ersten Rauchgaszug ausreichend Platz bietet und die Verweilzeit im optimalen Temperaturbereich lang genug ist, bevor das Rauchgas in die Wärmetauscher eintritt. Daher lassen sich mit diesem Kesseltyp z.B. in Müllverbrennungsanlagen NO_x-Reingaswerte erreichen, die zum Teil deutlich unter 100 mg/Nm³ liegen.

Eine typische Bauform bei kohlegefeuerten Kraftwerkskesseln ist der Turmkessel, bei dem die Wärmetauscher horizontal über dem Kessel angeordnet sind, sowie Kessel mit zwei Rauchgaszügen, einer Nase und Plattenwärmetauschern am Ende des Kessels

und weiteren Wärmetauschern im zweiten Zug. Die wesentlichen Unterschiede beider Bauformen, die sich auf das SNCR-Verfahren auswirken, werden im Folgenden kurz beschrieben:

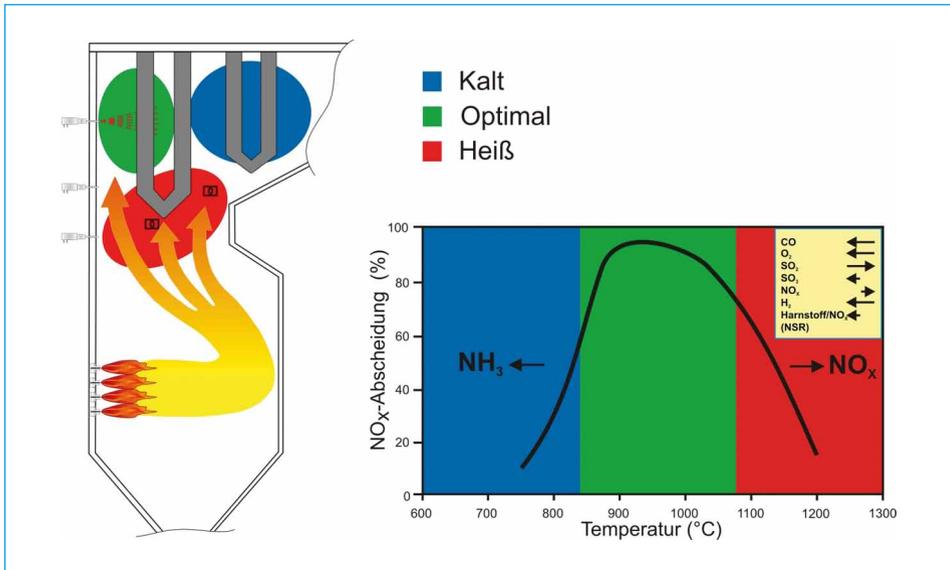


Abb. 1: NO_x-Abscheidung in Abhängigkeit von der Temperatur

Im Zweizugkessel wird die vertikale Rauchgasströmung mittels der so genannten *Nase* zur Frontseite geleitet. Hier wird es dann durch die Schottenüberhitzer in horizontale Strömungsrichtung umgelenkt. Bei Vollast befindet sich die optimale Temperatur für das SNCR-Verfahren zumeist in Höhe oder sogar innerhalb der Überhitzer (grün markiert in Abbildung 1). Der Einsatz von Ammoniak als Reduktionsmittel wird häufig durch zu hohe Temperaturen eingeschränkt, so dass eine große Menge zu NO_x verbrennt, bevor es die richtige Temperatur zwischen den Wärmetauschern erreicht hat. Im Ergebnis ist die NO_x-Abscheidung deshalb nicht zufriedenstellend. Mit Harnstofflösung ist das Problem leichter in den Griff zu bekommen, da das Verdünnungswasser erst verdampfen muss, bevor die aus den Harnstoffteilchen freigesetzten NH₂-Radikale reagieren können, was zumeist im Bereich der Schottenüberhitzer bei niedrigeren Temperaturen geschieht. Dennoch besteht das Risiko, dass Harnstoff enthaltende Wassertropfen auf die Wärmetauscher auftreffen und Korrosion verursachen. Deshalb muss besonders auf die Positionierung, die Wartung und den Betrieb der Düsen geachtet werden. Durch die Verdünnung mit Ammoniakwasser kann das Korrosionsrisiko weiter gemindert werden.

In Turmkesseln dagegen, ist die Situation häufig schwieriger als in Zweizugkesseln, obwohl die Reduktionsmittel in den meisten Fällen von allen vier Seiten eingedüst werden können. Die heißen Rauchgase strömen von den Brennern durch die Wärmetauscher nach oben. Im Zentrum herrschen üblicherweise die höchsten Temperaturen, die zu

den Kesselwänden hin abnehmen. Die Temperaturdifferenzen nehmen im Verlauf der Rauchgasströmung weiter zu, so dass sich in den verschiedenen Kesselquerschnitten drei verschiedene Temperaturbereiche bilden, von denen nur einer optimal für das SNCR-Verfahren ist. In der Nähe der Kesselwände ist die kälteste Temperatur, wo die Gefahr besteht, dass sich Ammoniakschlupf bildet. Im Zentrum ist es über den gesamten Lastbereich zu heiß, so dass Ammoniak zu NO_x verbrennt.

Nur der Bereich, der in Abbildung 2 grün markiert ist, hat die optimale Temperatur für die Reaktionen zur NO_x -Abscheidung. Es müssen deshalb Wege gefunden werden, die Reduktionsmittel an die richtige Stelle zu bringen und zu verteilen.

Eine Alternative ist, in übereinander liegenden Ebenen einzudüsen. Dazu können verschieden lange Lanzen oder Düsen mit unterschiedlichen Tropfengrößen und Eindringtiefen verwendet werden. Trotzdem ist eine optimale Verteilung sehr schwierig zu realisieren. Die Temperaturwechsel und -profile, die mit der akustischen Temperaturmessung zuverlässig ermittelt werden können, sind sehr stark abhängig von den Ablagerungen der Flugasche, dem Reinigungszyklus der Rußbläser und den im Einsatz befindlichen Brennern.

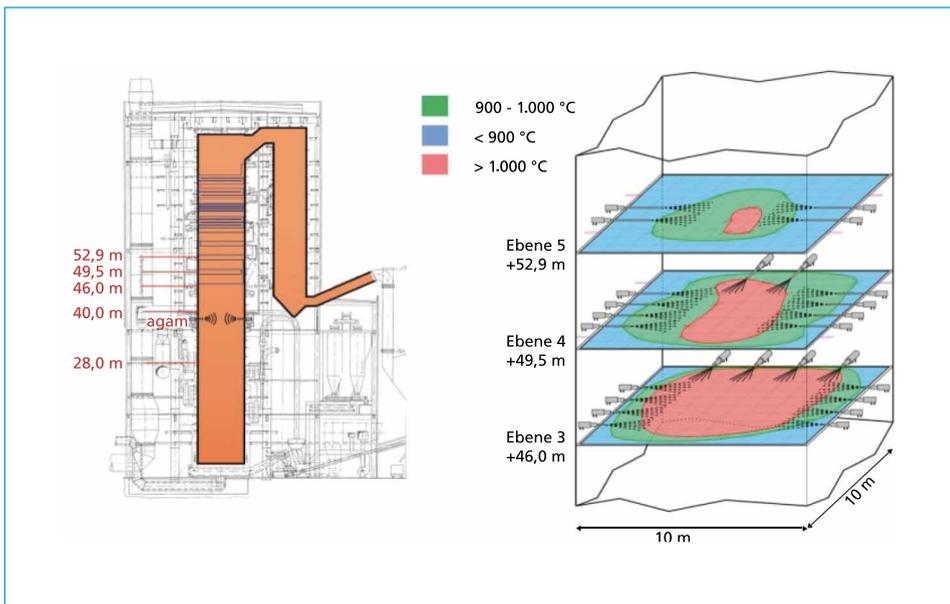


Abb. 2: Typische Temperaturverteilung – Kohlegefeuertes Kessel 200 MW_{el} – mehrere Ebenen

1.2. Konstruktion der Brennkammer und des Kessels

Die Konstruktion des Brenners in Verbindung mit der Verteilung des Brennstoffs und der Verbrennungsluft in den Brennern und im Kessel beeinflussen den NO_x -Gehalt im Rauchgas. Außerdem hängen die Temperaturschichtungen und Rauchgasgeschwindig-

keiten zu einem großen Teil von der Kombination und Konfiguration der Brenner, des Brennstoffs und der Luftzufuhr zu den Brennern sowie von Größe und Dimensionierung des Kessels ab (Abbildung 3). Die Anordnung der Brenner hat einen wesentlichen Einfluss auf die Rauchgasströmung. Brenner, die in den Ecken angeordnet sind, verursachen z.B. eine Drehbewegung des Rauchgases, wodurch die Temperaturschiefen deutlich niedriger sind als bei Front- oder Boxerfeuerungen.

Das Ziel von feuerungstechnischen Maßnahmen ist, die NO_x -Bildung schon während des Verbrennungsprozesses weitgehend zu unterdrücken. Dies kann man erreichen, indem das Angebot des für die Verbrennung erforderlichen Sauerstoffs in der Primärzone eingeschränkt und die Temperatur gesenkt wird. Hierdurch wird eine Anreicherung von Kohlenstoffbestandteilen (C_nH_m Radikalen, CO, unverbrannten Bestandteilen)

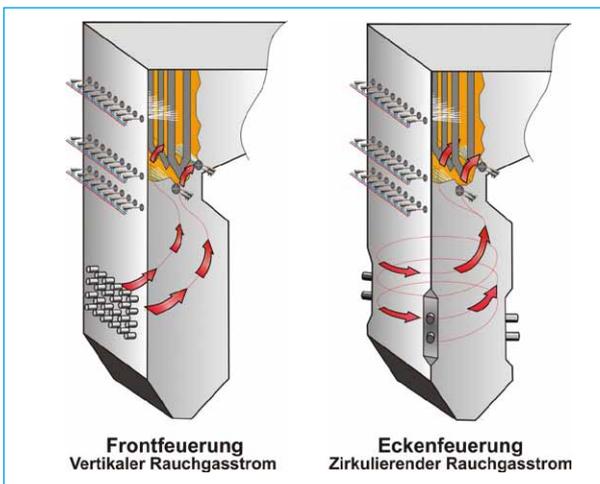


Abb. 3:

Auswirkungen von Frontfeuerung und Eckenfeuerung auf den Rauchgasströmung

begünstigt, die einen reduzierenden Effekt auf bereits gebildetes NO_x haben und die Neubildung von NO_x unterdrücken.

In der Sekundärzone wird die Verbrennung durch das Eindüsen von zusätzlicher Luft abgeschlossen. Damit möglichst gute Ergebnisse erzielt werden, d.h. niedrige NO_x -Emissionen bei gleichzeitig vollständiger Verbrennung, ist eine möglichst lange Verweilzeit in der reduzierenden Primärzone und eine gute Vermischung mit der Verbrennungsluft in der Sekundärzone erforderlich. Soweit es technisch und aus Kostenaspekten sinnvoll erscheint, sollten alle feuerungstechnischen Maßnahmen ausgenutzt werden. In der Kombination mit dem SNCR-Verfahren sind NO_x -Reingaswerte zu erzielen, mit denen die vorgeschriebenen NO_x -Emissionen sicher eingehalten werden können. Folgende Primärmaßnahmen werden allein oder in Kombination miteinander eingesetzt:

- Einstellung und Optimierung der Brenner und der Verbrennungsluft
- Reduzierung des Luftüberschusses

- Gestufte Verbrennung in den Brennern
- Gestufte Verbrennung in der Brennkammer
- Gestufte Brennstoffzugabe
- Rauchgasrezirkulation

Die Wirkung der einzelnen Primärmaßnahmen hängt maßgeblich vom Brennstoff und der konstruktiven Ausführung der Feuerung ab. Jede Maßnahme sollte sorgfältig dahingehend untersucht werden, welche Einflüsse diese auf den Betrieb der Verbrennungsanlage hat. Insbesondere können folgende Betriebseigenschaften beeinträchtigt werden:

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

In der praktischen Anwendung müssen Kompromisse zwischen der technischen Machbarkeit und den Auswirkungen auf die Kosten und das Betriebsverhalten gefunden werden.

2. Konzepte und Erfahrungen

2.1. Mit Kohlestaub gefeuerter Kessel – MKV Fenne (etwa 200 MW_{eI}) in Deutschland

Das Funktionsschema in Abbildung 4 zeigt Funktion und Lieferumfang einer kommerziellen SNCR-Anlage, so wie sie für das Modellkraftwerk Völklingen geplant, installiert und in Betrieb genommen wurde. Signifikante Temperaturschwankungen zwischen Niedriglast und Vollast sowie extreme Temperaturschief lagen erforderten die Installation von fünf Ebenen mit je 12 Eindüslanzen zwischen 26 und 51,8 m. Die Lanzen sind so angeordnet, dass die rechte und die linke Seite des Kessels jeweils unabhängig voneinander gesteuert werden kann. Jede der 60 Eindüslanzen kann einzeln aktiviert und deaktiviert werden, um sicher zu stellen, dass die Eindüsung des Reduktionsmittels in den optimalen Temperaturbereich des Rauchgases erfolgt.

Aufgrund der Anzahl von Eindüseebenen und –lanzen wurden je zwei Verteilermodule pro Ebene zur Verteilung der Flüssigkeiten und der Druckluft in die Lanzen installiert. Jedes Modul enthält alle notwendigen Instrumente, um Strömungsgeschwindigkeiten und Druck von Reduktionsmitteln, Druckluft und Prozesswasser messen und steuern zu können.

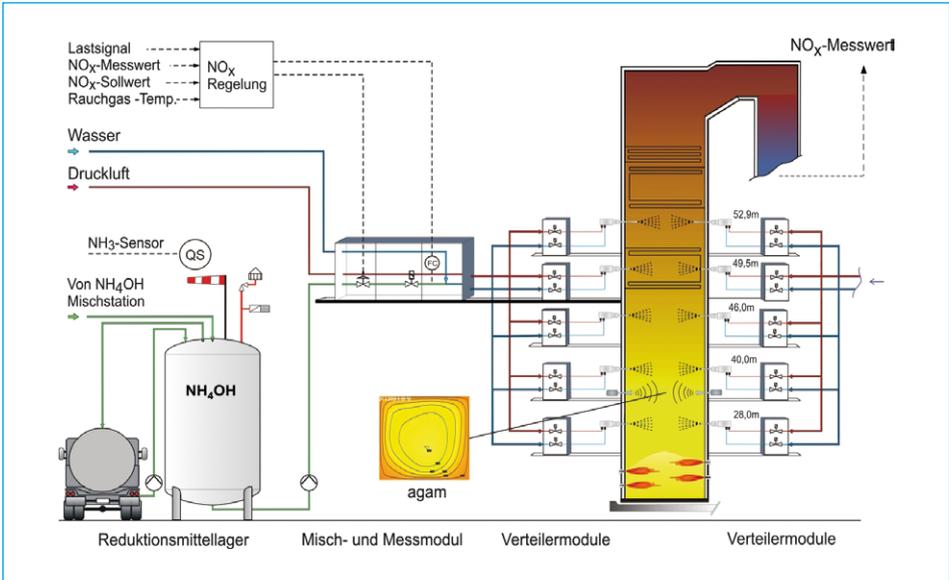


Abb. 4: Funktionsschema der SNCR-Anlage im MKV Fenne mit 5 Eindüseebenen und agam

Die SNCR Anlage wurde im März 2010 in Betrieb genommen. Die garantierten Reingaswerte für NO_x < 200 mg/Nm³ bzw. eine NO_x-Abscheidung > 130 mg/Nm³ und NH₃ wurden bei Kessellasten zwischen 20 und 100 % eingehalten.

2.2. Tests an einem mit Kohlestaub gefeuerten Kessel (etwa 225 MW_{el})

Der Kesseltyp OP 650 wird in vielen polnischen Kraftwerken betrieben und hat eine Kapazität von 225 MW_{el}. Mit diesem Kessel wurden in zwei Kraftwerken Tests durchgeführt. Ziel der Tests war es, den verlässlichen Nachweis zu führen, dass eine ausreichende Rauchgasentstickung durch SNCR erzielt werden kann, so dass für die NO_x-Emissionen der Grenzwert von 200 mg/Nm³ bei Kessellasten zwischen 40 und 100 % nicht überschritten wird (Abbildung 5).

Leistung	[MW _{el}]	225
Strömungsgeschwindigkeit des Rauchgases	[m ³ /h]	625.000
Brennstoff		Kohle
SO ₂	[mg/Nm ³]	800 - 2.000
NO _x @6 % O ₂ ohne SNCR	[mg/Nm ³]	250
NO _x @6 % O ₂ mit SNCR	[mg/Nm ³]	190
NH ₃ mit SNCR	[mg/Nm ³]	5
Lastbereich		40 - 100 %

Abb. 5:

Auslegungsdaten eines kohlegefeuerten Kessels mit Eckenfeuerung in Polen

Temperaturmessungen, die bei jedem Kessel nur an zwei Öffnungen durchgeführt werden konnten, zeigten, dass zwischen den zwei Messpunkten Temperaturschüfagen von über 120 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 wurde Harnstofflösung an der Vorderseite durch Öffnungen in 37,9 m und 47,4 m Höhe und an den Seiten in Höhe von 37,9 m eingedüst (Abbildung 6).

Trotz dieser Schwierigkeiten waren die Ergebnisse hervorragend. Die vorgeschriebene Stickoxid-Reduktion um 25 % wurde in allen Lastbereichen deutlich übertroffen und erreichte im besten Fall fast 60 % bei 75 % Kesselast (Abbildung 6).

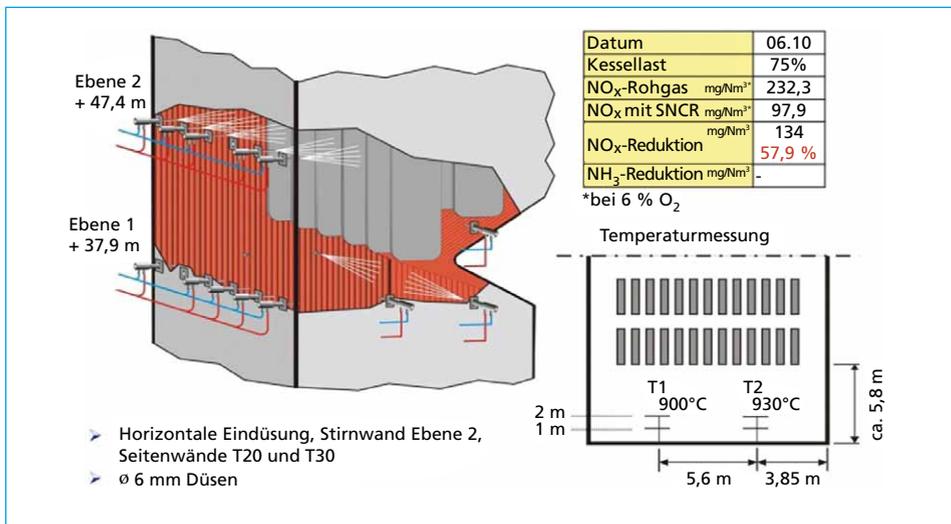


Abb. 6: Betriebsergebnisse einer SNCR-Anlage in kohlegefeuerten Kessel (225 MW_{el})

2.3. Kommerzielle Anwendung in einem kohlegefeuerten Kessel (225 MW_{el})

An einem anderen Kraftwerksstandort in Polen, im Kraftwerk Jaworzno, sind sechs kohlegefeuerte Kessel desselben Typs (OP 650) in Betrieb.

Die Hauptunterschiede zu dem oben beschriebenen Kessel bestehen darin, dass hier eine Frontfeuerung statt einer Eckenfeuerung eingesetzt wird (Abbildung 7). Außerdem beträgt der Abstand zwischen der Vorderseite und den Plattenwärmetauschern nur 1,8 m gegenüber 6,0 m bei dem zuvor beschriebenen Kessel.

Nach der Erneuerung der Brenner wurde in einem dieser Kessel eine kommerzielle SNCR-Anlage eingebaut. Die Erfahrungen aus den Testläufen an dem unter 2.2. beschriebenen Kessel wurden dabei so weit wie möglich berücksichtigt.

Die größte Verbesserung gegenüber der Versuchsanlage war der Einbau von drei Eindüsebenen, mit denen eine schnellere Reaktion auf Lastwechsel möglich ist. Wegen der

extrem großen Temperaturschiefen, die zu Beginn der Planungsphase der SNCR-Anlage gemessen wurden, wurde ein akustisches Temperatormesssystem (agam) mit zwei Ebenen installiert. Die zweite Ebene wird für eine noch präzisere Temperaturmessung der Rauchgastemperaturen in der Nähe der Eindüslanzen eingesetzt sowie zur Ermittlung des Temperaturgradienten zwischen den zwei agam-Ebenen (Abbildung 8).

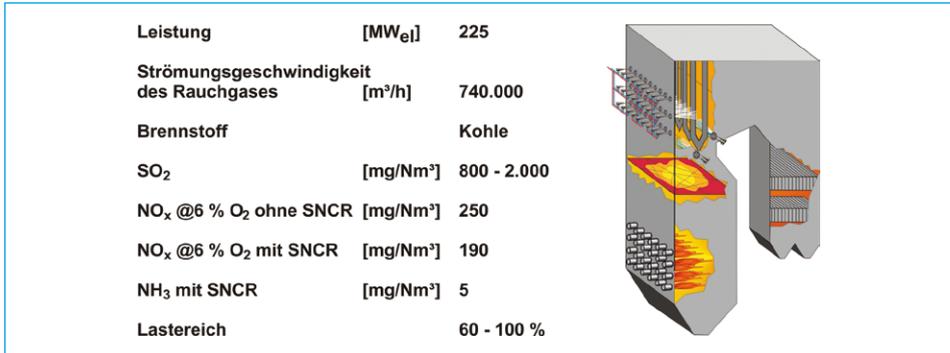


Abb. 7: Auslegungsdaten eines kohlegefeuerten Kessels mit Frontfeuerung in Polen

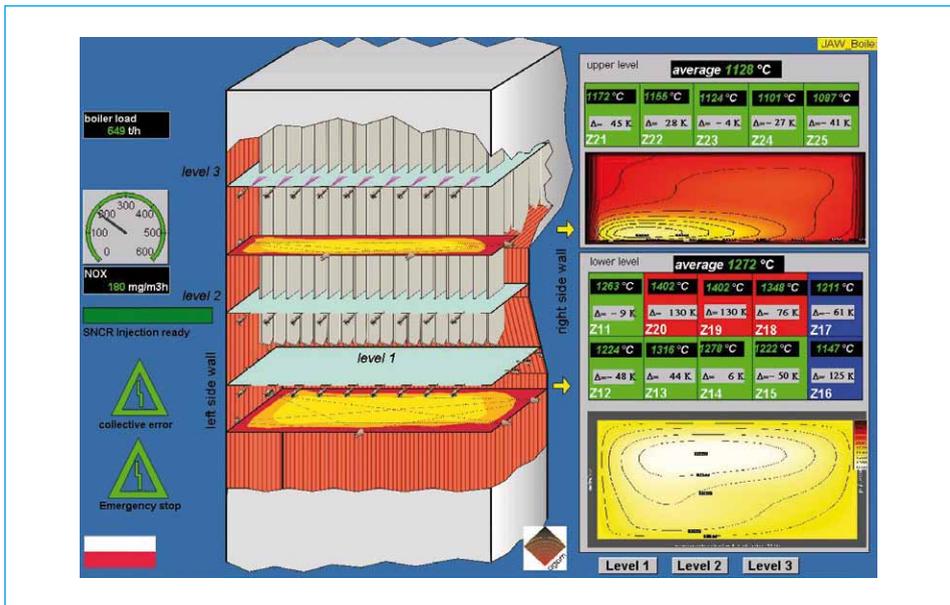


Abb. 8: Anzeige von Temperaturprofilen in 2 Ebenen, Eindüslanzen in Betrieb, Leistungsdaten

Hervorzuheben ist, dass zwischen der rechten und der linken Seite der Brennkammer Temperaturschiefen von bis zu 200 K auftreten, was vor allem folgende Ursachen hat:

- Jede Kohlemühle versorgt sechs Brenner mit Kohle und Primärluft. Aufgrund unterschiedlicher Kohleablagerungen und Druckverluste in den Zuführungsleitungen

für Kohle und Luft ist es praktisch ausgeschlossen, die Kohle und Luft zu den Brennern gleichmäßig zu verteilen und so eine ausgeglichene Verbrennung aller Brenner zum selben Zeitpunkt zu erreichen (Abbildung 9). Dies führt zu großen Schwankungen bei der Temperaturverteilung im Kessel.

- Die Brenner sind an der Vorderseite des Kessels angebracht, so dass der Rauchgasstrom 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 Volllast zu hoch.
- In tangential gefeuerten Kesseln wird der Rauchgasstrom in eine Drehbewegung versetzt. Aufgrund des längeren Weges bis zum Ausgang kühlt sich das Rauchgas stärker ab als in Kesseln mit Frontfeuerung. Darüber hinaus wird das Rauchgas besser durchmischt, so dass Temperaturschiefen kein größeres Problem darstellen.

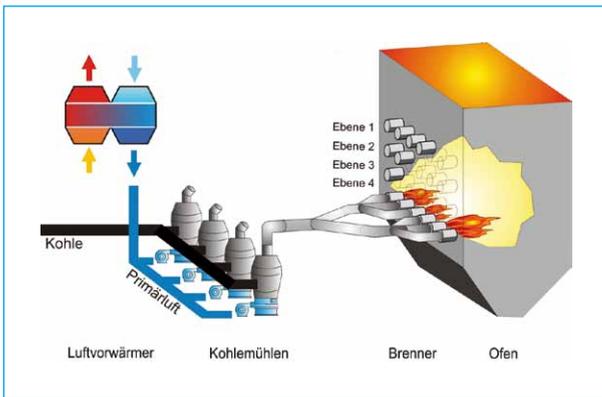


Abb. 9:

Unregelmäßige Verbrennung
ausgelöst durch ungleichmäßige
Kohleverteilung

Die SNCR-Anlage wurde 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.

Ein zweiter Kessel wurde im September 2012 übergeben und ein dritter im August 2013 in Betrieb genommen. Da sich bei der Inbetriebnahme des ersten Kessels herausstellte, dass die Rauchgastemperaturen unter Volllast höher waren als erwartet, wurde die obere Eindüseebene im zweiten Kessel etwas weiter nach oben verschoben, wo die Temperaturen niedriger sind.

Außerdem wurden beträchtliche Schwankungen und Schiefen der NO_x -Rohgaskonzentration gemessen. Um die Leistung der SNCR-Anlage zu optimieren, wurden drei NO_x -Regelventile installiert (Abbildung 10). Hierdurch konnte ein niedrigerer Ammoniakslupf, sowohl im Rauchgas wie auch in der Asche erzielt, und der Verbrauch von Ammoniakwasser gesenkt werden.

In Verbindung mit Primärmaßnahmen werden die geforderten NO_x -Grenzwerte bei allen drei Kesseln von $< 200 \text{ mg/Nm}^3$ unter allen Betriebsbedingungen eingehalten

(Abbildung 11). Die mittlere NH₃-Belastung in der Flugasche betrug z.B. im Zeitraum vom 01.01.2013 bis 30.07.2013 54 mg/kg nach Kessel.

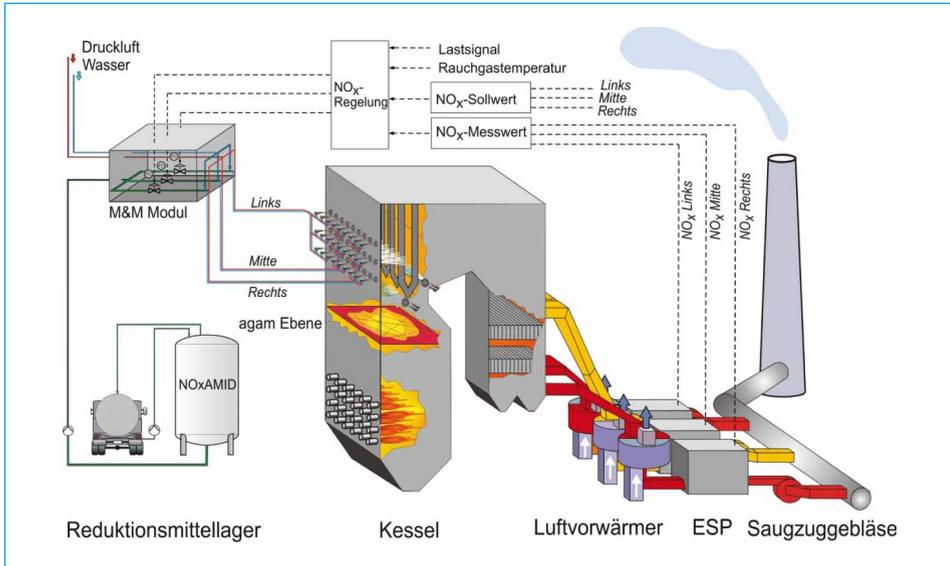


Abb. 10: Funktionsschema – drei NO_x-Regelungsventile

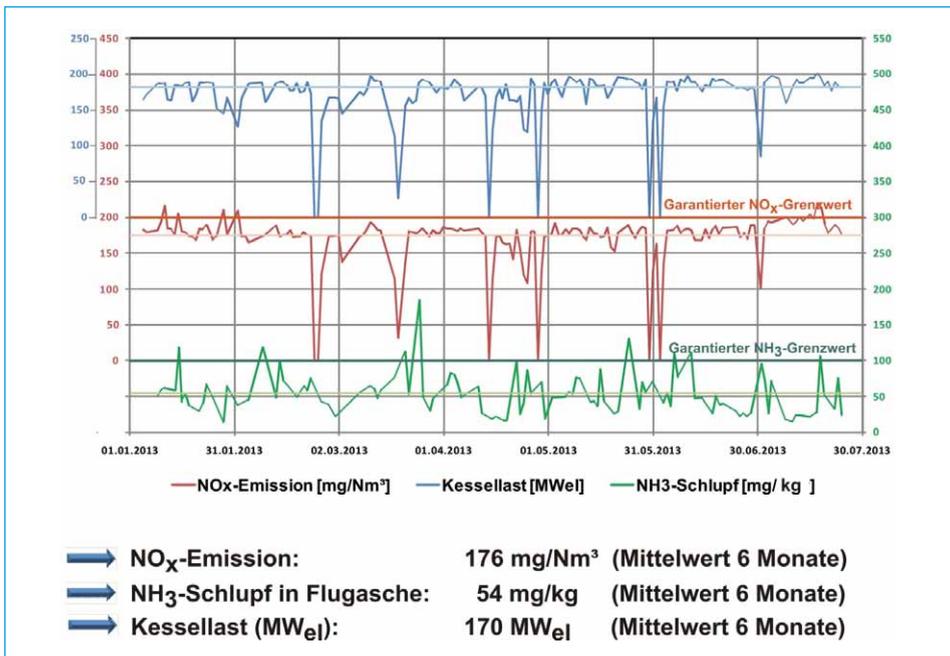


Abb. 11: Betriebsergebnisse – Jaworzno Kessel 4

3. Verbesserungen und weitere Möglichkeiten

Obwohl die drei kommerziellen Kessel mit einer Kapazität von $> 200 \text{ MW}_{el}$ seit der Übergabe im Dauerbetrieb laufen und alle Anforderungen erfüllen (Abbildung 12), werden weitere Anstrengungen unternommen, um die Anlage zu verbessern und zusätzliche Potenziale für künftige Erfordernisse zu entwickeln. Neben dem schon früher vorgestellten TWIN- NO_x Verfahren ist die selektive Rauchgaskühlung vielversprechend:



Abb. 12:

Misch- und Messmodule für ein kohlegefeuertes Kraftwerk in Polen

Insbesondere bei Volllast sind in vielen Kesseln die Rauchgastemperaturen am Ende der Feuerung zu heiß für das SNCR-Verfahren. 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 hohem 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.

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

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 (Abbildung 13 und 14).

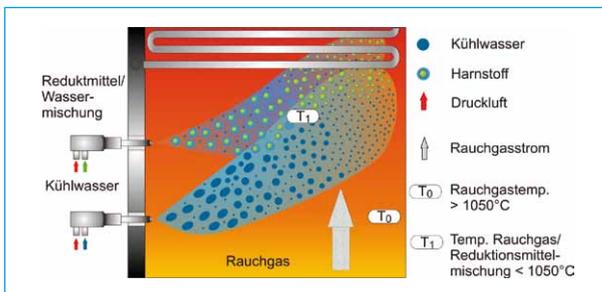


Abb. 13:

Prinzip der selektiven Rauchgaskühlung

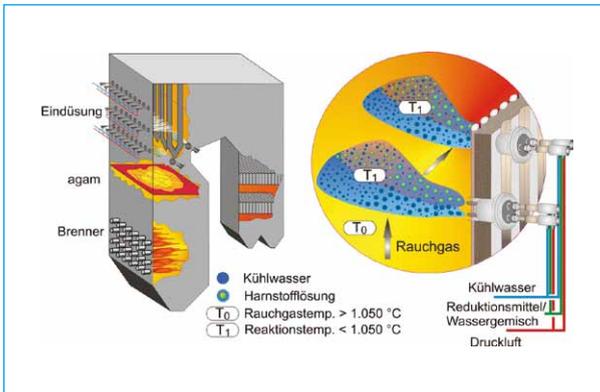


Abb. 14:

Selektive Rauchgaskühlung für kohlegefeuerten Kessel

Mit diesem Konzept kann das Kühlwasser in Abhängigkeit von der Rauchgastemperatur und bedarfsgerecht für jeden Eindüsbereich separat an- und abgeschaltet werden, ohne dass die Verteilung des Reduktionsmittels dadurch beeinflusst wird.

In Abbildung 15 ist dargestellt, wie den unterschiedlichen Temperaturverhältnissen mit entsprechend angepassten Eindüskonzepten Rechnung getragen werden kann.

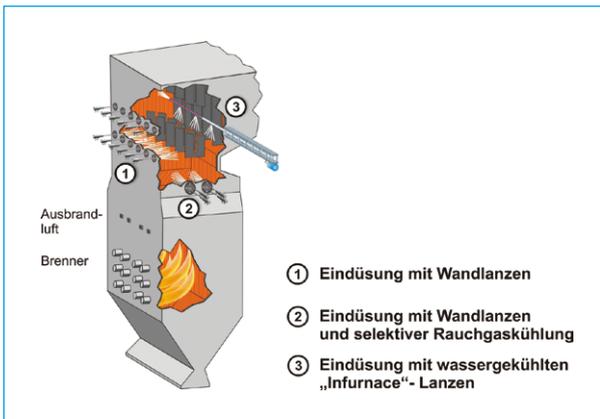


Abb. 15:

Eindüskonzepte und deren Kombination

4. 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 kohlegefeuerten Kessel mit einer Leistung von > 200 MW_{el} belegen, dass mit SNCR-Anlagen auch in größeren Kesseln die vorgeschriebenen NO_x-Grenzwerte eingehalten werden können.

Anfangsergebnisse mit neueren Techniken wie TWIN-NO_x, selektiver Rauchgaskühlung und zielgerichteter Kombination mit Primärmaßnahmen weisen darauf hin, dass

das Potenzial noch längst nicht ausgeschöpft worden ist. Es ist zu erwarten, dass das Verfahren noch weiter verbessert werden kann, wenn mit dem Betrieb einer größeren Anzahl von Anlagen weitere Betriebserfahrungen gesammelt und ausgewertet werden können.

5. Literatur

- [1] 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.
- [2] von der Heide, B.; Bärnthaler, K.; Barok, I.: Nichtkatalytische Entstickung von Rauchgasen aus zwei Kesseln mit Schmelzkammerfeuerung im Kraftwerk Vojany, Slowakische Republik, VGB-Konferenz Kraftwerk und Umwelt 2000, 4. - 5.4.2000 in Leipzig.
- [3] Kaufmann, K. et. al.: The Combustion of Different Fuels in a 180 MW_{th} Circulating Fluidized Bed Steam Generator in Świecie (Poland), Power-Gen Europe, 28. - 30. June 2005 in Milano.
- [4] von der Heide, B.: Ist das SNCR-Verfahren noch Stand der Technik. In: Thomé-Kosmiensky, K.; Beckmann, M. (Hrsg.): Energie aus Abfall – Band 4. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kosmiensky, 2008, S. 275 – 293.
- [5] von der Heide, Bernd: SNCR-process – Best Available Technology for NO_x Reduction in Waste to Energy Plants, Power-Gen Europe, Milan, June 3 – 5, 2008.
- [6] von der Heide B.; Langer, P.: Effizienz und Wartungsfreundlichkeit des SNCR-Verfahrens. In: Thomé-Kosmiensky, K.; Beckmann, M. (Hrsg.): Energie aus Abfall – Band 7. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kosmiensky, 2010, S. 729 – 753.
- [7] von der Heide, Bernd: Advanced SNCR Technology for Coal Fired Boilers –200 MW_{el} in Germany and 225 MW_{el} in Poland, Power-Gen Europe, Amsterdam, July 3 – 5, 2010.
- [8] von der Heide, Bernd: Advanced SNCR Technology for Power Plants, Power-Gen International, Las Vegas, December 13 – 15, 2011.
- [9] von der Heide, B.: SNCR-Verfahren der Zukunft für Großfeuerungsanlagen – Konzepte, Erfahrungen, TWIN-NO_x-Verfahren. In: Beckmann, M.; Hurtado, A. (Hrsg.): Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung – Band 4. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kosmiensky, 2012, S. 623 – 635.
- [10] Moorman, F.; von der Heide, B.; Stubenhöfer C.: Umrüstung der Abfallverbrennungsanlage Wijster/Niederlande von SCR auf SNCR. In: Thomé-Kosmiensky, K.; Beckmann, M. (Hrsg.): Energie aus Abfall – Band 10. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kosmiensky, 2013, S. 683 – 702.