



# EMISSIONSMINDERUNG IN KRAFTWERKEN 2017

Grenzwerte, Messtechnik,  
Praxiserfahrungen



# **EMISSIONSMINDERUNG IN KRAFTWERKEN 2017**

Grenzwerte, Messtechnik,  
Praxiserfahrungen



## **Emissionsminderung in Kraftwerken 2017**

Grenzwerte, Messtechnik, Praxiserfahrungen

Michael Beckmann.

- Freiberg: SAXONIA Standortentwicklungs- und  
-verwaltungsgesellschaft mbH, 2017

**ISBN 978-3-934409-77-4**

ISBN 978-3-934409-77-4 SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH



© Technische Universität Dresden, Institut für Verfahrenstechnik und Umwelttechnik  
Alle Rechte vorbehalten

Verlag: SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH • Freiberg 2017  
Redaktion und Lektorat: Professor Dr.-Ing. Michael Beckmann, Janette Harms, B.A.,  
Dr.-Ing. Andrea Ohle, Juliane Tenner, M.A., Dipl.-Ing. Tobias Widder  
Erfassung und Layout: taktiker Werbeagentur GmbH | Dipl.-Des. (FH) Angela Flugrat, Antje  
Knepper, Dresden  
Druck: Stoba-Druck GmbH, Lampertswalde  
Icons auf Buchdeckel: © missbobbit | Fotolia.com, taktiker Werbeagentur GmbH  
Foto auf Buchdeckel: © leskas | iStockphoto.com

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.

Die Autoren zeichnen sich für ihre Beiträge und die Richtigkeit sowie Vollständigkeit der Quellenangaben selbst verantwortlich. Die Manuskripte wurden durch den Herausgeber nur redaktionell bearbeitet.

Der Tagungsband ist auch als E-Book verfügbar unter: ISBN 978-3-934409-78-1.

## Neueste Entwicklungen und Erfolge in der praktischen Anwendung von SNCR-Technologien in kohlegefeuerten Kesseln (225 MW<sub>el</sub>) – Konzepte, Anwendungen, Betriebsergebnisse

Bernd von der Heide

1.	Einfluss der Konstruktionsmerkmale und der Betriebsbedingungen auf die Leistungsfähigkeit von SNCR-Anlagen .....	148
2.	SNCR-Anwendung in kohlegefeuerten Kesseln in Polen.....	149
3.	Standort A – SNCR mit In-Furnace-Lanzen.....	149
4.	Standort B – SNCR mit Selektiver Kühlung .....	156
5.	Zusammenfassung und Ausblick.....	159
6.	Quellen.....	159

Das SNCR-Verfahren wurde in den 1980er Jahren eingeführt und wurde innerhalb der folgenden zehn Jahre zur Best Available Technology (BAT) für kleinere und mittlere Verbrennungsanlagen wie z. B. Müllverbrennungsanlagen. Noch über einen längeren Zeitraum wurde SNCR allerdings nicht als die Technologie angesehen, die die geforderte NO<sub>x</sub>-Abscheidung auch in größeren kohlegefeuerten Kraftwerken in allen Lastfällen und unter allen Betriebsbedingungen erreichen und sicherstellen konnte. Daher kam hier meistens das SCR-Verfahren zum Einsatz.

Insbesondere nach der Jahrtausendwende entwickelten sich die  $\text{NO}_x$ -arme Verbrennung und das SNCR-Verfahren schnell weiter. In dieser Zeit wurde der Einsatz von SNCR auch in größeren Kraftwerken zu einer sowohl technisch wie auch wirtschaftlich interessanten Option bei der Minimierung von  $\text{NO}_x$ -Emissionen.

Dieser Beitrag beschreibt verschiedene Herangehensweisen in zwei polnischen Kraftwerken, in denen fast baugleiche Kessel des Typs OP 650 mit einer Leistung von  $225 \text{ MW}_{\text{el}}$  betrieben werden. Die bisherigen Erfahrungen im Betrieb zeigen, dass mit den jüngsten Entwicklungen und Verbesserungen des Verfahrens nicht nur die aktuell gesetzlich vorgeschriebenen  $\text{NO}_x$ -Grenzwerte eingehalten werden können, sondern dass auch genügend Potenzial vorhanden ist, um die Anforderungen bevorstehender, weiter verschärfter Regulierungen erfüllen zu können.

## 1. Einfluss der Konstruktionsmerkmale und der Betriebsbedingungen auf die Leistungsfähigkeit von SNCR-Anlagen

Die Grundlage der SNCR-Technologie (Selective Non-Catalytic Reduction) ist es, ammoniakabspaltende Reduktionsmittel (Ammoniakwasser oder Harnstofflösung) gleichmäßig in die Feuerung und in das optimale Temperaturfenster einzudüsen und gründlich mit den Rauchgasen zu vermischen [1]. Dies ist in vielen Fällen nicht umsetzbar, da mehrere Auslegungs- und Betriebsparameter die Lage des Temperaturfensters bestimmen und die Zugänglichkeit einschränken. Dies sind z. B.

- die Bauart des Kessels
- die Auslegung der Feuerung
- die Lage der Wärmetauscher
- die Auslegung und Anordnung der Brenner (Temperaturprofil,  $\text{NO}_x$ -Rohgaswerte, Rauchgasgeschwindigkeiten)
- die Betriebsbedingungen des Kessels
- die Art des Brennstoffs
- das gewählte Reduktionsmittel – Harnstofflösung oder Ammoniakwasser [2].

Aufgrund der Größe der Kraftwerkskessel sind die vom SNCR-Lieferanten zu lösenden Aufgaben komplexer als vergleichsweise die von kleineren mit Rostfeuerungen ausgerüsteten Kesseln. Besonders unter Vollast sind die Rauchgastemperaturen in den Bereichen, die für die Eindüsung des Reduktionsmittels zugänglich sind, oft zu heiß.

Dadurch wird das Reduktionsmittel bei hoher Kessellast am Feuerungsausstritt zu  $\text{NO}_x$  verbrannt. Die Temperaturen, die zur  $\text{NO}_x$ -Abscheidung erforderlich sind, sind oft zwischen den Wärmetauschern anzutreffen (Abbildung 1). Diese Stellen sind für die Eindüsung schwer oder gar nicht zugänglich. Darüber hinaus ist es praktisch unmöglich, die Rauchgasgeschwindigkeiten und die Richtung der Rauchgase zu messen bzw. festzustellen.

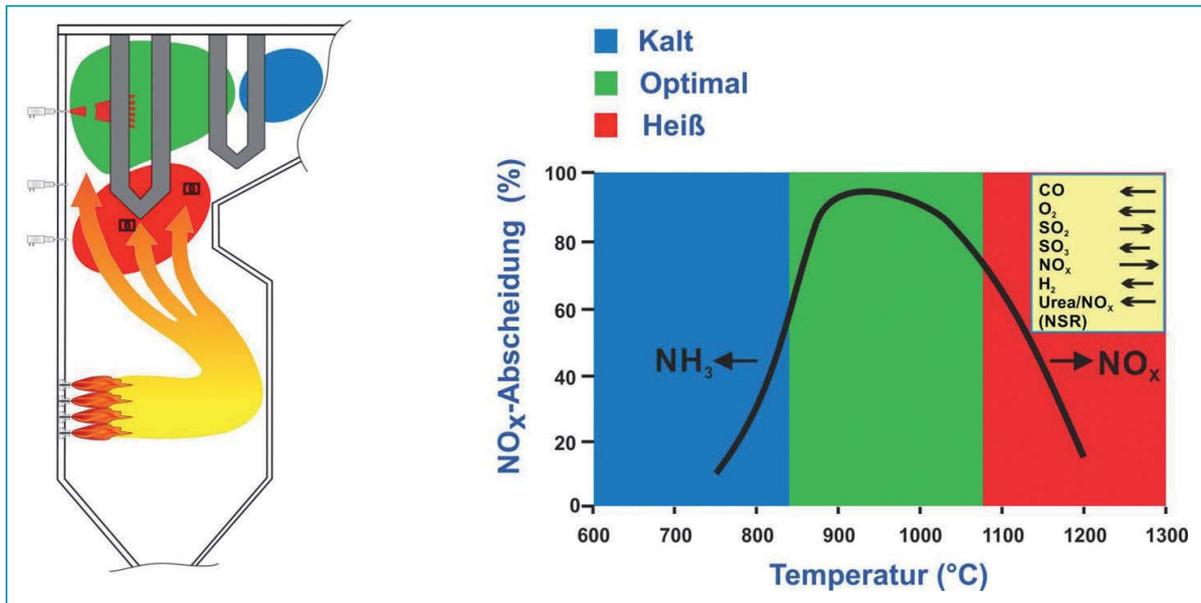


Abb. 1: Typische Temperaturverteilung in einem kohlegefeuerten Zweizugkessel

## 2. SNCR-Anwendung in kohlegefeuerten Kesseln in Polen

Die Betriebserfahrungen mit kohlegefeuerten Kesseln in Polen belegen, dass auch kleine Unterschiede in der Kesselkonstruktion und die Konfiguration der Brenner einen großen Einfluss auf die Rauchgasströmung und -verteilung haben können und daraus folgend auf die Wirksamkeit des SNCR-Verfahrens.

Bei Weitem die besten Ergebnisse wurden in Kesseln mit Eckenfeuerung erzielt, wie z. B. im Kraftwerk Polaniec in Polen, wo während verschiedener Versuche auf Anhebung  $\text{NO}_x$ -Abscheidungsgrade von ca. 60 % erzielt wurden [3]. Mit der Eckenfeuerung werden die Rauchgase in eine Drehbewegung versetzt, was mehrere positive Auswirkungen auf den SNCR-Prozess hat, z. B. im Vergleich zu Kesseln mit einer Front- oder Boxerfeuerung. In Kesseln mit Eckenfeuerung sind die Rauchgastemperaturen beim Eintritt in die Wärmetauscher in der Regel niedriger und Temperaturschichtungen und die Ausbildung von unterschiedlichen Strömungen sind weniger ausgeprägt als in anderen Brennerkonfigurationen.

Mit Computersimulationen kann man inzwischen ein relativ genaues Bild von allen Einflussgrößen, die Auswirkungen auf den SNCR-Prozess haben, bekommen, wie z. B. das Temperaturprofil, die Strömungsrichtungen und die Geschwindigkeiten der Rauchgase sowie die Verteilung der Rauchgaskomponenten ( $\text{NO}_x$ , CO,  $\text{O}_2$  etc.). Die Kenntnis dieser Parameter bietet weiteres Entwicklungspotenzial.

## 3. Standort A – SNCR mit In-Furnace-Lanzen

Im Kraftwerk am Standort A in Polen werden sechs kohlegefeuerte Kessel des Typs OP 650 (Abbildung 2) mit Frontfeuerung betrieben. Nachdem die Feuerung umgerüstet worden war, wurde eine kommerzielle SNCR-Anlage in einen der Kessel eingebaut.

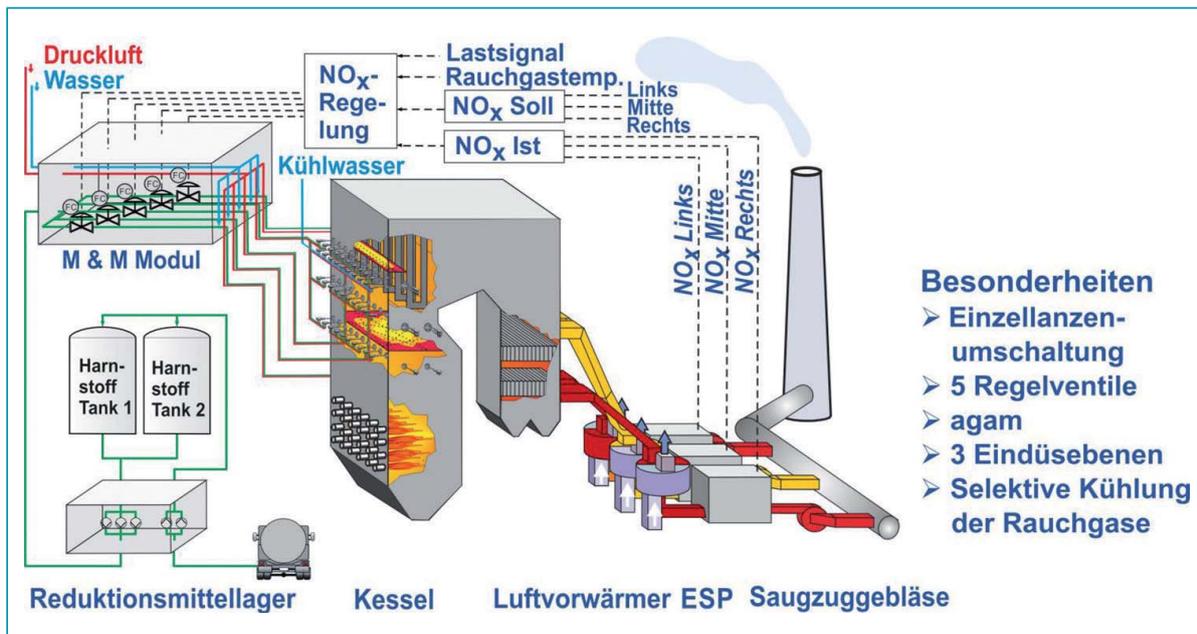


Abb. 2: Fließdiagramm eines kohlegefeuerten Kessels OP 650 mit SNCR

Zur Auslegung der SNCR-Anlage wurden die früheren Betriebserfahrungen mit anderen Kesseln und die Ergebnisse vorausgehender Tests mit ähnlichen Kesseln herangezogen. Die Auslegung des Systems umfasst drei Ebenen für die Eindüsung von Harnstofflösung mit individuell schaltbaren Lanzen, sodass die Anlage auf Last- und Temperaturveränderungen unmittelbar reagieren kann.

Aufgrund der extremen Temperaturschiefen bis über 200 K, die zu Beginn der Designphase gemessen worden waren, wurde ein akustisches Temperaturmesssystem (agam) mit zwei Ebenen installiert. Die zwei agam-Ebenen ermöglichen eine genauere Temperaturmessung in der Nähe der Eindüslanzen und werden zur Bestimmung der Temperaturgradienten zwischen den zwei agam-Ebenen genutzt. Die erste SNCR-Anlage (K2) wurde im März 2012 in Betrieb genommen und dem Kunden kurz darauf übergeben. Seitdem ist die Anlage ohne Unterbrechungen in Betrieb und läuft reibungslos zur vollen Zufriedenheit des Kunden. Die letzte SNCR-Anlage (K5) wurde im Dezember 2016 übergeben.

Nach der Inbetriebnahme des ersten Kessels wurde festgestellt, dass die Rauchgastemperaturen bei Vollast höher waren als in den Messungen, die vor der Auslegung der SNCR-Anlage durchgeführt worden waren. Es gab außerdem beträchtliche Temperaturschläge und Schiefen im Temperaturprofil und Schwankungen der NO<sub>x</sub>-Konzentration im Rohgas. Eine weitere Herausforderung in diesen Kesseln ist die Akkumulation von Ablagerungen auf den Wärmetauschern, die so groß ist, dass sich dadurch die Rauchgastemperaturen zwischen zwei Reinigungsintervallen um bis zu 300 °C erhöhen (Abbildung 3).



Abb. 3: Auswirkung der Kesselreinigung auf die Rauchgastemperaturen

Die Ablagerungen haben auch einen Einfluss auf die Geschwindigkeit und die Richtung des Rauchgasstroms. Daher wurde die obere Eindüsebene im zweiten Kessel etwas nach oben verschoben, an eine Stelle, wo die Temperaturen niedriger sind. Obwohl die garantierten NO<sub>x</sub>-Werte im ersten Kessel eingehalten worden waren, wurde in Zusammenarbeit mit dem Betreiber eine Optimierung durchgeführt, um die Ergebnisse zu analysieren und Maßnahmen zur weiteren Leistungssteigerung der SNCR-Anlage zu finden. Im ersten Schritt wurden drei NO<sub>x</sub>-Regelventile installiert, wodurch der Ammoniakslupf im Rauchgas und in der Flugasche reduziert und der Ammoniakwasserverbrauch gesenkt wurde.

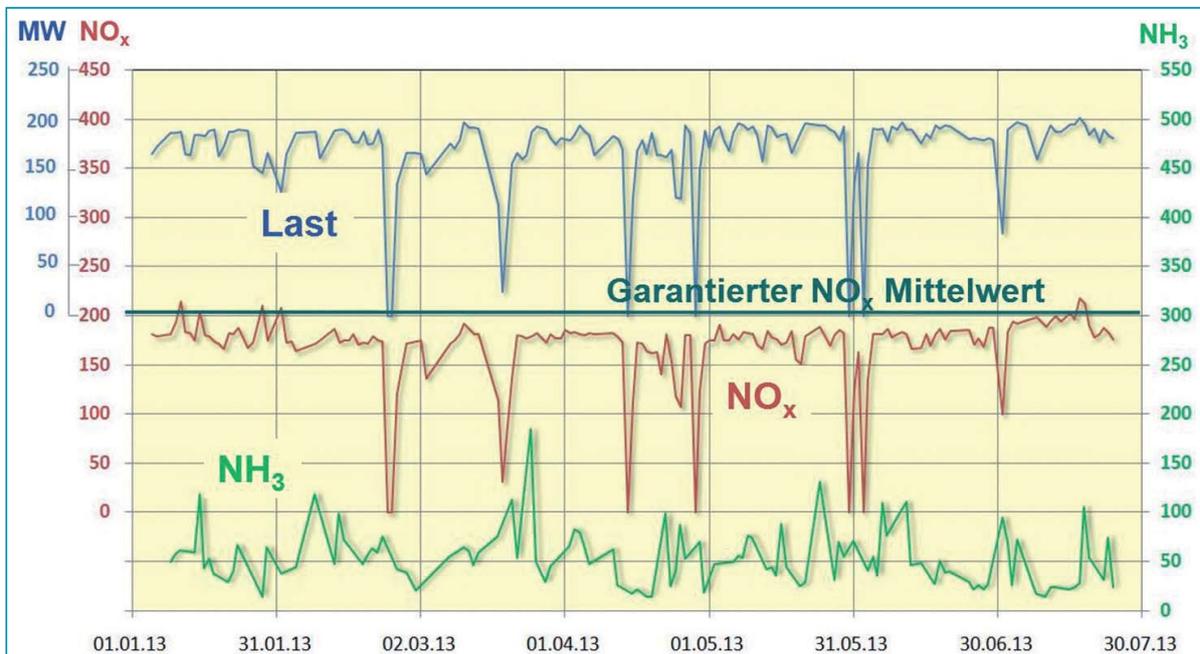


Abb. 4: Langzeitergebnisse in einem kohlegefeuerten Kessel (225 MW<sub>el</sub>)

In Kombination mit den Primärmaßnahmen werden die garantierten NO<sub>x</sub>-Grenzwerte von < 200 mg/Nm<sup>3</sup> unter allen Betriebsbedingungen eingehalten.

Im Zeitraum vom 1. Januar 2013 bis zum 30. Juli 2013 betrug die durchschnittliche  $\text{NH}_3$ -Fracht der Flugasche  $37 \text{ mg/Nm}^3$  (Abbildung 4).

Voraussichtlich werden die vorgeschriebenen  $\text{NO}_x$ -Grenzwerte in der näheren Zukunft auf  $175 \text{ mg/Nm}^3$  oder  $150 \text{ mg/Nm}^3$  abgesenkt werden. Da diese Werte mit der aktuellen Technik noch nicht für alle Betriebsbedingungen garantiert werden können, musste nach anderen Möglichkeiten für den Kessel an Standort A gesucht werden, um die Leistungsfähigkeit der SNCR-Anlagen zu steigern.

Wenn die Rauchgastemperaturen an den Stellen, die für die Eindüsung von Reduktionsmitteln zugänglich sind, für die SNCR-Technologie zu heiß sind, dann ist eine offensichtliche Möglichkeit, die Rauchgase mit Wasser auf die optimale Temperatur herunterzukühlen. In großen Kesseln, wo die Reduktionsmittel praktisch immer rechtwinklig in die Rauchgase eingedüst werden, hat sich die Installation einer zusätzlichen Eindüsebene, die bei Bedarf allein mit Kühlwasser betrieben werden kann, im Betrieb als erfolgreich erwiesen. Dieses Konzept verwendet Kühlwasser nur dann, wenn die Temperaturen zu heiß sind. Bei geringeren Lasten bzw. Temperaturen wird das Wasser abgeschaltet. Das Tropfenspektrum für die Eindüsung von Reduktionsmitteln wird zwar nicht verändert, aber dennoch können Temperaturschiefen zu einem höheren Ammoniakslupf führen, da die Kühlung auch in den Bereichen stattfindet, wo keine Kühlung nötig wäre.

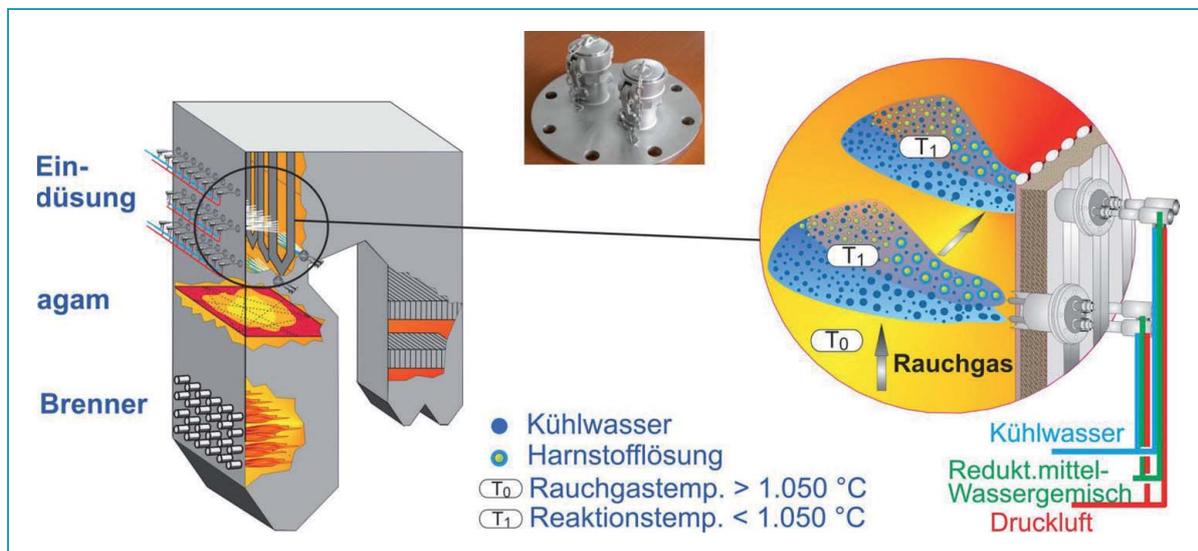


Abb. 5: Selektive Kühlung der Rauchgase in kohlegefeuerten Kessel

An anderen Stellen wurden gute Resultate mit Selektiver Kühlung der Rauchgase erzielt. Dabei wird ebenfalls eine zusätzliche Eindüsebene für Kühlwasser unterhalb der oberen Eindüsebene für Reduktionsmittel benötigt. Statt allerdings das Wasser in die gesamte Ebene einzudüsen, wird das Kühlwasser hierbei nur in die zu heißen Bereiche eingedüst (Abbildungen 5 und 6), d. h. es werden abhängig vom Temperaturprofil einzelne Lanzen oder eine Gruppe von Lanzen aktiviert.



Abb. 6: Vorteile – Individuelle Einzellanzenumschaltung und/oder Selektive Kühlung vs. Standard-SNCR [4]

Weil bei Vollast am Standort A die Rauchgastemperaturen 1.350 °C oder sogar 1.400 °C am Feuerungsausstritt erreichen, ist die Anwendung von Selektiver Kühlung keine praktikable Lösung. Die Wassermenge, die benötigt würde, um die Rauchgase auf das wirksame Temperaturfenster von ca. 980 °C bis 1.050 °C abzukühlen, ist so hoch, dass der Wirkungsgrad des Kessels zu sehr beeinträchtigt würde. Das heißt aber auch, dass ungefähr 50 % der Rauchgase wegen der zu hohen Temperaturen nicht für die NO<sub>x</sub>-Abscheidung nutzbar wären.

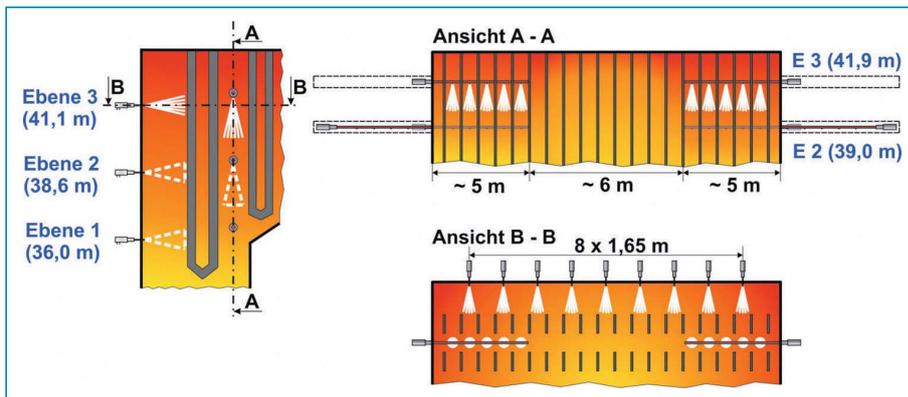


Abb. 7: Lanzenkonfiguration an der Stirnwand – Zwischen den Wärmetauschern In-Furnace-Lanzen

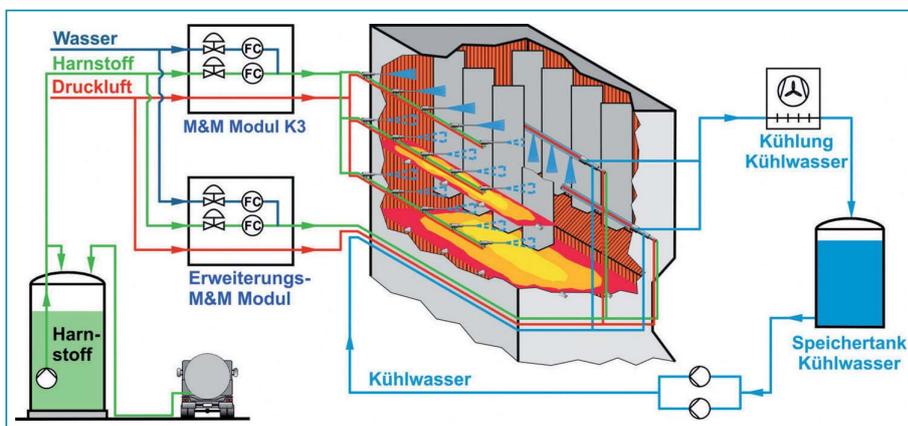


Abb. 8: Flussdiagramm – Eindüsung von der Stirnwand und In-Furnace-Lanzen

Um das Reduktionsmittel auch am Feuerungsausstritt eindüsen zu können, wo die Rauchgase für eine Anwendung zu heiß sind, wurde eine andere Herangehensweise getestet. Unter der Annahme, dass die Rauchgastemperaturen zwischen den Wärmetauschern günstiger sind, wurden zwei In-Furnace-Lanzen mit einer Länge von jeweils nur vier Metern in beiden Seitenwänden zwischen dem ersten und dem zweiten Überhitzer installiert (Abbildungen 7, 8 und 9).

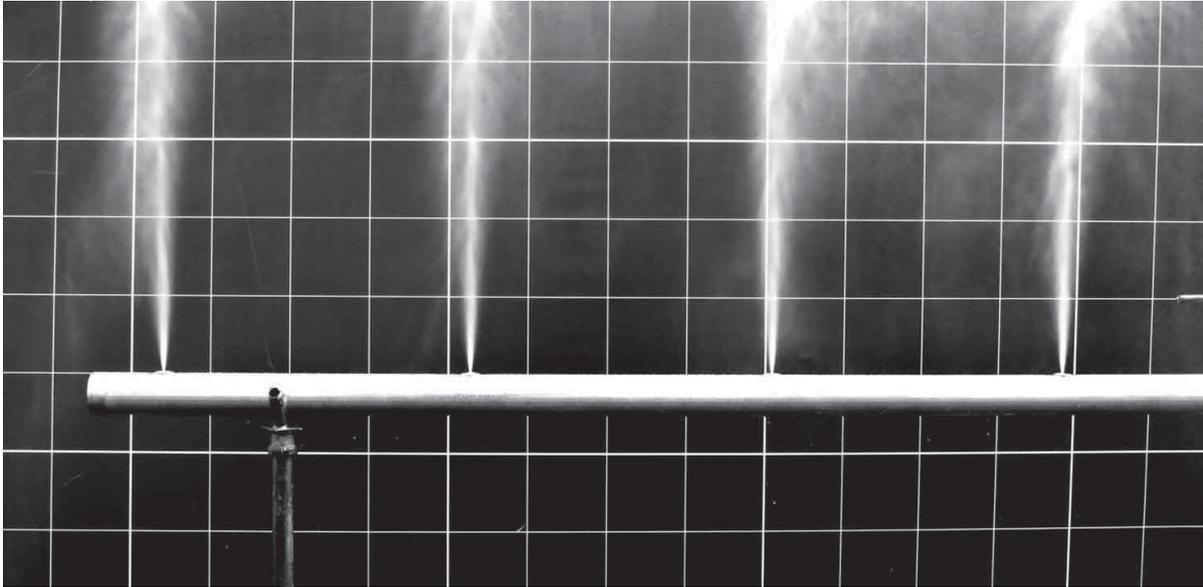


Abb. 9: Reduktionsmitteleindüsung – Düsenkonfiguration der In-Furnace-Lanzen

Die Abbildung 10 zeigt das mobile Misch- und Messmodul für die In-Furnace-Lanzen und das Kühlwassermodul.



Abb. 10: Mobiles Misch- und Messmodul (links), Modul für Kühlwasser (rechts)

Da eine Lanze von vier Metern Länge schon etwa 150 kg wiegt, ist es sehr schwer, die Lanzen von Hand in die Kesselwand einzulassen und wieder herauszunehmen (Abbildung 11). Es wurde davon ausgegangen, dass die Testergebnisse mit

diesen kurzen Lanzen im Handbetrieb genügend Informationen liefern würden, um das zusätzliche Potenzial für die Leistungsfähigkeit der SNCR in der kommerziellen Anwendung abschätzen zu können. Hierbei sollen längere Lanzen zum Einsatz kommen, die mithilfe einer Vorrichtung wie bei Rußbläsern automatisch in den Kessel hineingeschoben und wieder herausgezogen würden.



Abb. 11: Standort A – Einsetzen von In-Furnace Lanzen

Tab. 1: Testergebnisse mit unterschiedlichen Lanzenkonfigurationen

Test- ergeb- nisse	Harnstoff (32%) [l/h]		Wasser [l/h]		Konfiguration der IFL (Düse Ø, E, Sprühdichtung)	NO <sub>x</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]		NO <sub>x</sub> - Reduktion [mg/m <sup>3</sup> ]
	FWL	IFL	FWL	IFL		Roh- gas	Rein- gas	
1	200	200	1.000	400	Ø 3,5 mm E3 ↓	247	178	69
2	200	0	1.000	0	-	255	212	43
3	0	200	0	400	Ø 3,5 mm E3 ↓	272	238	34
4	0	200	0	1.400	Ø 6,0 mm E3 ↓	254	200	54
5	0	200	0	1.400	Ø 6,0 mm E2 ↑	260	220	40
6	180	180	1.020	1.420	Ø 6,0 mm E2 ↑	255	168	87

IFL	In-Furnace-Lanze	<span style="background-color: #e0f0ff; border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	IFL, FLW	kombiniert
FWL	Stirnwand-Lanze	<span style="background-color: #ffe0e0; border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	FWL	allein
E (E2, E3)	Eindüsebene	<span style="background-color: #fff0e0; border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	IFL	allein

Die Testergebnisse sind ausgesprochen positiv und zeigen, dass die aktuell erzielte NO<sub>x</sub>-Abscheidung von ca. 50 mg/Nm<sup>3</sup> auf insgesamt über 100 mg/Nm<sup>3</sup> erhöht werden kann, wenn In-Furnace-Lanzen zusätzlich zu den in der Stirnwand eingebauten Lanzen zur Eindüsung eingesetzt werden (Tabelle 1). Mit vier längeren In-Furnace-Lanzen, die die gesamte Entfernung zwischen den Kesselwänden abdecken, werden auch die zu erwartenden schärferen NO<sub>x</sub>-Grenzwerte der Zukunft eingehalten werden können. Außer-

dem würde dies die Möglichkeit eröffnen, Kessel mit höheren  $\text{NO}_x$ -Rohgaswerten zu betreiben, um das Korrosionsrisiko für die Wände der Brennkammer zu verringern.

#### 4. Standort B – SNCR mit Selektiver Kühlung

Im April 2015 erhielt M & S den Auftrag, vier SNCR-Anlagen im Kraftwerk am Standort B zu installieren. Die Kessel sind von demselben Typ wie am Standort A, OP 650, mit einer Leistung von  $225 \text{ MW}_{\text{el}}$ . Allerdings gibt es einige Unterschiede bei den Konstruktionsmerkmalen, wie aus Abbildung 12 zu ersehen ist. Die Tabelle 2 zeigt, dass diese Unterschiede einen erheblichen Einfluss auf die Leistung der SNCR-Anlage haben.

Am Standort B ist die Anordnung der Wärmetauscher sehr viel günstiger als am Standort A. Die Breite des Kessels von 19 m am Standort B im Vergleich zu 16,9 m am Standort A und die Entfernung von der Kesselstirnwand zu den Schottenüberhitzern (4,8 m am Standort B gegenüber 1,9 m am Standort A) lassen in der oberen Eindüseebene fast dreimal so viel Platz für die Reaktion des Reduktionsmittels mit dem  $\text{NO}_x$  im Rauchgas ( $91,2 \text{ m}^2$  vs.  $32,1 \text{ m}^2$ ). Für die Ergebnisse der SNCR ist dies bei Vollast ausschlaggebend. Darüber hinaus ergeben sich aus dem größeren Kesselquerschnitt am Standort B von  $171 \text{ m}^2$  gegenüber  $152,1 \text{ m}^2$  am Standort A niedrigere Rauchgasgeschwindigkeiten und Rauchgastemperaturen an den Stellen, wo die Reaktion stattfindet, und damit ergibt sich eine längere Verweilzeit für die  $\text{NO}_x$ -Reduktion.

Tab. 2: Vergleich Wasserverbrauch einer Standard-SNCR vs. SNCR mit Selektiver Kühlung [5]

	Einheit	SNCR (K4) Standard	SNCR (K6) Selektive Kühlung
$\text{NO}_x$ -Grenzwert	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	≤ 200	≤ 200
Deionatverbrauch	[l/h]	≈ 9.000	≈ 2.500
Einsparung Deionatverbrauch	[l/h]	-	≈ 6.500
Thermische Energie Deionatverdampfung	[MW <sub>th</sub> ]	≈ 10,2	≈ 2,8
Elektrische Energie Deionat	[MW <sub>el</sub> ]	≈ 3,6	≈ 1,0
CO <sub>2</sub> -Ausstoß* <sup>1</sup>	[t/a]	≈ 34.000	≈ 9.400
Einsparung CO <sub>2</sub> -Ausstoß* <sup>1</sup>	[t/a]		≈ 24.600
Betriebskosten* <sup>2</sup>	[€/a]	≈ 856.800	≈ 238.000
Einsparung Betriebskosten* <sup>2</sup> exkl. Deionat	[€/a]	-	≈ 618.800

\*1 Betriebsstunden: 8.000 h/a

\*2 Energiekosten

Die Bauart des Kessels, die Konfiguration der Brenner und die daraus resultierende Rauchgaszusammensetzung, -richtung und -temperatur bilden die Grundlage für die Auslegung. Des Weiteren wurden die Betriebsergebnisse und -erfahrungen an den Standorten A und B mit einbezogen.

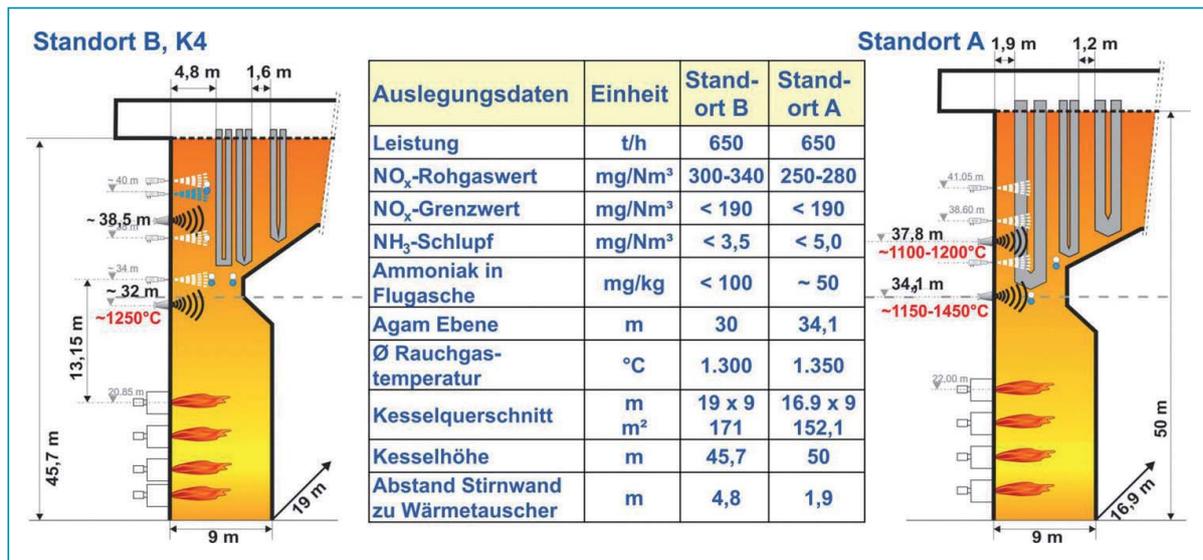


Abb. 12: Auslegungsdaten von Standort A und Standort B, K4

Der maßgebliche Unterschied zu Standort A ist, dass die Eindüslanzen für die Selektive Kühlung, die unterhalb der oberen Eindüsebene für Reduktionsmittel installiert sind, hier genutzt werden konnten, weil die Rauchgastemperaturen an dieser Stelle niedriger waren als am Standort A und dass der Platz zwischen der Stirnwand und dem ersten Überhitzer größer war. Hierdurch ergaben sich deutlich verbesserte NO<sub>x</sub>-Abscheidegrade und niedrigere NH<sub>3</sub>-Werte des SNCR-Systems.



Abb. 13: Standort B – Misch- und Messmodul (links), Eindüslanzen (rechts)

Die Abbildung 13 zeigt die Misch- und Messmodule und die Eindüslanzen von Standort B. Die Betriebsergebnisse der SNCR bei Volllast (215 MW<sub>e</sub>) und bei Teillast (130 MW<sub>e</sub>) sind in den Abbildungen 14 und 15 zu sehen.

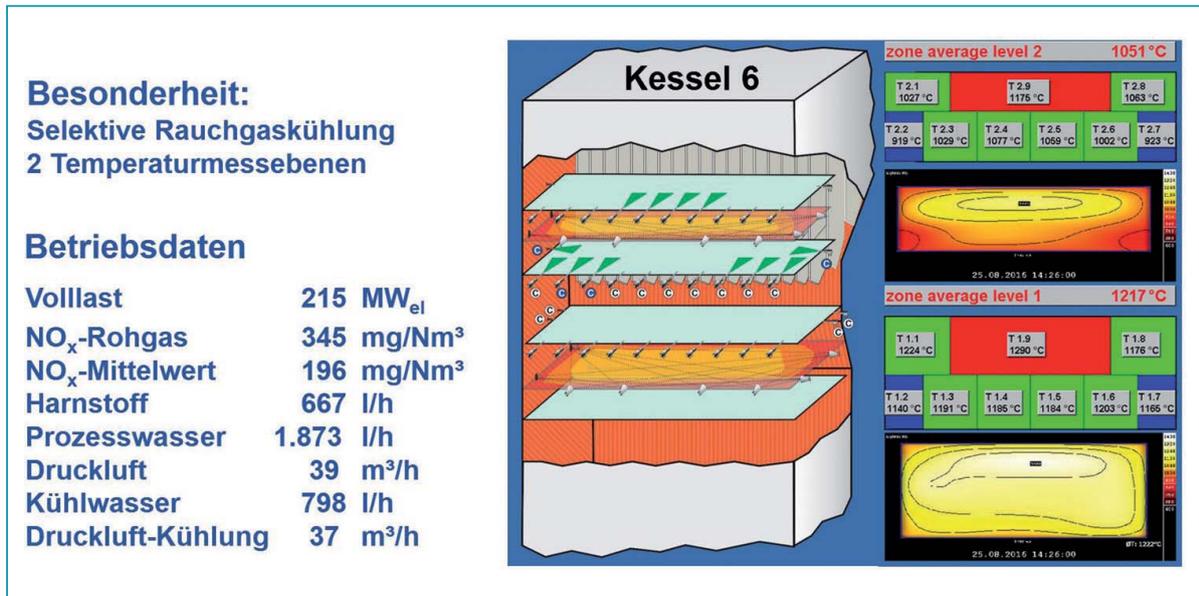


Abb. 14: Selektive Kühlung der Rauchgase – Betriebsdaten bei Volllast (215 MW<sub>el</sub>)

Es ist beachtlich, dass der gesamte Wasserverbrauch, der ein wichtiges Thema während der Vertragsverhandlungen war, um etwa 1.000 l/h unter dem garantierten Maximum von 3.500 l/h liegt und 6.500 l/h unter dem Verbrauch der Standard-SNCR-Anlage für Kessel K4. Diese Ergebnisse belegen eindrucksvoll, dass die Selektive Kühlung anderen SNCR-Technologien für den hier beschriebenen Kesseltyp überlegen ist und dass bei den Betriebskosten erhebliche Einsparungen möglich sind.

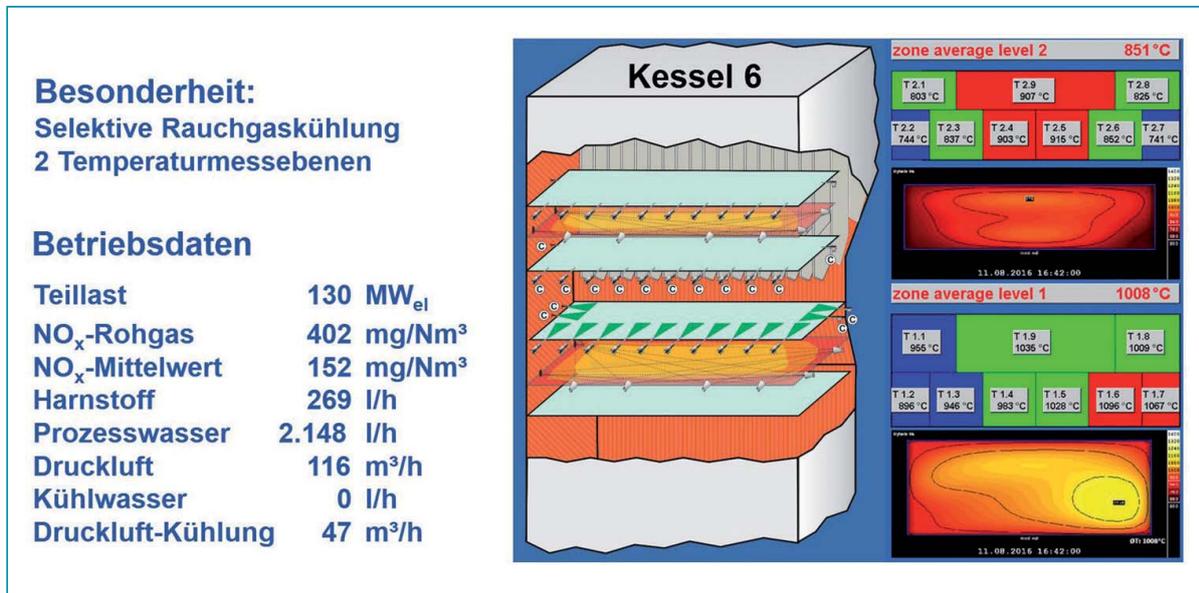


Abb. 15: Selektive Kühlung der Rauchgase – Betriebsdaten bei Teillast (130 MW<sub>el</sub>)

In Abbildung 16 sind die Ergebnisse des zweiwöchigen Testlaufs dargestellt. Alle Garantiewerte wurden in allen Lastfällen eingehalten.

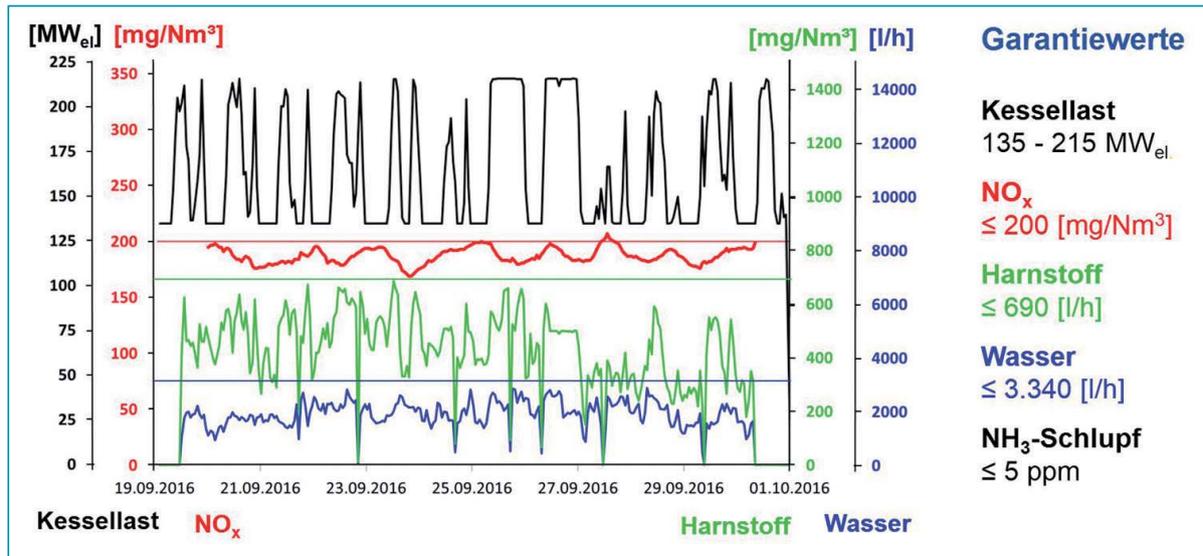


Abb. 16: Ergebnisse während eines zweiwöchigen Testlaufs am Standort B

## 5. Zusammenfassung und Ausblick

In kleineren Verbrennungsanlagen, z. B. solchen, die Müll oder Biomasse verbrennen, ist das SNCR-Verfahren längst zum Industriestandard geworden und wird als state-of-the-art angesehen.

Der Einsatz des SNCR-Verfahrens bietet sich besonders in Verbrennungsanlagen an, wo die vorgeschriebenen NO<sub>x</sub>-Grenzwerte mit feuerungstechnischen Maßnahmen nicht erreicht werden können und wo die fünf- bis zehnmal höheren Investitionskosten gegenüber einer SNCR-Anlage wirtschaftlich keinen Sinn ergeben würden. Damit können die von der EU beschlossenen NO<sub>x</sub>-Grenzwerte von 150 mg/Nm<sup>3</sup> für Steinkohle und 175 mg/Nm<sup>3</sup> für Braunkohle in den meisten Fällen mit SNCR auch in Kesseln von > 300 MW<sub>th</sub> eingehalten werden.

Verschiedene Eindüskonzepte können einzeln oder in Kombination eingesetzt werden. Die anfänglichen Ergebnisse dieser neueren Technologien, wie z. B. die Individuelle Einzellanzenumschaltung, das TWIN-NO<sub>x</sub><sup>®</sup>-Verfahren, die Selektive Kühlung und die Kombination dieser Methoden mit Primärmaßnahmen zeigen, dass es weiteres Entwicklungspotenzial gibt. Die nächsten Entwicklungsschritte werden daher Kessel mit einer Leistung von 300 MW<sub>el</sub> bis 500 MW<sub>el</sub> sein.

## 6. Quellen

- [1] von der Heide, Bernd: SNCR-process – Best Available Technology for NO<sub>x</sub> Reduction in Waste to Energy Plants. In: Power-Gen Europe, Milan, June 3 – 5, 2008.
- [2] von der Heide, Bernd: SNCR-Verfahren der Zukunft für Großfeuerungsanlagen – Konzepte, Erfahrungen, TWIN-NO<sub>x</sub><sup>®</sup>-Verfahren. In: Beckmann, Michael; Hurtado, Antonio (Hrsg.): Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung – Band 4. Neurruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2012, S. 623 – 635.
- [3] von der Heide, Bernd: Advanced SNCR Technology for Power Plants. In: Power-Gen International, Las Vegas, December 13 – 15, 2011.

- [4] Moorman, Frans; Stubenhöfer, Claus; von der Heide, Bernd: Replacement of an SCR DENOX system by a highly efficient SNCR in a waste-to-energy plant in the Netherlands. In: VGB POWERTECH 93 (2013), H. 12, S. 76-82.
- [5] von der Heide, Bernd: Cost Savings and Improvements of SNCR Performance with Selective Cooling in Coal-Fired Boilers (225 MW<sub>el</sub>). In: VGB Workshop Flue Gas Cleaning, Lisbon, May 3 – 5, 2017.