Einsatz von Prozessanalytik in fossil befeuerten Kraftwerken

Lösungen von Siemens

Case Study Power · Juli 2005

Energiebedarf und Energieerzeugung

Trotz aller Bemühungen um Energieeinsparung und -effizienz wird die wachsende Weltbevölkerung und der angestrebte höhere Lebensstandard zu einer weiteren Zunahme des Welt-Energiebedarfs führen. Dabei wird bis weit über 2020 hinaus der Primärenergiebedarf weiterhin fast zur Hälfte durch feste Brennstoffe, vor allem durch Kohle, gedeckt werden. Daraus erwächst die Herausforderung an die Kraftwerkstechnik, diesen zunehmende Energiebedarf durch Einsatz neuer Technologien unter größtmöglicher Schonung der knappen Rohstoffressourcen und der Umwelt zu realisieren. Dazu gehören neue Materialien für höhere Betriebstemperaturen und damit höhere Wirkungsgrade der Kraftwerke ebenso wie kombinierte Kraftwerke, die den Anteil ungenutzter Abwärme drastisch verringern oder verbesserte Verfahren zur Emissionsminderung.

Prozessabläufe zeitnah optimieren, Betriebsbedingungen flexibel gestalten, die Belastbarkeit neuer Materialien besser nutzen und Schadstoffemissionen sicher kontrollieren, das alles sind Aufgaben, die den Einsatz leistungsfähiger Messtechnik erfordern. Geräte und Systeme der Prozessanalytik leisten hierzu an vielen Stellen im Kraftwerk unverzichtbare Beiträge.

power INDUSTRY

Der unvermindert steigende Welt-Energiebedarf erfordert, trotz aller Alternativen, den Ausbau der Energiegewinnung aus fossilen Brennstoffen. Durch neue Materialien und Technologien lässt sich der Wirkungsgrad der Kraftwerke weiter erhöhen und die Umweltbelastung durch Schadstoffemissionen verringern. Eine wichtige Rolle spielt dabei die **Prozessanalytik**, die verlässliche und genaue Daten aus den Prozessabläufen ermittelt und damit deren Optimierung ermöglicht.

Siemens als führender Anbieter von Prozessanalytik hat über viele Jahrzehnte seine Fähigkeit unter Beweis gestellt, Analysensysteme für Kraftwerke von der Planung bis zur Installation und Wartung erfolgreich und zuverlässig zu realisieren.

Diese Case Study gibt einen Überblick über moderne Kraftwerksprozesse und beschreibt, wie Siemens mit seiner Geräte- und Systemtechnik sowie seiner Applikationserfahrung die gestellten Aufgaben löst.

SIEMENS

Energiegewinnung in Kohlekraftwerken

Energiegewinnung aus Kohle

Die Energie*gewinnung* durch Verbrennung fossiler Rohstoffe in Kraftwerken bis hin zur Stromerzeugung ist physikalisch gesehen eine Energie*umwandlung* der chemischen Energie des Brennstoffs über die Wärmeenergie des Dampfes und die Bewegungsenergie der Turbine bis zur elektrischen Energie aus dem Generator.

Mit einem Anteil von 23% im Jahr 2002 gehört die Kohle (Stein- und Braunkohle) heute noch immer und sicher auch in weiterer Zukunft zu den wichtigsten Energieträgern der Welt. Der weitaus größte Teil der verarbeiteten Kohle dient zur Erzeugung von elektrischem Strom in Kohlekraftwerken, deren überwiegende Zahl weltweit noch zu der konventionellen Art der Dampfkraftwerke gehört.

Neuere Entwicklungen (GuD-Kraftwerke, Kombikraftwerke, siehe folgende Seite) sind jedoch im Vordringen.

Dampfkraftwerke

In Dampfkraftwerken (Bild 1) wird die in der Kohle chemisch gespeicherte Verbrennungsenergie in einer ersten Stufe mit einem Wirkungsgrad von über 90% im *Dampferzeuger* des Kraftwerks auf Wasser übertragen, wobei Wasserdampf entsteht.

Der Wasserdampf treibt in einer zweiten Stufe eine *Dampfturbine* an, wobei die im Dampf enthaltene Energie zur Erzeugung einer Drehbewegung genutzt wird. Der Wirkungsgrad dieser Umwandlung ist aus thermodynamischen Gründen begrenzt. Er ist jedoch um so größer, je höher die Dampf-Parameter *Druck* und *Temperatur* sind. Heutige Kraftwerke erreichen durch Verwendung neuer Materialen mit höherer Druck- und Temperaturbeständigkeit Werte im Bereich 35-40%.

Mit der Dampfturbine auf der gleichen Welle gekoppelt ist der *Generator*, der die übernommene Drehbewegung in elektrische Energie umwandelt.

Wirkungsgrad

Die Umwandlung von Wärmeenergie in elektrische Energie unterliegt den Gesetzen der Thermodynamik, die bei Einsatz modernster Technik einen Wirkungsgrad (produzierte Strommenge dividiert durch die eingesetzte Energiemenge) von bis zu 40% erlaubt. Weiterentwicklungen zielen sogar auf Wirkungsgrade um 55%.

Tatsache bleibt jedoch, dass bei konventionellen Dampfkraftwerken mehr als die Hälfte der eingesetzten Primärenergie nicht genutzt werden kann; sie geht in Form von Abwärme im wesentlichen über die Kühltürme verloren.

Der durchschnittliche Wirkungsgrad aller Kohlekraftwerke der Welt beträgt zur Zeit etwa 31%. Somit bietet die Technik der fossil befeuerten Kraftwerke noch ein erhebliches Entwicklungspotenzial.

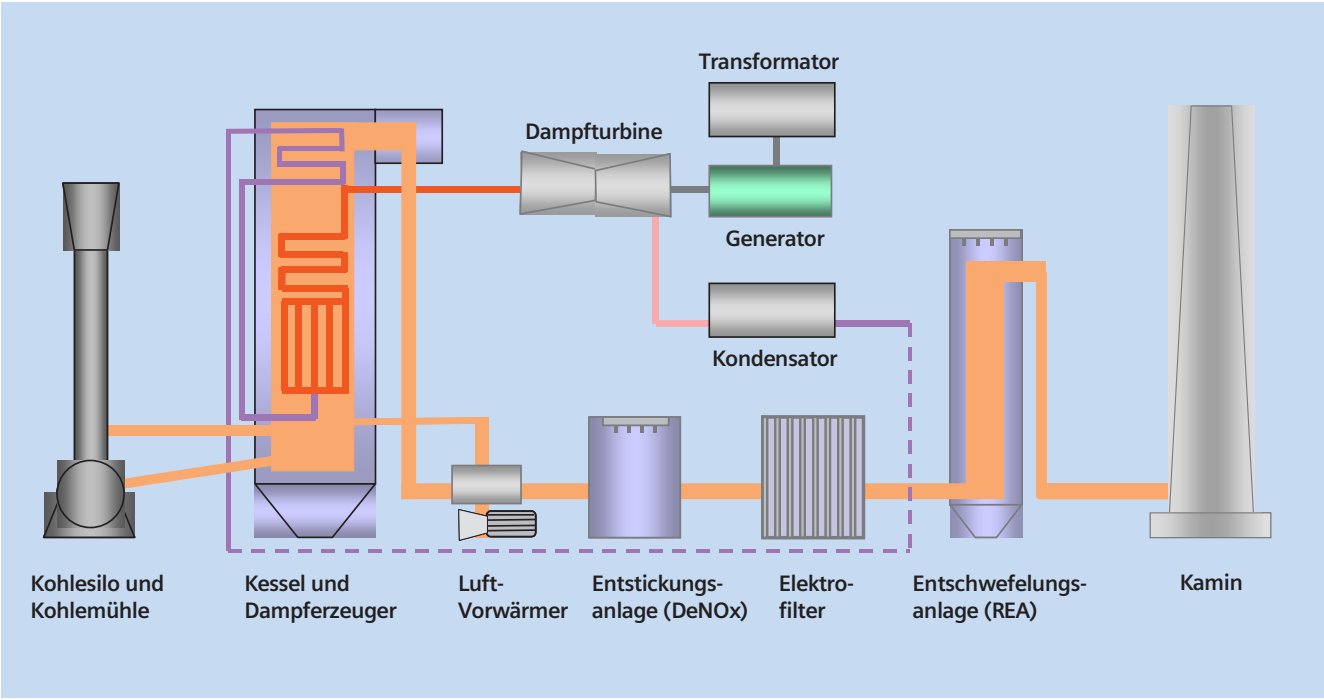

Bild 1: Dampfkraftwerk, Anlagenteile

Weiterentwicklung fossil befeuerter Kraftwerke

Kraft-Wärme-Kopplung

Die Nutzung der eingesetzten Primärenergie kann durch sog. *Kraft-Wärme-Kopplung* verbessert werden. Bei derartigen Kraftwerken wird die anfallende Abwärme nicht oder nur teilweise über einen Kühlturm abgegeben, sondern als Nah- oder Fernwärme zu Heizzwecken verwendet.

Gasturbinen-Kraftwerk

In einer Gasturbine (Bild 2) wird Luft angesaugt, im Verdichter hoch komprimiert und der Brennkammer zugeführt, wo unter Zugabe von Brennstoff (bevorzugt Gas) eine Verbrennungsreaktion stattfindet. Das sehr heiße Abgas wird bei hohem Druck durch eine Turbine geleitet, welche die Strömungsenergie in Bewegungsenergie (Rotation) umsetzt und damit einen Generator zur Stromerzeugung antreibt.

Eine bekannte, in dieser Anwendung jedoch relativ neue Technologie ist die *Kohlevergasung*, durch welche Kohle, aber auch Biomasse und Stoffe wie Asphalt in wasserstoffreiches Synthesegas (Syngas) umgewandelt werden, welches dann in einer Gasturbine verbrannt wird.

Gasturbinen werden in der Regel in Kombination mit einem nachgeschaltetem Dampferzeuger (GuD-Kraftwerk) oder Dampfkraftwerk (Kombikraftwerk) betrieben.

GuD-Kraftwerke

Ein wesentlich höherer Wirkungsgrad kann erzielt werden, wenn Gas- und Dampfturbinen in einem Kraftwerk in geeigneter Weise kombiniert werden. Solche aus Gas- und Dampfturbinen bestehenden Kraftwerke nennt man *Gas- und Dampf-(GuD) Kraftwerke* (Bild 3).

In der Regel wird hier eine Gasturbine durch die Verbrennung von Erdgas angetrieben und das heiße Turbinenabgas einem Dampferzeuger *zur Erzeugung von Frischdampf* zugeleitet. Dieser dient dann zum Antrieb einer nachgeschalteten Dampfturbine. Aus der Reihenschaltung beider Turbinenarten ergibt sich eine Steigerung des Gesamt-Wirkungsgrades, der bei GuD-Anlagen auf Erdgasbasis nahezu 60% betragen kann.

Kombikraftwerke

Ein Kombikraftwerk ist eine Kombination zwischen Gas-oder Ölkraftwerk und einem (kompletten) Dampfkraftwerk (Bild 4).

Dabei werden die heißen Abgase der mit Öl oder Gas betriebenen Gasturbine als Brennluft für den Brenner eines konventionellen Dampferzeugers verwendet. Das ist möglich, da die Abgase der Gasturbine noch genügend Sauerstoff für einen (weiteren) Verbrennungsprozess enthalten. Dadurch wird der sonst übliche, kostenintensive Luftvorwärmer (Luvo) eingespart.

Kombikraftwerke können Wirkungsgrade um die 60% erreichen.

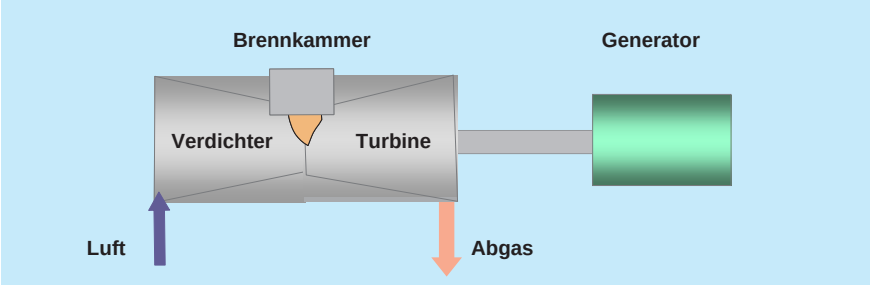

Bild 2: Gasturbinen-Kraftwerk, schematisch

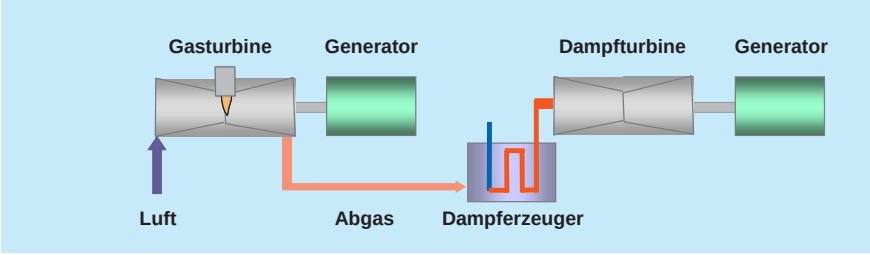

Bild 3: Gas- und Dampfkraftwerk, GuD, schematisch

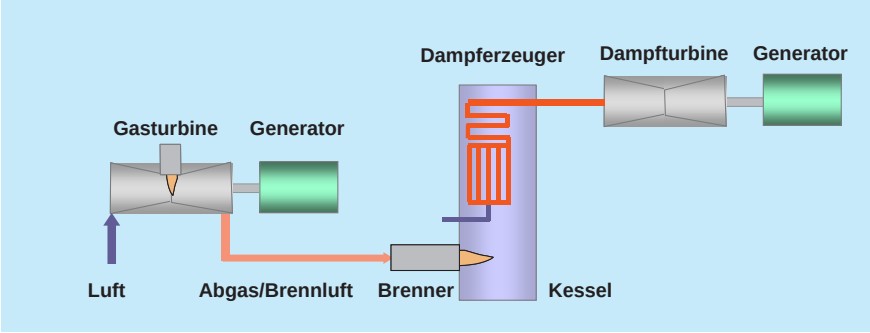

Bild 4: Kombikraftwerk, schematisch

Rauchgas und Rauchgasreinigung

Rauchgas

Bei der Verbrennung von organischem Material (z.B. Kohle oder Öl), von Haus- und gewerblichem Müll, aber auch bei verfahrenstechnischen Prozessen entstehen Abgase (Rauchgase), die im Rahmen des Umweltschutzes nicht ohne reinigende Nachbehandlung (*Rauchgasreinigung*) an die Atmosphäre abgegeben werden dürfen. Von internationalen und nationalen Behörden werden in Richtlinien und Verordnungen (siehe Seite 5) Konzentrationsgrenzwerte festgelegt, die im Rauchgas vor Verlassen des Kamins nicht überschritten werden dürfen.

Bild 5 zeigt als Beispiel die in der entsprechenden deutschen Verordnung (13. Bundes-Immissionsschutz-Verordnung, BImSchV) festgelegten *kleinsten* Grenzwerte für die Gaskomponenten CO, NO und SO_2 sowie die erforderlichen kleinsten Messbereiche der eingesetzten Messgeräte.

In Abhängigkeit von der Anlagengröße bzw. Feuerungswärmeleistung können auch höhere Grenzwerte gelten.

Gaskomponente	Kleinste mögliche Grenzwerte und Messbereiche (*) gemäß 13. BImSchV in mg/m³ für verschiedene Brennstoffe			
	Feste Brennstoffe	Flüssige Brennstoffe	Gasförmige Brennstoffe	Gasturbinen
CO	150 / 300 / 450	80 / 160 / 240	50 / 100 / 150	100 / 200 / 300
NO (**)	200 / 400 / 600	150 / 300 / 450	100 / 200 / 300	50 / 100 / 150
SO_2	200 / 400 / 600	200 / 400 / 600	200 / 400 / 600	200 / 400 / 600

(*) Reihenfolge der Werte bedeuten
Tagesmittelwert / Halbstunden-Mittelwert / erforderlicher kleinster Messbereich
(**) Messbereiche für NO angegeben als NO_2 (Faktor 1,53)

Bild 5: Grenzwerte und Messbereiche bei der Emissionsüberwachung am Beispiel Deutschland

Rauchgasreinigung

Bei der Verbrennung von Kohle entstehen Emissionen, die für die Umwelt erhebliche Belastungen verursachen können, vor allem Kohlendioxid (CO_2), Schwefeldioxid (SO_2), Stickoxide (NO_x) und Staub.

Kohlendioxid galt früher als unbedenklich, heute wird ihm ein wesentlicher Beitrag zum Treibhauseffekt zugerechnet. Ein wirtschaftlich zu betreibendes Verfahren für die Zurückhaltung des CO_2 in fossilen Kraftwerken ist bis heute nicht bekannt.

Die in Kraftwerken realisierten Maßnahmen zur Rauchgasreinigung bestehen aus Anlagen zur

- Rauchgasentschwefelung **(REA)**,
- Rauchgasentstickung **(DeNOx)**
- Rauchgasentstaubung

Für Entschwefelung und Entstickung gibt es zwei alternative Ansätze, und zwar durch Maßnahmen, die bereits während des Verbrennungsvorganges wirken (Primärmaßnahmen) und solche, die erst am entstandenen Rauchgas ansetzen (Sekundärmaßnahmen).

Rauchgasentschwefelung

Unter den verschiedenen Verfahren der Rauchgasentschwefelung (REA) hat sich das Nasswaschprinzip weitgehend durchgesetzt. Dieses Verfahren ist ein Sekundärverfahren und setzt am entstandenen Rauchgas an.

Das Kernstück einer solchen REA ist der Waschturm, in welchem das ungereinigte Rauchgas intensiv mit einer Waschsuspension (meist feingemahlener Kalkstein in Wasser) besprüht wird. Das Schwefeldioxid wird dabei durch chemische Reaktionen von der Waschlösung weitgehend absorbiert. Dabei geht das gasförmige Schwefeldioxid zuerst in Lösung, bevor es als Calziumsulfit und abschließend als Calziumsulfat-Dihydrat (Gips) gebunden wird.

Rauchgasentstickung

Für die Rauchgasentstickung sind verschiedene Verfahren bekannt:

Als *Primärverfahren* werden, vor allem in Braunkohlekraftwerken, spezielle NOx-arme Brenner eingesetzt, kombiniert mit einer optimierten (gestuften) Luftzuführung zur Stickoxidminderung bereits während der Verbrennung.

In gleicher Richtung wirkt auch das Prinzip der Wirbelschichtfeuerung.

Als *Sekundärmaßnahme* hat sich das SCR (Selective Catalytic Reduction)-Verfahren durchgesetzt, welches die Stickoxide im Rauchgas selektiv reduziert. Dabei wird das Rauchgas mit einem Gemisch aus Ammoniak und Luft angereichert, wodurch die Stickoxide in einer chemischen Reaktion in molekularen Stickstoff und Wasser umgewandelt werden. Hierbei ist die exakte Dosierung des Ammoniaks und daher seine genaue Konzentrationsbestimmung sehr wichtig.

Rauchgasentstaubung

Für die Rauchgasentstaubung werden Elektrofilter oder (gelegentlich) Gewebefilter eingesetzt.

Elektrofilter nutzen die Kraftwirkung auf geladene Partikel in einem elektrischen Feld zur Staubabscheidung aus. Die durch Anlagerung negativer Ionen aufgeladenen Staubpartikel werden in einem elektrischen Feld zu einer Niederschlagselektrode geführt und dort gesammelt. Bei Elektrofiltern besteht grundsätzlich die Gefahr einer Explosion durch Einströmen eines explosiven Gasgemisches in das elektrische Feld. Zur Verhinderung wird die CO-Konzentration vor dem Filter überwacht.

Emissionsüberwachung
Richtlinien und Verordnungen in Europa

Die europäische Richtlinie 2001/80/EG

Die neue europäische Richtlinie 2001/80/EG für Großfeuerungsanlagen hat per 23. Oktober 2001 Gültigkeit erlangt. Sie muss von den Mitgliedsstaaten in nationales Recht umgesetzt werden.

In Deutschland wurde dafür die seit 1983 bestehende Verordnung über Großfeuerungsanlagen (13. BImSchV) überarbeitet und am 20. Juli 2004 in einer novellierten Fassung als Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen veröffentlicht.

Die novellierte 13. BImSchV

Die novellierte 13. BImSchV stellt Anforderungen an Errichtung, Beschaffenheit und Betrieb von Feuerungsanlagen einschließlich Gasturbinenanlagen (diese waren bisher in der TA-Luft erfasst) mit einer Feuerungswärmeleistung von größer 50 MW für feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe.

Ausgenommen von der neuen Verordnung sind konkret benannte Anlagen wie z.B. Hochöfen und Clausanlagen. Die Verordnung gilt auch nicht für Anlagen, die der Verbrennung oder Mitverbrennung von Abfällen dienen und somit dem Anwendungsbereich der 17. BImSchV unterliegen.

Wesentliche Neuerungen

- Die Staubgrenzwerte der neuen Verordnung sind schärfer gefasst und auch die Grenzwerte für Schwefel- und Stickstoffoxide sind herabgesetzt worden.
- Neu überwacht werden müssen u.a. Quecksilber (bei Festbrennstoffen), Summengrenzwerte Schwermetalle, Dioxine und Furane sowie Gesamt-C bei Biobrennstoffen.
- Die novellierte 13. BImSchV stellt jedoch vor allem grundsätzlich **neue Anforderungen an die messtechnische Überwachung.**
  In § 14 wird für die Probennahme und Analyse aller Schadstoffe sowie für die Referenzmessverfahren zur Kalibrierung automatischer Messsysteme die *Anwendung von CEN-Normen* (oder ggf. anderer Normen) vorgeschrieben. Dieses Vorgehen soll sicherstellen, dass Messdaten von gleichwertiger wissenschaftlicher Qualität ermittelt werden.

Qualitätssicherung durch CEN-Normen

Aus den Festlegungen der novellierten 13. BImSchV ergibt sich die zwingende Anwendung der **DIN EN 14181** (deutsche Fassung im September 2004 erschienen) sowie der **EN ISO 14956** (seit 2002 Norm mit nationalen Status in allen CEN-Mitgliedsstaaten), die sich beide mit der Festlegung von Maßnahmen zur Qualitätssicherung (Quality Assurance Levels, QAL) beim Einsatz von automatischen Messsystemen befassen.

In der DIN EN 14181 *"Emissionen aus stationären Quellen - Qualitätssicherung für automatische Messeinrichtungen"* wird vorgeschrieben, welche Eigenschaften automatische Messeinrichtungen (AMS) haben müssen und wie sie zu installieren, zu kalibrieren und zu warten sind.

Die Norm beschreibt die notwendigen Verfahren der Qualitätssicherung, damit automatische Messeinrichtungen (AMS) die von Behörden oder Richtlinien festgelegten Anforderungen an die Unsicherheit von Messwerten einhalten können.

Um dieses Ziel zu erreichen, werden in der Norm drei Qualitätssicherungsstufen (QAL 1-3) und eine Funktionsprüfung (AST) festgelegt:

- **QAL 1**
  Grundsätzliche Eignung der Messeinrichtung für die Messaufgabe (Details in EN ISO 14956)
- **QAL 2**
  Einbau und Kalibrierung der AMS, Ermittlung der Messunsicherheit sowie Überprüfung der Einhaltung zulässiger Messunsicherheiten
- **QAL 3**
  Regelmäßige Driftkontrolle der AMS im Betrieb
- **AST** (Annual Surveillance Test)
  Jährliche Funktionsprüfung.

Die DIN EN 14181 machte damit auch eine Novellierung der VDI 3950 Blatt 1 (Kalibrierung automatischer Messeinrichtungen) erforderlich. In dieser Novelle wird u.a. gefordert, dass *„die Kalibrierung und Funktionsprüfung von Messeinrichtungen gemäß DIN EN 14181 durchgeführt werden muss"*.

In der EN ISO 14956 *"Luftbeschaffenheit - Beurteilung der Eignung eines Messverfahrens durch Vergleich mit einer geforderten Messunsicherheit"* wird die Feststellung der Eignung einer automatischen Messeinrichtung und des Messverfahrens behandelt, was der Qualitätssicherungsstufe QAL 1 entspricht. Das beschriebene Verfahren beruht auf der Berechnung der Gesamtunsicherheit der Messwerte der Messeinrichtung auf Basis einzelner, zur Unsicherheit beitragender Verfahrenskenngrößen.

Europäische Richtlinie 2001/80/EG
für Großfeuerungsanlagen.
Gültig seit 23. Oktober 2001.

↓

Umsetzung in Deutschland durch Novellierung der **13. BImSchV**
Gültig seit 20. Juli 2004.

↓

Gemäß novellierter 13. BImSchV müssen Probennahme und Analyse nach einschlägigen **CEN-Normen** durchgeführt werden. Dadurch erlangen die **CEN-Normen EN 14956 und EN 14181** Gültigkeit im Sinne der 13. BImSchV.

↓

Die Normen EN 14956 und EN 14181 befassen sich mit der Festlegung von Qualitätssicherungsstufen (QAL 1-3) und einer Funktionsprüfung (AST). Ziel ist die Verwendung geeigneter Messtechnik und deren korrekter Einbau und Betrieb.

↓

Angesprochen sind
Gerätehersteller (QAL 1), Prüfstellen (QAL 2 und AST) sowie Betreiber (QAL 3).

Siemens-Prozessanalytik im Kohlekraftwerk

Aufgabenstellung

In Kohlekraftwerken ist der Einsatz von kontinuierlich messenden Analysatoren und Messgeräten an vielen Stellen erforderlich. Die Messungen dienen der

- **Funktion und Wirtschaftlichkeit** des Kraftwerksbetriebes durch laufende Überwachung aller Verfahrensschritte und daraus folgenden Optimierungsmaßnahmen, der
- **Sicherheit** von Personen und Anlagen durch Überwachung auf Explosions- oder Brandgefahr und dem
- **Umweltschutz** durch Steuerung und Kontrolle der zur Rauchgasreinigung eingesetzten Anlagen sowie zur Überwachung der Restkonzentrationen von Schadstoffen im Rauchgas auf Einhaltung der zulässigen Grenzwerte.

Bei der Verbrennung von Kohle entstehen neben den festen Rückständen Schlacke, Asche und Staub vor allem gasförmige Verbindungen:

- Kohlenmonoxid (CO) entsteht bei unvollständiger Verbrennung, d.h. bei Sauerstoffmangel, was durch entsprechend geregelte Luftzufuhr minimiert werden kann.
- Kohlendioxid (CO_2) bildet sich bei der vollständigen Verbrennung von Kohle.
- Schwefeldioxid (SO_2) bildet sich während der Verbrennung aus dem Luftsauerstoff und dem Schwefelgehalt der Kohle.
- Stickoxide (NO_x) entstehen während der Verbrennung aus dem Sauerstoff der Verbrennungsluft und dem Stickstoff der Verbrennungsluft und der Kohle.

Zusätzlich von Bedeutung ist Ammoniakgas (NH_3), das zur Entstickung in der DENOX -Anlage Verwendung findet, und schließlich spielt auch Wasserstoff (H_2) bei der Überwachung der Generatorkühlung und zur Früherkennung von Transformator-Schäden eine wichtige Rolle.

Messprinzipien der Gasanalyse

Analysengeräte sind keine „Universalisten“, für jede Aufgabe müssen geeignete Geräte und Messprinzipien gewählt werden, wozu Erfahrung und Expertenwissen erforderlich ist. Von Einfluss sind hier analytische Erfordernisse ebenso wie wirtschaftliche Überlegungen oder die örtlichen Gegebenheiten an der Messstelle.

Bei den Messprinzipien ist ein genereller Unterschied zu beachten:

Das **extraktive Messprinzip** beruht auf der Messung einer dem Prozessstrom entnommenen und geeignet aufbereiteten (u.a. definierte Trocknung durch Kühlung) Probe außerhalb der Prozessatmosphäre. Hier wird unter optimalen Messbedingungen, aber nicht zeitgleich gemessen.

Das **In-Situ-Messprinzip** bedeutet Messung direkt im Gaskanal, zeitgleich mit den Prozessabläufen und damit mit der Möglichkeit einer sehr schnellen Reaktion. Allerdings sind Teile des Messgerätes den oft sehr rauen Bedingungen im Prozess direkt ausgesetzt. Weiterhin erfolgt die Messung an dem in der Regel feuchtem Prozessgas, was bei Vergleich der Messergebnisse mit denen anderer Methoden berücksichtigt werden muss.

Beide Messprinzipien haben sinnvolle Einsatzgebiete und ergänzen sich. Ein Anbieter beider Messprinzipien kann dem Anwender so die jeweils beste Lösung für dessen aktuelle Aufgabe bieten.

Siemens-Prozessanalytik

Die Siemens-Prozessanalytik ist einer der weltweit führenden Lieferanten von Geräten, Einrichtungen und Dienstleistungen der Prozessanalytik, mit Kompetenzzentren in Deutschland, Singapur, USA und China.

Neben einem breiten Angebot an leistungsfähigen Analysatoren (Bild 6) liefert die Siemens-Prozessanalytik in großem Umfang Analysensysteme. Der Leistungsbereich erstreckt sich dabei von Planung und Engineering über die Fertigung bis hin zu Montage, Inbetriebnahme und der späteren Wartung. Siemens entwickelt und fertigt auf spezielle Anwenderbedürfnisse ausgerichtete Systeme und unterstützt so den Anwender, seine individuelle Anlage und seinen Prozess so wirtschaftlich wie möglich zu betreiben.

In Kohlekraftwerken sind kontinuierlich arbeitende Gasanalysatoren (mit extraktiver Probennahme oder nach dem In-situ-Messprinzip) die bei weitem wichtigste Klasse von Analysengeräten, gefolgt von Geräten der Flüssigkeitsanalyse und, für Spezialaufgaben, auch Gas-Chromatographen.

Siemens Prozessanalytik	
Kontinuierliche Gasanalysatoren	• Gasanalysatoren der Baureihe 6: OXYMAT 6/61, ULTRAMAT 6, CALOMAT 6 und FIDAMAT 6 • Mehrkomponenten-Gasanalysator ULTRAMAT 23 • In-situ-Laser-Gasanalysator LDS 6
Gasentnahme	• Geräte zur Gasentnahme und Gaskonditionierung für extraktive Messeinrichtungen
Prozess-Gas-Chromatographen	• MAXUM edition II Gas-Chromatograph, universell und flexibel • MicroSAM, kompakt, Installation direkt am Ort der Probennahme
Prozess-Spektrometer	• Ionen-Cyclotron Resonanz-Massenspektrometer QUANTRA
Systembau	• Planung, Engineering, Installation und Service von Analysensystemen weltweit • Fertigungen in Deutschland, Singapur und USA

Bild 6: Produktspektrum der Siemens-Prozessanalytik

Kontinuierliche Gasanalysatoren

Die sehr universell für verschiedenste Anwendungen einsetzbaren Gasanalysatoren der Baureihe 6 verwenden je nach Messaufgabe unterschiedliche Mess- und Detektionsprinzipien (Bild 8).

Baureihe 6-Analysatoren mit extraktiver Technik

Die meisten Gerätetypen der Baureihe 6 nutzen die bewährte *extraktive Probennahme* mit Installation der Geräte getrennt vom Prozess (z.B. in Analysenhäusern) unter optimierbaren Umgebungsbedingungen. Für bestimmte Einsatzbereiche bzw. Betriebsbedingungen sind spezifische Gerätevarianten verfügbar, z.B. Einschub- oder Feldgeräte, korrosionsbeständige oder explosionsgeschützte Versionen sowie Kommunikationsschnittstellen wie Ethernet oder Profibus. Wichtige Eigenschaften dieser Geräte zusammen mit dem daraus resultierende Anwendernutzen zeigen Bild 9, 12 und 22.

Gasanalysator ULTRAMAT 23

Der ULTRAMAT 23 ist ein extraktiv arbeitender Gasanalysator zur gleichzeitigen Erfassung der Komponenten CO, NO, SO_2 und O_2 in einem Gerät. Eine für den Betrieb ganz besonders vorteilhafte Eigenschaft des ULTRAMAT 23 ist dessen Kalibrierprinzip unter Verwendung von Umgebungsluft. Eine Überprüfung mit kostspieligen Prüfgasen ist nur einmal jährlich notwendig. Weitere Eigenschaften und Anwendernutzen zeigt Bild10.

Bild 7: ULTRAMAT 23

Geräte, Mess- und Detektionsprinzipien			Anwendungsbereich
ULTRAMAT 6	extraktiv	Nicht-dispersive IR-Absorption	Bestimmung von IR-aktiven Gaskomponenten (bis zu drei Komponenten in einem Gerät)
OXYMAT 6/61	extraktiv	Paramagnetismus	Bestimmung von O_2
FIDAMAT 6	extraktiv	Flammenionisation	Summen-Bestimmung von Kohlenwasserstoffen
CALOMAT 6	extraktiv	Wärmeleitfähigkeit	Bestimmung von H_2 und Edelgasen
ULTRAMAT 23	extraktiv	Nicht-dispersive IR-Absorption + elektrochemische Zelle	Simultan-Bestimmung von bis zu drei IR-aktiven Komponenten (z.B. CO, NO und SO_2) sowie O_2
LDS 6	in-situ	(Laserdioden-) Lichtabsorption	Bestimmung von O_2, NH_3, HCl, HF, H_2O, CO, CO_2 und weiteren.

Bild 8: Mess- und Detektionsprinzipien kontinuierlicher Gasanalysatoren

Geräteeigenschaften ULTRAMAT 6	Anwendernutzen
Zweischichtdetektor mit spezifisch einstellbarer optischer Weglänge (Optischer Koppler)	Bestmögliche Selektivität und damit Messgenauigkeit Optimierung für aktuelle Analysenaufgabe
Detektor mit Mikroströmungsfühler als Messwertgeber ohne bewegte Teile	Keine Mikrophonie-Effekte; minimales Signal-Rauschen, hohe Genauigkeit
Sehr stabiler mechanischer Aufbau Elektronik und Physik gasdicht getrennt in einem robusten Gehäuse, Schutzart IP65	Sehr hohe Betriebssicherheit und Standzeit
Messkammer leicht und vor Ort zu reinigen	Geringer Wartungs- und Teileaufwand
SIPROM GA Softwarepaket für Fernbedienung und -wartung. Schnittstelle für PROFIBUS PA (Option)	Leichte Einbindung in automatisierte Anlagen
In einem Gehäuse kombinierbar mit dem Sauerstoff-Analysator OXYMAT 6	Kostensenkung durch Bearbeitung mehrerer Messaufgaben mit einem Gerät

Bild 9: Eigenschaften und Anwendernutzen des ULTRAMAT 6

Geräteeigenschaften ULTRAMAT 23	Anwendernutzen
Einstrahlphysik mit Mehrschicht-Detektor und integrierter AUTOCAL-Funktion	Hohe Selektivität und Stabilität Keine Vorhaltung von Prüfgasen durch den Betreiber erforderlich Justierung mit Umgebungsluft
Modulare Bauweise mit 1-3 IR-Kanälen und zusätzlicher Option für O_2-Messung mit elektrochemischer Zelle	Hohe Wirtschaftlichkeit durch Messung von bis zu 4 Komponenten in einem Gerät und hohe Standzeit der O_2-Zelle
Küvetten leicht zu reinigen O_2-Zelle sehr leicht austauschbar	Geringer Wartungsaufwand
SIPROM GA Softwarepaket für Fernbedienung und -wartung. Schnittstelle zu PROFIBUS PA (Option)	Leichte Einbindung in automatisierte Anlagen

Bild 10: Eigenschaften und Anwendernutzen des ULTRAMAT 23

Siemens-Prozessanalytik im Kohlekraftwerk (Fortsetzung)

Baureihe 6-Analysator mit in-Situ-Technik

Der Analysator LDS 6 (Bild 11) verwendet das *In-situ-Messprinzip* zur Bestimmung von Komponenten direkt in einem Prozessstrom. LDS 6 ist ein Laserdioden-Gasanalysator auf Basis der Absorptionsspektroskopie. Als Lichtquelle dient ein Diodenlaser, dessen Wellenlänge auf eine Absorptionslinie des zu messenden Gases abgestimmt ist. Auf Grund seines Messprinzips ist der LDS 6 ganz besonders für Real-time-Messaufgaben geeignet

Gas-Chromatographen

Der MicroSAM ist der neueste Siemens-Gas-Chromatograph mit Installation direkt am Ort der Probennahme (siehe Seite 10).

Der MAXUM edition II repräsentiert eine besonders vielseitige Spitzentechnologie in der Prozess-Gas-Chromatographie.

Gerätezulassungen

Für den Einsatz bei behördlich vorgeschriebenen Emissionsmessungen verfügen die Geräte der Baureihe 6 sowie der ULTRAMAT 23 über die erforderlichen Zulassungen bzw. Zertifikate. Eine Übersicht hierzu gibt Bild 14.

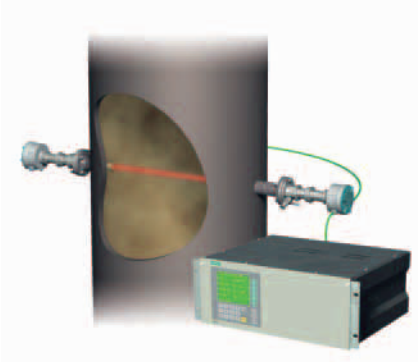

Bild 11: In-Situ-Gasanalysator LDS 6

Geräteeigenschaften OXYMAT 6	Anwendernutzen
Sehr einfacher und robuster Geräteaufbau ohne bewegte Teile	Hohe Betriebssicherheit, Verfügbarkeit und Lebensdauer; sehr geringer Wartungsbedarf
Streng lineares Messprinzip	Höchste Messgenauigkeit
Sehr kurze Ansprechzeit	Kurze Reaktionszeiten
Differenzmessung von zwei Gasströmen in einem Gerät mit nur einem Messsystem. Keine elektronische Nullpunktunterdrückung	Realisierung sehr kleiner Messbereiche bei hohen (Absolut-)konzentrationen und damit sehr hohe Messgenauigkeit
Messwertdrift < 0,5%/Monat der jeweiligen Messspanne	Sehr hohe Messgenauigkeit Seltener Rekalibrierungsbedarf
SIPROM GA Softwarepaket für Fernbedienung und -wartung Schnittstelle zu PROFIBUS PA (Option)	Leichte Einbindung in automatisierte Anlagen
In einem Gehäuse kombinierbar mit dem NDIR-Analysator ULTRAMAT 6	Kostensenkung durch Bearbeitung mehrerer Messaufgaben mit einem Gerät

Bild 12: Geräteeigenschaften und Anwendernutzen des OXYMAT 6

Geräteeigenschaft LDS 6	Anwendernutzen
Verwendung von Lichtwellenleiter-Technik zur Entkopplung des Lasers von der/den Messstellen	Einfache Installation und robuster Betrieb auch unter schwierigen Messbedingungen Bis zu 1.000 m Distanz zwischen Messgerät und Messstelle möglich
Interner Referenzkanal mittels eingebauter Referenzgasküvette	Stabiler Langzeitbetrieb, Selbstkalibrierung, automatische Fehlerdiagnose/-behebung
Bis zu drei externe Messkanäle	Kostengünstiger Systemaufbau/-Erweiterung
Vollwertiger Steuerungsrechner mit Remote-Access-Schnittstelle	Einfache Parametrierung am Gerät Schnelle Fehlerdiagnose und ggf. -behebung aus der Ferne
Eigensichere Ex-Ausführung	Einfache Installation und sicherer Betrieb in Ex-Bereichen
Robustes, modulares Sensor-Design	Einfache Anpassung an unterschiedliche Installationsbedingungen
Sehr breites Anwendungsspektrum	Synergiegewinn aus verschiedenen Anwendungsbereichen; gleichzeitige Überwachung sehr unterschiedlicher Messstellen/Prozessstufen möglich

Bild 13: Geräteeigenschaften und Anwendernutzen des LDS 6

Gerät	Zulassungen				
	TA-Luft	13.	17.	MCERTS	EN 14956
ULTRAMAT 6	✓	✓	✓	✓	✓
OXYMAT 6	✓	✓	✓	✓	N / A
CALOMAT 6	N / A	N / A	N / A	N / A	N / A
CALOMAT-System	N / A	N / A	N / A	N / A	N / A
FIDAMAT 5	✓	✓	✓	—	✓
FIDAMAT 6	in Vorbereitung				
LDS 6	in Vorbereitung				
ULTRAMAT 23	✓	✓		✓	✓

Bild 14: Gerätezulassungen für Emissionsmessungen

Typische Messstellen und Messkomponenten in einem Kohlekraftwerk

Typische Messstellen im Kohlekraftwerk

Bild 15 zeigt eine Übersicht über die Lage typischer Messpunkte in einem Kohlekraftwerk und zusätzlich den Messpunkt 9 für den Einsatz an einer Gasturbine. In Bild 16 sind die jeweiligen Messkomponenten aufgelistet, zusammen mit Messbereichen und den für die jeweilige Aufgabe besonders geeigneten Siemens-Analysatoren. Reale Anlagen können je nach Erbauer und Betreiber davon abweichend konzipiert sein.

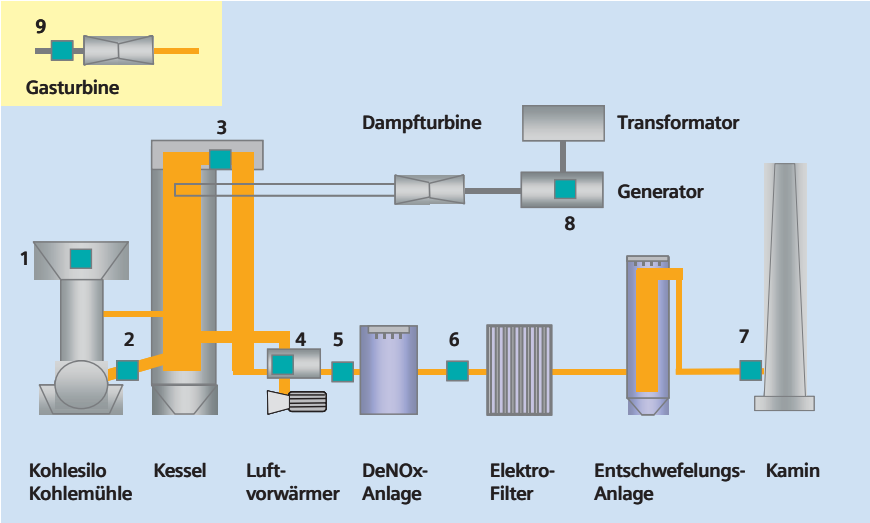

Bild 15: Typische Messstellen in einem Kohlekraftwerk

MP	Messpunktlage	Mess-Komponente	Typischer Mess-bereich	Messaufgabe	Hinweis	Bestgeeigneter Analysator
1	Kohlebunker	CO	0 ... 5%	Schutz vor Schwelbrand und Explosion	Siemens-Lösung: Siehe Seite 12	LDS 6
2	Hinter Kohlemühle	O_2	0 ... 10%	Lecküberwachung	Bei Inertgasbetrieb	OXYMAT 6
3	Nach Feuerraum	O_2	0 ... 10%	Verbrennungsoptimierung	Siemens-Lösung: Siehe Seite 10	LDS 6
4	Luftvorwärmer	O_2	0 ... 10%	Verbrennungsoptimierung		OXYMAT 6
5	Vor DENOX	CO NO_x SO_2 O_2, T	0 ... 500 mg/m^3 0 ... 1800 mg/m^3 0 ... 4000 mg/m^3 0 ... 10%	Verbrennungsoptimierung Funktionskontrolle DENOX Emissionsüberwachung	Siemens-Lösung: Siehe Seite 11	ULTRAMAT 23 OXYMAT 6
6A	Vor Elektrofilter Vor REA	NO_x SO_2 O_2 Staub	0 ... 1800 mg/m^3 0 ... 4000 mg/m^3 0 ... 10% 0 ... 20 g/m^3	Emissionsüberwachung		ULTRAMAT 23 NN
6B	Vor Elektrofilter Vor REA	CO NH_3	0 ... 500 mg/m^3 0 ... 10 mg/m^3	Funktionskontrolle DENOX Schutz des E-Filters	Siemens-Lösung: Siehe Seite 12	LDS 6
7	Kamin	CO NO SO_2 O_2 Staub	0 ... 500 mg/m^3 0 ... 1800 mg/m^3 0 ... 400 mg/m^3 0 ... 10% 0 ... 20 mg/m3	Emissionsüberwachung Funktionskontrolle REA	Siemens-Lösung: Siehe Seite 14	ULTRAMAT 23 OXYMAT 6 NN
8	Generator	H_2 Ar / CO_2	80 ... 100% 0 ... 100%	Kühlgasüberwachung Optimierung Wirkungsgrad	Siemens-Lösung: Siehe Seite 13	CALOMAT 6-System
9	Gasturbine	Diverse		Qualitätsüberwachung Brenngas (Heizwert, Dichte)	Siemens-Lösung: Siehe Seite 10	MicroSAM

Bild 16: Messstellen, Messkomponenten und Messbereiche gemäß Bild 15

Lösungen von Siemens-Prozessanalytik: Feuerungsoptimierung, Brenngasanalyse

Optimierung einer Kesselfeuerung

Luftüberschuss und optimale Verbrennung

Verbrennung ist die Umwandlung von primärer chemischer Energie der Brennstoffe in Wärme über den Prozess der Oxidation bei hohen Temperaturen. Der für die Verbrennung benötigte Sauerstoff wird als Teil der Verbrennungsluft zugeführt. Im idealen (stöchiometrischen) Zustand reicht der zugeführte Sauerstoff gerade zur vollständigen Oxidation aller brennbaren Bestandteile aus. Tatsächlich muss jedoch mehr Sauerstoff (Brennluft) zugeführt werden, um Effekte wie unvollständige Vermischung u.a. zu kompensieren. Die zusätzliche Luftmenge wird als *Luftüberschuss* bezeichnet.

Ein zu hoher Luftüberschuss verursacht einen Anstieg der NOx-Bildung und zugleich Energieverluste durch Verdünnung mit kühler Luft. Ein zu geringer Luftüberschuss fördert den Anstieg von CO. Beide Effekte sind unerwünscht und daher ist der Luftüberschuss ein entscheidender Parameter für eine optimale Verbrennung und damit einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb mit hohem Wirkungsgrad.

Lösung mit dem LDS 6

Durch Einsatz des LDS 6 für in-situ-Messungen direkt in der heißen Verbrennungszone werden dort *Sauerstoffkonzentration und Temperatur* nahezu in Echtzeit gemessen. Beide Größen werden zu gleicher Zeit im gleichen Gasvolumen unter Nutzung des gleiches Satz von Absorptionslinien bestimmt. Das Sensorpaar misst über eine Wegstrecke von einigen Metern, was zu repräsentativen Messergebnissen direkt aus dem Brennraum führt (Bild 17).

Die sehr robust aufgebauten Sensoren des LDS 6 sind über Lichtleiter mit der Zentraleinheit verbunden, welche mehrere hundert Meter von der Messstelle entfernt installiert sein kann.

Die schelle Bestimmung von Luftüberschuss und Temperatur mit dem LDS 6 bedeutet

- Höherer Wirkungsgrad, da eine geringere Luftmenge erhitzt werden muss
- Kostensenkung durch geringeren Energieeinsatz bei Gebläsen für Verbrennungsluft und Rauchgas
- Geringere NOx -Emissionen, geringerer Gasfluss und daher geringerer Aufwand für Gasreinigung
- Reduziertes Schadenspotenzial durch Hochtemperatur-Korrosion.

Lösung mit OXYMAT 6 oder ULTRAMAT 23

Die Applikation der Feuerungsoptimierung kann auch mittels extraktiv arbeitender Gerätetechnik erfolgreich gelöst werden. Siemens bietet hierfür mit den Geräten OXYMAT 6 bzw. OXYMAT 61 für die Sauerstoffbestimmung oder dem ULTRAMAT 23 für eine zusätzliche CO-Bestimmung (inklusive O_2) sehr gut geeignete Geräte an.

Optimierung einer Gasturbinenfeuerung

Die Zusammensetzung und damit die Qualität des zum Betrieb einer Gasturbine eingesetzten Brenngases (Erdgas, Syngas) ist von Einfluss auf deren optimale Betriebsbedingungen. Es ist daher wirtschaftlich und zunehmend üblich, das Brenngas auf die Konzentration wichtiger Komponenten wie Stickstoff, Kohlendioxid, Methan, Ethan, Propan, iso-Butan, n-Butan, neo-Pentane u.a. zu untersuchen. Dazu werden Gaschromatographen eingesetzt, siehe Messpunkt 9 in Bild 15.

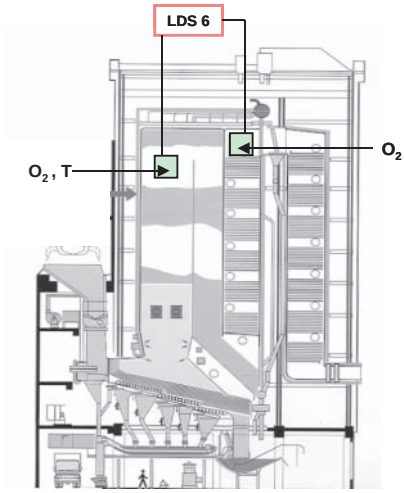

Bild 17: Messanordnung LDS 6 zur Feuerungsoptimierung

Eine besondere Eignung für diese Aufgabe hat der neue Kompakt-Gaschromatograph MicroSAM von Siemens, der unmittelbar am Ort der Messung installiert wird (Bild 18).

Eine typische Applikation mit diesem Gerät umfasst die Analyse von ca. 10 Komponenten in nur 150 s und die Errechnung von Heizwert und Dichte.

Der besondere Anwendernutzen liegt in der ständig überprüften Gasqualität bei geringen Investitionskosten und sehr einfacher Handhabung.

Bild 18: Kompakt-Gaschromatograph MicroSAM im Einsatz zur Erdgasüberwachung

Lösungen von Siemens-Prozessanalytik: Überwachung einer DeNOx-Anlage

DeNOx-Überwachung durch Schlupfmessung

Zur Entstickung von Rauchgasen dienen heute bevorzugt die beiden Verfahren

- *Selective Catalytic Reduction* (SCR),
- *Selective Non-Catalytic Reduction* (SNCR).

SCR-Anlagen sind vor allem in Großanlagen wie Kohlekraftwerken im Einsatz, während die SNCR-Technologie ihren Schwerpunkt bei kleinen bis mittleren Müllverbrennungsanlagen hat.

Beim SCR-Prozess ist eine Zunahme des Schlupfs bei sonst konstanten Bedingungen ein deutlicher Hinweis auf einen abnehmenden Wirkungsgrad des Katalysators.

Beim SNCR-Prozess ist, bei konstantem NOx-Gehalt hinter der Reaktionszone, der NH_3-Schlupf ein klarer Indikator für die jeweils aktuellen Reaktionsbedingungen.

Der LDS 6-Analysator kann zur Optimierung beider Verfahren eingesetzt werden.

Ein einziger LDS 6-Gasanalysator ist in der Lage, den NH_3-Schlupf an bis zu drei Messstellen einer Anlage gleichzeitig zu erfassen (Bild 19). Für die DeNOx-Überwachung misst je ein Sensorpaar die Ammoniakkonzentration direkt hinter dem Katalysator bzw. der Hochtemperatur-Reaktionszone. Da LDS 6 die NH_3-Konzentration in Echtzeit verfügbar macht, wird dadurch eine sehr schnelle Regelung erreicht und Betriebsphasen mit Überdosierung werden vollständig vermieden. Ein weiterer Messpunkt dient der Emissionsüberwachung direkt im Kamin. Hier wird über ein drittes Sensorpaar die Restmenge NH_3 und damit auch die Gesamtmenge an Stickoxiden erfasst.

Anwendernutzen

Die gegenüber anderen Verfahren kürzere Ansprechzeit ermöglicht eine schnellere Regelung und damit eine bestmögliche Anlageneffizienz.

Das In-situ-Messprinzip sichert repräsentative NH_3-Messungen ohne Nebeneffekte oder Quereinflüsse.

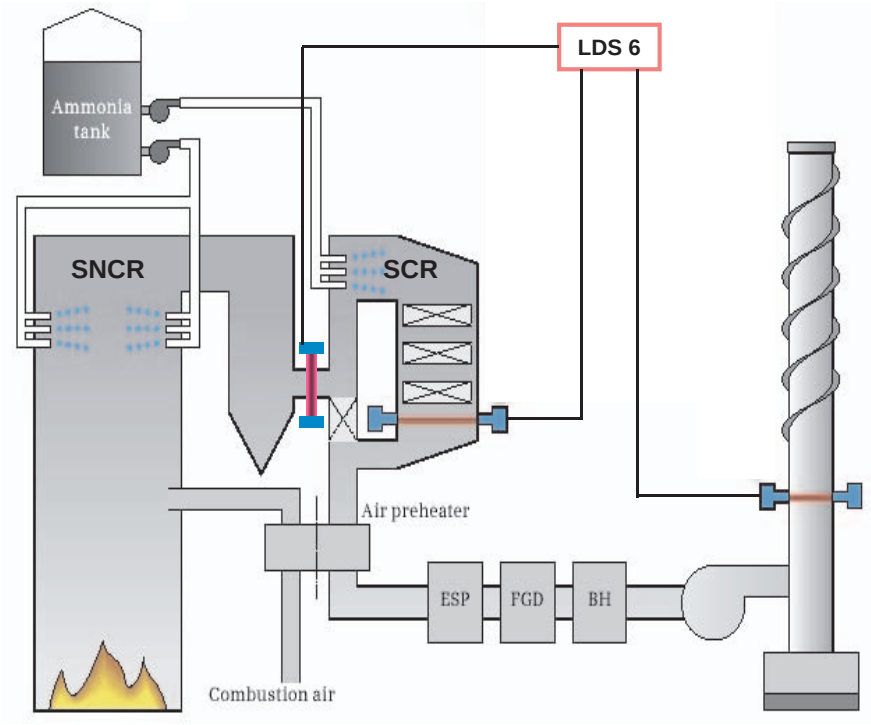

Bild 19: Messanordnung LDS 6 zur DeNOx-Überwachung

Der Analysator LDS 6

LDS 6 ist ein Laserdioden-Gasanalysator zur In-Situ-Bestimmung von Komponenten direkt in einem Prozessgas.

LDS 6 besteht aus einer zentralen Analysatoreinheit, an die bis zu drei Sensorpaare (als Sender/Empfänger vis-a-vis über den Messkanal angeordnet) angeschlossen werden können. Die Analysatoreinheit ist räumlich getrennt über Lichtleiter mit den Sensoren verbunden und kann so außerhalb von Gefahrenzonen installiert werden. Die Messwerte entstehen frei von spektralen Überlagerungen in Echtzeit, wodurch eine Steuerung dynamischer Vorgänge ermöglicht wird. Die volle Netzwerkfähigkeit über Ethernet-Anschluss erlaubt die Fernwartung.

Die wichtigsten Eigenschaften:

- In-situ Messprinzip, keine Probenahme, Ergebnisse in Echtzeit
- Drei Messstellen gleichzeitig an einer Zentraleinheit
- Eigensichere EEx-Version optional erhältlich

LDS 6 wurde zum Einsatz in vielen Bereichen der Prozessindustrie entwickelt für u.a. folgende Messkomponenten:

- O_2/Temperatur
- NH_3/H_2O
- HF/H_2O
- HCl/H_2O
- CO/CO_2
- H_2O im ppm-Bereich.

Lösungen von Siemens-Prozessanalytik: Überwachung von Elektrofilter und Kohlesilo

Explosionsüberwachung von Elektrofiltern

Einsatz des LDS 6

Elektrofilter zur Staubabscheidung aus dem Rauchgas durch elektrostatische Anziehung der Staubpartikel sind in Kohlekraftwerken häufig anzutreffen. Auf Grund der hohen Feldstärke besteht in Elektrofiltern grundsätzlich die Gefahr von Überschlägen mit Funkenbildung. Es muss daher Vorsorge getroffen werden (schnelle Abschaltung des Filters) für den Fall, dass die eintretenden Rauchgase auf Grund eines zu hohen CO-Gehaltes eine explosionsfähige Zusammensetzung haben. Hierzu muss die CO-Konzentration im Rauchgas direkt im oder dicht vor dem Elektrofilter bestimmt werden (Bild 20).

LDS 6 ist hierfür ganz besonders geeignet. Ein Sensorpaar erfasst die Messgröße und überträgt sie an die zentrale Analyseneinheit. Die Verbindung zwischen den Sensoren und der Zentraleinheit wird über Lichtleiter realisiert, wobei Entfernungen von einigen hundert Metern möglich sind.

Da LDS 6 die CO-Konzentration in Echtzeit und mit hoher Genauigkeit bereitstellt, kann bei der Festlegung des Sicherheitsgrenzwertes auf einen unnötig hohe Sicherheitszuschlag verzichtet werden. Dadurch kann die Zahl der gesteuerten Filterabschaltungen minimiert und eine zuverlässige Überwachung des Filterbetriebs realisiert werden. Je näher sich der Messpunkt am gefährdetem Bereich befindet, desto aussagefähiger sind die gemessenen CO-Werte. Bei Erreichen des Grenzwertes mit Gefahr der Bildung einer explosiven Gasmischung erfolgt automatisch eine schnelle Abschaltung des Filters.

Anwendernutzen aus Einsatz des LDS 6

Seine Konzeption macht LDS 6 zu einem idealen Werkzeug für den Schutz von Elektrofiltern:

- LDS 6 misst in Echtzeit und ermöglicht dynamische Steuervorgänge und Alarmmeldungen mit sehr kurzer Ansprechzeit. Eine zeitverzögernde Probennahme entfällt, die Messung erfolgt in-situ und die Messwerte entsprechen den zeitgleich herrschenden Konzentrationsverhältnissen an der Messstelle.
- Höchste Betriebssicherheit bei geringsten Betriebskosten: Kein Verbrauchsmaterial, sehr geringer Wartungsaufwand, keine Kalibrierung im Feld erforderlich.
- Keine Querempfindlichkeiten wegen der hochspezifischen Einzellinien-Messung und der dynamischen Korrektur der Staubbeladung.
- Die Sensoren sind auf den Betrieb unter sehr rauen, industrietypischen Bedingungen ausgelegt.

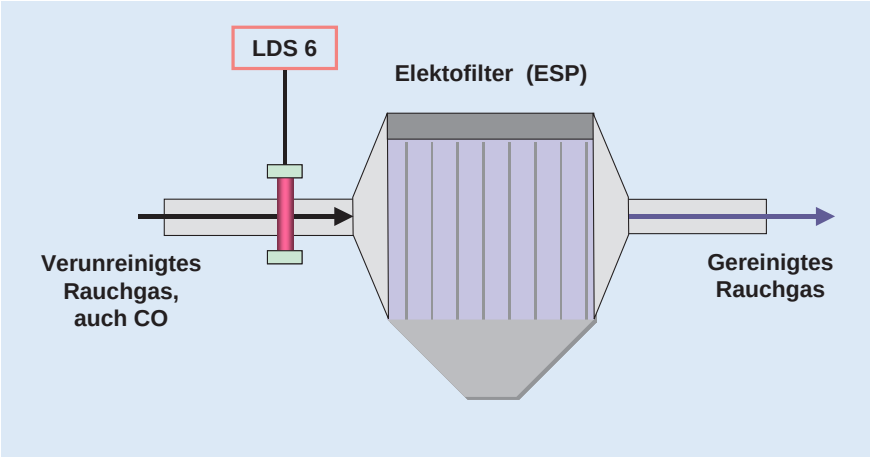

Bild 20: Messanordnung LDS 6 zur Filterüberwachung

Brand-Überwachung von Kohlesilos

Einsatz des ULTRAMAT

Der Betrieb von Kohlesilos birgt ein beachtliches Gefährdungspotenzial durch das mögliche Auftreten partieller Selbstentzündungen der Kohle mit der Gefahr einer Explosion und/oder toxischer Belastungen. Die Selbstentzündungen der Kohle sind kaum vorherzusehen, da ihr Entstehen von mehreren Parametern abhängig ist.

Als wirksame Schutzmaßnahme wird die CO-Konzentration im Kopfbereich (Leerraum) des Silos überwacht, da eine plötzlich erhöhte CO-Konzentration in diesem Bereich einen Brandherd signalisiert und sofortige Gegenmaßnahmen möglich macht.

Zur genauen und sicheren CO-Überwachung an Kohlesilos haben sich sowohl der ULTRAMAT 6 (in Feld- oder Einschubtechnik) als auch der ULTRAMAT 23 in zahllosen Installationen bestens bewährt. Verbunden mit einer geeigneten Gasentnahme und Gasaufbereitung bilden sie ein Gerätesystem, welches die Anforderungen dieser Applikation bestens gerecht wird.

Alternativ zu den extraktiven Verfahren kann die Messaufgabe mit dem LDS 6 auch in-situ gelöst werden.

Lösungen von Siemens-Prozessanalytik: Überwachung der Generatorkühlung

Generatorkühlung mit Wasserstoff

Turbogeneratoren in Kraftwerken werden zur Steigerung ihres Wirkungsgrades gekühlt. Als Kühlgas wird, trotz der damit verbundenen strengen Sicherheitsanforderungen, *Wasserstoff* eingesetzt. Dieses bietet gegenüber Luft

- erheblich bessere Kühleigenschaften (um Faktoren höhere Werte für Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeit),
- geringere Reibungsverluste an den drehenden Teilen (geringere Gasdichte) sowie
- eine höhere elektrische Durchschlagsfestigkeit.

Mit diesen Eigenschaften schafft Wasserstoff die Voraussetzungen für einen optimalen Wirkungsgrad des Turbogenerators.

Wasserstoff bildet jedoch bei Vermischung mit Luft über einen weiten Mischungsbereich (4 bis 77%) zündfähige Gemische, was sowohl im Betrieb als auch bei der Wartung (Füllen und Entleeren) der Turbogeneratoren aus **Sicherheitsgründen** unbedingt verhindert werden muss. Internationale Normen (EN 60034-3 bzw. IEC 60842) schreiben hierzu eine redundante Sicherheitsüberwachung vor. Als Messgeräte werden Gasanalysatoren eingesetzt, welche die Bildung zündfähiger Gemische rechtzeitig erkennen und melden.

Bild 21: Gerätesystem CALOMAT 6

Geräteeigenschaft CALOMAT 6	Anwendernutzen
Halbleiter-Detektorelement	Kurze Ansprechzeit Absolutes Messverfahren ohne Referenzgas
Korrekturverfahren mit bis zu 4 Querkorrekturen	Sehr hohe Messgenauigkeit
Integrierte Ermittlung der Korrekturkurven	Anpassung an die Applikationsbedingungen vor Ort und durch den Anwender
Sehr dichter, verrohrter Gasweg	Eignung für Zone 2 ohne Bespülung, auch bei Messung brennbarer Gase
Einfaches Umladen der Parametersätze	Einfache Applikationserstellung vor Ort

Bild 22: Geräteeigenschaften und Anwendernutzen CALOMAT 6

CALOMAT 6 - System zur Generatorüberwachung

Siemens bietet für die Überwachung von wasserstoffgekühlten Turbogeneratoren ein speziell entwickeltes und fertig appliziertes Gerätesystem an.

Der Forderung nach Redundanz wird durch Einsatz von zwei getrennten, CALOMAT 6-Gerätelinien entsprochen, die zusammen in einem Schrankgehäuse (Bild 21) montiert sind. Eine Zwangsbelüftung des Gehäuses ist nicht erforderlich; die durch Konvektion entstehende Luftaustauschrate im Schrank ist trotz Schutzart IP 54 ausreichend, die Bildung zündfähiger Gemische zu verhindern. Das CALOMAT-System liefert analoge oder digitale Messsignale, die in einer Schutzschaltung verarbeitet werden können. Der CALOMAT 6 kann jedoch auch zur Ausgabe digitaler Grenzwertsignale parametriert werden.

Das System hat sich im rauen Feldeinsatz bestens bewährt, u.a. mit folgenden Ergebnissen:

- Reproduzierbarkeit 0,1%
- Drift über 3 Wochen < 0,1%
- T_{90}-Zeit < 1,7 s.

Anwendernutzen

Das CALOMAT 6-Gerätesystems generiert für den Anwender vielfachen Nutzen:

- **Äußerst sichere Handhabung** durch
  - abgestufte Zugangscodes, die Fehlbedienung und Missbrauch verhindern,
  - einfache, am Display menügeführte Kalibrierung mit Absicherung über eine Plausibilitätsprüfung,
  - Wahl der drei Messbereiche direkt am Gerät und Einstellung des Inertgases am Display.
- **Kostengünstige Investition** durch
  - Ex-Betrieb ohne druckfeste Kapselung und Zwangsbelüftung (TÜV-Gutachten BB-NEG/01 Gr03X vom 19. 11. 2001),
  - Entfall kostspieliger Prüfgase (benötigt werden nur Wasserstoff und das jeweilige Inertgas) und
  - kompaktes, betriebsbereites System.

Lösungen von Siemens-Prozessanalytik: Emissionsüberwachung am Kamin

Emissionsüberwachung

Gemäß der „13. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes“ müssen in Deutschland (und ganz ähnlich in anderen Ländern) die Konzentrationen der Schadgase CO, NOx und SO_2 sowie zusätzlich O_2 als Bezugswert und Staub im Rauchgas vor Abgabe an die Umgebung durch für diese Aufgabe speziell zugelassene Messgeräte kontinuierlich überwacht werden. Gleiches gilt in besonderen Fällen auch für Summe von Schwermetallen und Kohlenwasserstoffen.

Die vorgegebenen Grenzwerte sind definitionsgemäß Tagesmittelwerte (TMW), die zulässigen Halbstundenmittelwerte (HMW) betragen in der Regel das Doppelte des zugehörigen TMW.

Neu ist in der novellierten 13. BImSchV hinsichtlich Probennahme und Analyse der Schadstoffe der verpflichtende Bezug auf bestehende CEN-Normen, was die Einhaltung besonderer Qualitätssicherungsstufen (QAL) beinhaltet. Siehe hierzu auch Seite 5.

Einsatz des ULTRAMAT 23

Aus der Siemens-Produktpalette ist der NDIR-Gasanalysator ULTRAMAT 23 in Einschubtechnik für die Applikation „Emissionsüberwachung gemäß der 13. BImSchV“ bestens geeignet.

Seine besonderen Eigenschaften dafür sind

- Zulassung durch erfolgreiche Eignungsprüfung (siehe Bild 24).
- Erfassung der relevanten vier Gaskomponenten sehr wirtschaftlich in einem einzigen Gerät
- Hohe Selektivität und Messgenauigkeit durch den physikalischer Aufbau nach dem Einstrahlverfahren mit Doppel- und Dreischicht-Detektoren
- höchste Langzeitstabilität ohne Verwendung kostspieliger Prüfgase durch Autokalibrierung mit Umgebungsluft
- Erfüllung der Anforderungen gemäß den Normen EN 14181 und 14956 (siehe Textkasten).

ULTRAMAT 23 und QAL

Normen EN 14181 und 14956

Der Gasanalysator ULTRAMAT 23 ist nach 13. BImSchV und TA-Luft für die Messung von CO, NO, SO_2 und O_2 zugelassen. Darüber hinaus erfüllt er die Anforderungen gemäß **QAL 1**.

Die in **QAL 3** geforderte regelmäßige Überprüfung der Messunsicherheit (Drift) kann über entsprechende Einstellung der AUTOCAL-Prozedur entweder manuell oder über die Gerätesoftware SIPROM GA erfolgen.

Einige Hersteller von Auswerterechnern (z.B. DURAG) bieten auch die Möglichkeit, den Driftverlauf im Auswerterechner automatisch aufzuzeichnen und gemäß QAL 3 als CUSUM-Regelkarte auszugeben.

Das AUTOCAL-Prinzip des ULTRAMAT 23 hat sich über viele Jahre in der Praxis bestens bewährt. Daher sieht die Zulassungsbehörde die Eignung dieses Gerätes im Sinne von **QAL 3** ausdrücklich als gegeben an.

Einsatz einer Kombination von ULTRAMAT 6 und OXYMAT 6

In manchen Fällen wird der Einsatz von getrennten Analysatoren und ggf. von solchen in Feldgehäusen bevorzugt. Hierfür bietet Siemens mit den ebenfalls zugelassenen Geräten ULTRAMAT 6 (geeignet zur Messung mehrerer IR-aktiver Komponenten in einem Gerät) und OXYMAT 6 zur Sauerstoffbestimmung eine hervorragende Lösung an.

Bild 23: Gerätesystem mit LDS 6 und ULTRAMAT 23

Gerät	Komponente	Kleinste zugelassene Messbereiche	
ULTRAMAT 23		Gerätebestückung für 1-2 Messkomponenten	Gerätebestückung für 3 Messkomponenten
	CO	0 - 150 mg/m^3	0 - 250 mg/m^3
	NO*	0 - 100 mg/m^3	0 - 400 mg/m^3
	SO_2	0 - 400 mg/m^3	0 - 400 mg/m^3
ULTRAMAT 6		Gerätebestückung für 1 Messkomponente	Gerätebestückung für 2 Messkomponenten
	CO	0 - 50 mg/m^3	0 - 75 mg/m^3
	NO*	0 - 100 mg/m^3	0 - 200 mg/m^3
	SO_2	0 - 75 mg/m^3	
* Umrechnungsfaktor NO zu NO_2 = 1,53			

Bild 24: Kleinste zugelassene Messbereiche für Emissionsmessungen gemäß 13.BImSchV

Systemintegration

Analysatoren von Siemens sind bekannt für ihre hohe Verfügbarkeit, lange Betriebsdauer und Messgenauigkeit. Um den Nutzen aus diesen Eigenschaften voll auszuschöpfen, sollten die Analysatoren in einer sicheren und für den Betrieb optimalen Umgebung installiert sein. Das schließt auch die Einrichtungen zur Probennahme, die Versorgungs- und Sicherheitstechnik sowie Komponenten zur Datenverarbeitung und -kommunikation mit ein.

Siemens ist seit über 30 Jahren ein zuverlässiger Partner für die Fertigung von Analysensystemen und bietet seinen Kunden ein umfassendes Angebot an Dienstleistungen von der Beratung bis zur Lieferung von Turnkey-Systemen und Analysenhäusern einschließlich Wartung und Schulung.

Bild 25: System mit Baureihe 6 Analysengeräten im Feldgehäuse

Breite Erfahrung

Als Hersteller von Analysengeräten und Spezialist in der Automatisierungstechnik verfügt Siemens über eine einzigartige Mischung aus Erfahrung in der Analysentechnik und Wissen um Prozesse und Prozesssteuerung. Abhängig von den Anforderungen der jeweiligen Applikation ist Siemens in der Lage, auf vielfach erprobte Lösungen zurückzugreifen oder neue, innovative Lösungen zu erarbeiten. Siemens installiert dabei bevorzugt eigene Analysatoren, integriert jedoch auch die Geräte anderer Hersteller. Die Logistiker bei Siemens haben Expertenwissen im weltweiten Versand von großen Systemen gleichermaßen wie von dringenden Ersatzteilen. Und dank des weltweiten Service-Netzwerks gelangen die Lieferungen unverzüglich vor Ort.

Durch alle Stationen eines Projektes hindurch steht ein definierter Projektleiter dem Anwender als zentraler und voll verantwortlicher Ansprechpartner zur Verfügung. Und nicht zuletzt erhalten die Anwender eine komplette Lösung von einem einzigen Lieferanten mit der Gewährleistung für das gesamte System.

Leistungsspektrum

Unser Leistungsspektrum ist nicht auf das Engineering und den Bau von Systemen beschränkt. Wir bieten dem Anwender auch Unterstützung und Zusammenarbeit bei der Planung, dem Basic engineering und der Projektabwicklung an. Dadurch helfen wir, den Projektzeitplan und die Projektkosten unserer Kunden im Plan zu halten und ungewünschte Überraschungen auszuschließen.

Bei der Siemens-Prozessanalytik sind alle beteiligten Abteilungen unter einem organisatorischen Dach vereint. So besteht direkter Zugriff zu den Fertigungen und Werkstätten ebenso wie zu den Entwicklungs- und Applikationslaboren. Das ermöglich eine hohe Flexibilität und kurze Reaktionszeiten.

Weltweit vor Ort

Siemens verfügt über Kompetenzzentren in Karlsruhe, Houston, Singapur und Shanghai. Auf diese Weise sind wir weltweit präsent und mit allen lokalen und regionalen Anforderungen, Bestimmungen und Standards bestens vertraut. Jedes Kompetenzzentrum verfügt über Mitarbeiter für Beratung und Support und eine eigene Engineering- und Fertigungsabteilung sowie alle Einrichtungen für Service und Kundentraining.

Für Kraftwerke aller Art hat Siemens weltweit unzählige Analysensysteme von der Planung bis zum After-Sales-Service erfolgreich abgewickelt.

Houston, Texas, USA

Karlsruhe, Deutschland

Singapur

Bei weiteren Fragen wenden Sie sich bitte an unsere lokalen Partner oder an die folgenden Adressen:

Siemens AG
A&D PI 2 Process Analytics
Oestliche Rheinbrückenstr. 50
D-76187 Karlsruhe
Germany
Tel.: +49 721 595 4234
Fax: +49 721 595 6375

E-Mail: processanalytics@siemens.com
www.siemens.de/processanalytics

Siemens Applied Automation

7101 Hollister Road
Houston, TX 77040
USA
Tel.: +1 713 939 7400
Fax: +1 713 939 9050
E-Mail: saaisales@sea.siemens.com
www.sea.siemens.com/ia

Siemens Pte. Limited
A&D PI 2 Regional Headquarter
The Siemens Center
60 MacPherson Road
Singapore 348615
Tel.: +65 6490 8702
Fax: +65 6490 8703

E-Mail: splanalytics.sgp@siemens.com
www.siemens.com/processanalytics

Siemens AG
Automation and Drives (A&D)
Process Instrumentation and Analytics
76181 KARLSRUHE
GERMANY

www.siemens.de/prozessanalytik

Printed in Germany

© Siemens AG 2005
Änderungen vorbehalten