

# Behördliche Emissionsüberwachung und alternative Verfahren

Roland Bianchin

1.	Grundlagen der Emissionsüberwachung in Deutschland.....	436
2.	Aktuell gültige Gesetzlichkeiten und Vorschriften.....	436
3.	Emissionsüberwachung für Anlagen nach 13. und 17. BImSchV.....	437
3.1.	Anforderungen an die Messtechnik .....	437
3.2.	Anforderungen an die Auswerterechentechnik.....	438
3.3.	Emissionsdatenbereitstellung für die Behörde.....	443
4.	Prinzipieller Aufbau eines Emissionsauswertesystems .....	443
5.	Alternative Messverfahren.....	446
5.1.	Einleitung.....	446
5.2.	Definition: Predictive Emissions Monitoring System (PEMS) – Historie und Varianten: Parametrisch – Empirisch.....	446
5.3.	Zugrundeliegende Vorschriften, Aufbau und Funktionsweise.....	448
6.	Geeignete Anlagen und bestimmbare Komponenten.....	449
7.	Parameter für die Vorhersage und Schritte hin zum Modell.....	450
8.	Vergleich CEMS – PEMS .....	451
9.	Qualitätssicherung.....	453
10.	Kostenvergleich .....	455
11.	Fazit und Ausblick .....	455
12.	Literaturverzeichnis.....	456

Betreiber von industriellen und gewerblichen Anlagen sind vom Gesetzgeber verpflichtet, die von Ihren Anlagen ausgehenden Luftverunreinigungen regelmäßig untersuchen zu lassen. Als Grundlage der Emissionsüberwachung dient das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) mit den dazu ergangenen Rechtsverordnungen (BImSchV) und Verwaltungsvorschriften.

Das BImSchG bietet der Verwaltung grundsätzlich eine breit gefächerte Auswahl an Instrumenten zur Durchsetzung der Grundpflichten des Betreibers und damit zur Gewährleistung der Sicherheit der genehmigungsbedürftigen Anlagen in Bezug auf die menschliche Gesundheit, Sachgüter und die Umwelt.

## 1. Grundlagen der Emissionsüberwachung in Deutschland

Die Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) ist die Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz der deutschen Bundesregierung. Sie richtet sich an die Genehmigungsbehörden für genehmigungspflichtige industrielle und gewerbliche Anlagen. Anhand der allgemeinen Anforderungen der TA-Luft erstellen die jeweiligen Behörden angepasste Auflagen, die vom Anlagenbetreiber zu erfüllen sind. Auch bestehende, alte Anlagen müssen innerhalb gewisser Übergangsfristen den Stand der Technik erreichen und den Schadstoffausstoß reduzieren.

Die Verwaltungsvorschrift *TA-Luft* ist für diverse Anlagen gemäß BImSchG inkl. Verbrennungsanlagen bis 50 MW verbindlich. Basierend auf dem durch die industrielle Anlage emittierten Schadstoffmassenstrom wird von der zuständigen Behörde der Betreiber zu einer kontinuierlichen Messung der Schadstoffkonzentration verpflichtet.

Für Kraftwerks-, Heizwerks- und Raffinerieanlagen mit Leistungen über 50 MW, Abfall- und Mitverbrennungsanlagen sowie Krematorien und Biomasseanlagen sind die von den Betreibern vorzusehenden Überwachungseinrichtungen, die einzuhaltenen Grenzwerte und Ausnahmeregelungen in den einschlägigen Bundesimmissionsschutzverordnungen (BImSchV) niedergelegt. Der Betreiber hat dafür zu sorgen, dass die Anlagen so errichtet und betrieben werden, dass die aus diesen Vorschriften hervorgehenden Anforderungen erfüllt werden. Die zuständige Behörde ist verpflichtet, bei Zuwiderhandlung entsprechende Ordnungswidrigkeiten zu ahnden und berechtigt die Anlage(n) stillzulegen.

## 2. Aktuell gültige Gesetzlichkeiten und Vorschriften

### **TA-Luft**

Diese Technische Anleitung dient dem Schutz der Allgemeinheit und der Nachbarschaft vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen und der Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, um ein hohes Schutzniveau für die Umwelt insgesamt zu erreichen.

### **13. BImSchV (Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen)**

Diese Verordnung gilt mit einigen Ausnahmen für die Errichtung, die Beschaffenheit und den Betrieb von Feuerungsanlagen einschließlich Gasturbinenanlagen sowie Gasturbinenanlagen zum Antrieb von Arbeitsmaschinen mit einer Feuerungswärmeleistung von 50 Megawatt oder mehr für den Einsatz fester, flüssiger oder gasförmiger Brennstoffe

### **17. BImSchV (Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen)**

Diese Verordnung gilt für die Errichtung, die Beschaffenheit und den Betrieb von Verbrennungs- oder Mitverbrennungsanlagen. Ausnahmen sind in der Verordnung nachzulesen.

### **27. BImSchV (Verordnung über Anlagen zur Feuerbestattung)**

### 30. BImSchV (Verordnung über Anlagen zur biologischen Behandlung von Abfällen)

Grundlage für die kontinuierliche Überwachung in Deutschland sind neben den o.g. Verwaltungsvorschriften und Gesetzlichkeiten auch folgende Richtlinien:

#### DIN EN 14181 Qualitätssicherung für automatische Messeinrichtungen

Diese Norm beschreibt die notwendigen Verfahren der Qualitätssicherung, die sicherstellen, dass eine automatische Messeinrichtung (AMS) zur Messung von Emissionen in der Lage ist, festgelegte Anforderungen an die Unsicherheit von Messwerten einzuhalten.

#### Bundeseinheitliche Praxis bei der Überwachung von Emissionen

##### Rundschreiben des BMU vom 13.06.2005 und Ergänzung vom 04.08.2010

Richtlinie über:

- die Eignungsprüfung von Mess- und Auswerteeinrichtungen für kontinuierliche Emissionsmessungen, die kontinuierliche Erfassung von Bezugs- bzw. Betriebsgrößen und zur fortlaufenden Überwachung der Emissionen besonderer Stoffe
- den Einbau, die Kalibrierung und die Wartung von kontinuierlich arbeitenden Mess- und Auswerteeinrichtungen
- die Auswertung von kontinuierlichen Emissionsmessungen

#### DIN EN 15267

Zertifizierung von automatischen Messeinrichtungen

Teil 1: Grundlagen

Teil 2: Erstmalige Beurteilung des Qualitätsmanagementsystems des Herstellers und Überwachung des Herstellungsprozesses nach der Zertifizierung;

Teil 3: Mindestanforderungen und Prüfprozeduren für automatische Messeinrichtungen zur Überwachung von Emissionen aus stationären Quellen;

## 3. Emissionsüberwachung für Anlagen nach 13. und 17. BImSchV

### 3.1. Anforderungen an die Messtechnik

Die zur Überwachung behördlicher Grenzwerte verwendeten messtechnischen Einrichtungen müssen eine Eignungsprüfung entsprechend der *Bundeseinheitlichen Praxis* erfolgreich bestanden haben. Derartige Eignungsprüfungen setzen die Zertifizierung gemäß DIN EN 15267 voraus, die neben einer erstmaligen Beurteilung des Qualitätsmanagements des Herstellers (Initial Audit) auch die regelmäßige Überwachung während der Produktion sichert.

Die Qualitätssicherung der automatischen Messsysteme (AMS) im laufenden Betrieb ist in DIN EN 14181 geregelt. Hier wurden drei Qualitätssicherungsstufen (QAL1, QAL2 und QAL3) festgelegt. Diese Qualitätssicherungsstufen umfassen die Ermittlung der Messungenauigkeit während der Eignungsprüfung und damit die Eignung der AMS für die Messaufgabe, die Kalibrierung inkl. Validierung der Messwerte nach dem Einbau und die kontinuierliche Kontrolle während des Betriebs an der industriellen Anlage (kontinuierliche Überwachung von Kalibrierbereich, Drift und Präzision).

Zur Qualitätssicherung ist darüber hinaus eine jährliche Funktionsprüfung (AST) zur Qualitätskontrolle durch eine § 26 Messstelle vorgeschrieben.

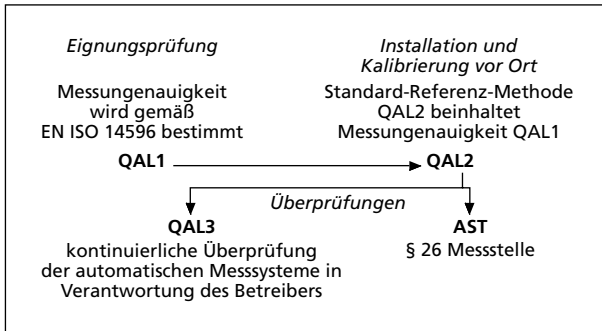


Bild 1:

Vereinfachte Darstellung der Qualitätssicherung nach EN 14181

### 3.2. Anforderungen an die Auswerterechentechnik

In der *Bundeseinheitlichen Praxis* Rundschreiben des BMU vom 15.06.2005 werden die Mindestanforderungen an die elektronischen Auswerteeinrichtungen inklusive anlagenbezogener Klassierungsvorschriften detailliert vorgeschrieben.

Nachfolgend eine Übersicht zu den prinzipiellen Anforderungen an elektronische Auswertesysteme (Emissionsrechner).

- Die Auswerteeinrichtung muss die Registrierung, Mittelwertbildung, Validierung, Klassierung und Auswertung gemäß den Mindestanforderungen der *Bundeseinheitlichen Praxis* (RL vom 15.06.2005 und Ergänzung vom 04.08.2010) vollständig erfüllen.
- Die validierten Halbstundenmittelwerte werden am Ende des Integrationsintervalles aus den Integralwerten des Rohmesswertes nach entsprechender Normierung (Temperatur, Druck, Feuchte) und Sauerstoffbezugswertrechnung nach Abzug der bei der Kalibrierung ermittelten Messunsicherheit (Konfidenzintervall) bestimmt.
- Negativ validierte Mittelwerte sind auf Null zu setzen.
- Validierte Mittelwerte außerhalb des gültigen Kalibrierbereiches (Nr. 6.5 DIN EN 14181) sind mit dem zugehörigen Zeitpunkt und mit Status abzuspeichern.
- Die Tagesmittelwerte sind als arithmetisches Mittel aus den validierten Halbstundenmittelwerten zu bilden.
- Jeder Tag, an dem mehr als 6 (13. BImSchV) bzw. 5 (17. BImSchV) Halbstundenmittelwerte wegen Wartung oder Störung des kontinuierlichen Messsystems nicht gebildet werden können, werden als ungültig erklärt.
- Pro Tag sind maximal 10 solcher *ungültigen Tage* zulässig.
- Alle Mittelwerte sind gemäß DIN 1333 (s.a. 2.9 der aktuellen TA-Luft) zu runden und zu klassieren. Zusätzlich zu dieser Häufigkeitsverteilung sind die behördenrelevanten Messwerte als Einzelwerte mit dem zugehörigen Zeitpunkt (Datum, Uhrzeit), dem Status sowie einer Kenngröße für die Betriebsart abzuspeichern und in Tabellenform mit sinnvollem Zeitraster als pdf-Datei bereitzustellen.
- Die Klassierung hat uhrzeitbezogen ab null Uhr zu erfolgen.
- Der Tagesmittelwert ist für das Intervall von null bis 24 Uhr zu ermitteln, wenn mindestens 12 gültige Halbstundenmittelwerte vorliegen.

- Bei redundanten Systemen (zweites, unabhängiges und räumlich getrenntes Aufzeichnungssystem für Daten) kann auf den täglichen Protokollausdruck verzichtet werden.
- Bei redundanten Systemen kann auf die Rohwerteschreiber verzichtet werden, wenn die elektronische Erfassung eine Mittelung von 5 Sekunden nicht überschreitet.
- Die Verfügbarkeit der Auswerteinrichtung muss mindestens 99 Prozent betragen.
- Auswertesysteme sind mit einer Funkuhr DCF77 auszurüsten und täglich abzugleichen.
- Messeingänge und Eingänge für Statussignale können in einer geeigneten digitalen Schnittstelle zwischen Messgerät und Auswerteinrichtung zusammengefasst werden (Details s. DIN VDI 4201).
- Eine digitale Prüfung/Simulation der digitalen Schnittstelle muss möglich sein.

Entsprechend diesen Anforderungen sind die gemessenen Schadstoffwerte, die Bezugswerte und die zugehörigen Statusinformationen (Wartung, Störung, Anfahren, usw.) von den Emissionsrechnern kontinuierlich zu erfassen und die normierten, sauerstoffbezogenen Konzentrationen wie folgt zu berechnen (Bild 2).

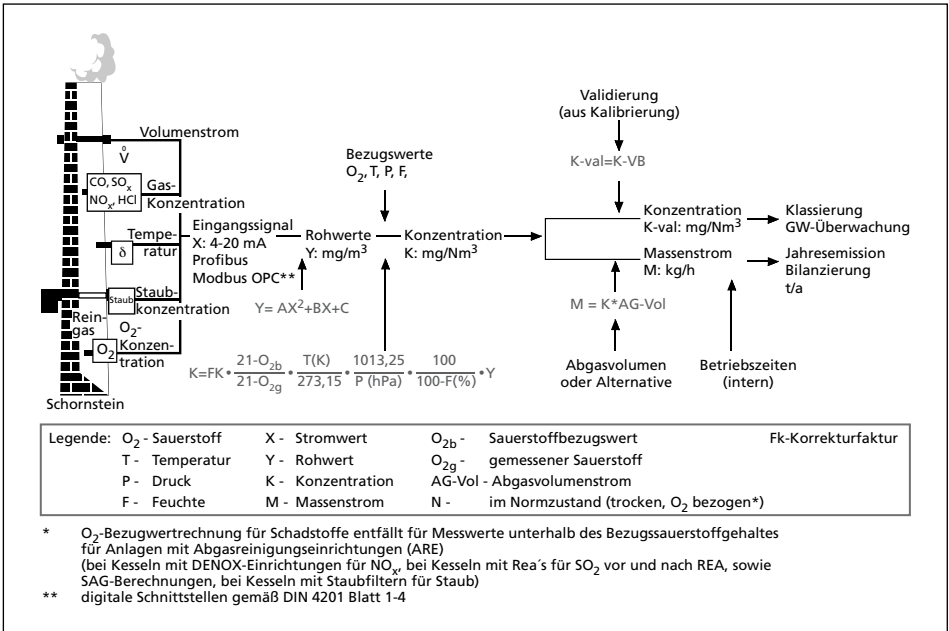


Bild 2: Übersicht der Rechenvorschriften zur Emissionsüberwachung

Die Messwerte der Schadstoffe und der Bezugswerte sind vom Emissionsrechner mit einer Auflösung < 5 Sekunden zu erfassen und über den in Deutschland vorgeschriebenen Zeitraum von dreißig Minuten zu integrieren. Die so erhaltenen *Halbstundenmittelwerte* sind die Basis für die Normierung mit Druck, Temperatur und Feuchte, sowie die Sauerstoffbezugswertrechnung (abhängig vom jeweiligen Anlagentypus).

Für eine korrekte Normierungsrechnung sind das Prinzip der AMS (extraktiv, in-situ) und die jeweiligen Bedingungen der Anlage zu berücksichtigen. Bei konstanten Feuchte-

und Druckverhältnissen kann auf die Messung dieser Parameter verzichtet werden. Die Berücksichtigung dieser Bezugswerte kann dann über die Kalibrierung oder einen Korrekturfaktor erfolgen.

Die Validierung der normierten sauerstoffbezogenen Messwerte erfolgt nur für Größen, die einen behördlichen Grenzwert einhalten müssen. Frachten dienen der Schadstoffbilanzierung und werden aus normierten Werten (also nicht validiert) ermittelt.

Ausnahme: Anlagen bei denen für Frachten behördliche Grenzwerte einzuhalten sind (z.B. Anlagen nach 30. BImSchV).

Die validierten Halbstundenmittelwerte sind gemäß aktueller Klassierungsvorschrift vor dem Klassieren gemäß DIN 1333 (s.a. TA-Luft 2.9) zu runden.

Aus den validierten (ungerundeten) Halbstundenmittelwerten erfolgt nach Tagesende eine arithmetische Berechnung der Tagesmittelwerte (Quorum: mindestens 12 gültige Messwerte).

Das ermittelte Ergebnis ist gemäß DIN 1333 (s.a. TA-Luft 2.9) zu runden. Bei Tagen an denen mehr als 5 (17. BImSchV) bzw. 6 (13. BImSchV) *Halbstundenmittelwerte* in Wartung oder Störung sind wird in eine zusätzliche Klasse (TS3) parallel zur Tagesmittelwertklassierung (T1 bis T10, TS1) klassiert.

Tabelle 1: Klasseneinteilung für Anlagen nach 13. BImSchV

1/2 h-Mittelwert		Tagesmittelwert		Sonderklassen	
M 01	-Null	T01	-Null	S 01	> 2 • GW
M 02		T02		S 02	< 2/3
M 03		T03		S 03	mit Ersatzwerten
M 04		T04		S 04	Störung
M 05		T05		S 05	Wartung
M 06		T06		S 06	in Betrieb
M 07		T07		S 07	nicht verwertbare Integrale z.B. An-/Abfahren der Anlage
M 08		T08		S 08	unplausible Werte
M 09		T09		S 09	ungültige Kalibrierkurve (Halbstunden pro Woche)
M 10	_EGW	T10	_EGW	S 10	ungültige Kalibrierkurve (Wochenanzahl)
M 11		TS 1	> EGW	S 11	Ausfall Abgasreinigung ARE
M 12		TS 2	kein TMW, da < 6 h	S 12	Aktueller ARE-Ausfall
M 13		TS 3	> 6 HMW	S 13	glt. 12-Monats-ARE-Ausfall
M 14		TS 4	SAG =GW	S 14	An-/Abfahren und > 2 • EGW
M 15		TS 5	SAG >GW	S 15	ARE-Ausfall, Staub = 150 mg/m <sup>3</sup>
M 16				S 16	ARE-Ausfall, Staub > 150 mg/m <sup>3</sup>
M 17					
M 18					
M 19					
M 20	_ 2 • EGW				
S 01	> 2 • EGW				

Für Anlagen nach 17. BImSchV ist zusätzlich die Temperatur der Nachverbrennungszone zu erfassen und als 10-Minutenmittelwerte im Emissionsrechner abzulegen.

Entsprechend der aktuellen Vorschriften ist zukünftig neben der Berechnung von Halbstunden-, Tagesmittel- und 10-Minutenmittelwerten auch die Ermittlung von Jahresmittelwerten vorgeschrieben. Diese werden aus den gültigen Tagesmittelwerten des Jahres arithmetisch berechnet und sind zusammen mit der Anzahl der zu Ermittlung benutzten Tagesmittelwerte wie alle anderen emissionsrelevanten Mess- und Rechenwerte im Emissionsrechnersystem über einen Zeitraum von 5 Jahren abzuspeichern.

Wie in der *Bundeseinheitlichen Praxis* gefordert, werden alle behördlichen Messwerte und Anlagenzustände entsprechend dem Anlagentyp in Klassen abgelegt.

Nachstehend die Klassierungsvorschrift für Anlagen nach 13. BImSchV. Hier erfolgt die Ablage der *Halbstundenmittelwerte* in 20 Klassen. Der Emissionsgrenzwert belegt das Ende der Klasse 10, der doppelte Grenzwert das Ende der Klasse 20. Die Tagesmittelwerte sind in 10 Klassen einzuordnen, hier entspricht das Ende der Klasse 10 dem Emissionsgrenzwert. Die Sonderklassen geben Auskunft zu Anlagen- und Messstatus. Die Klassen 11 bis 13 spiegeln die Ausfälle der Abgasreinigungsanlage wieder.

Tabelle 2: Klasseneinteilung für Anlagen nach 17. BImSchV

1/2 h-Mittelwert		10'-MW		Tagesmittelwert		Sonderklassen	
M 01	-Null	T <sub>NBZ</sub> 01	>T <sub>min</sub>	T01	-Null	S 01	> 1/2 h-GW
M 02		T <sub>NBZ</sub> 02		T02		S 02	< 2/3
M 03		T <sub>NBZ</sub> 03		T03		S 03	mit Ersatzwerten
M 04		T <sub>NBZ</sub> 04		T04		S 04	Störung
M 05		T <sub>NBZ</sub> 05		T05		S 05	Wartung
M 06		T <sub>NBZ</sub> 06		T06		S 06	in Betrieb
M 07		T <sub>NBZ</sub> 07		T07		S 07	nicht verwertbare Integrale
M 08		T <sub>NBZ</sub> 08		T08		S 08	unplausible Werte
M 09		T <sub>NBZ</sub> 09		T09		S 09	ungültige Kalibrierkurve (1/2 h/W)
M 10		T <sub>NBZ</sub> 10	_ <sub>T</sub> min	T10	_TM-GW	S 10	ungültige Kalibrierkurve (Wochen)
M 11		T <sub>NBZ</sub> 11		TS 1	> TM-GW	S 11	Ausfall Abgasreinigung ARE im lfd. Jahr
M 12		T <sub>NBZ</sub> 12		TS 2	kein TMW, da < 6 h	S 12	Aktueller ARE-Ausfall
M 13		T <sub>NBZ</sub> 13		TS 3	> 5 HMW Stör/ Wart	S 13	<b>glt. 12-Monats-ARE-Ausfall</b>
M 14		T <sub>NBZ</sub> 14				S 14	<b>An-/Abfahren und &gt; 2•TM-GW</b>
M 15		T <sub>NBZ</sub> 15				S 15	ARE-Ausfall, Staub = 150 mg/m <sup>3</sup>
M 16		T <sub>NBZ</sub> 16				S 16	ARE-Ausfall, Staub > 150 mg/m <sup>3</sup>
M 17		T <sub>NBZ</sub> 17					
M 18		T <sub>NBZ</sub> 18					
M 19		T <sub>NBZ</sub> 19					
M 20	_ 1/2 h-GW	T <sub>NBZ</sub> 20	<T <sub>min</sub>				
S 01	> 1/2 h-GW	T <sub>NBZ</sub> 21	<b>St+W</b>				

Zu beachten ist dabei, dass der Klassenspeicher für den kumulierten Ausfall von Abgasreinigungsanlagen nicht wie alle anderen Klassen zum Jahreswechsel gelöscht, sondern gleitend über einen Zeitraum von 12 Monaten geführt wird. Die Klassen 15 und 16 sind nur in Anlagen nach 17. BImSchV aktiviert.

Bei Anlagen nach 17. BImSchV erfolgt die Klassierung der *Halbstundenmittelwerte* ebenfalls in 20 Klassen. Allerdings belegt bei diesen Anlagen der Halbstundengrenzwert das Ende der Klasse 20. Zusätzlich ist der 10-Minutenmittelwert der Temperatur der Nachbrennzone in 20 Klassen einzuordnen. Diese Einordnung erfolgt invers, also Temperaturen über der Mindesttemperatur sind gut (< Klasse 10), Temperaturen unter der Mindesttemperatur (> Klasse 10) sind schlecht und müssen zu technologischen Reaktionen führen (z.B. Einstellung der Abfallaufgabe).

Die Klassen S13 und S14 werden bei Anlagen nach 17. BImSchV nicht belegt. Alle Anfahr-/ Abfahrprozesse sind in die *Normalklassen* einzuordnen.

Für alle Anlagen ist gemäß DIN EN 14181 eine Überwachung des gültigen Kalibrierbereiches erforderlich. Dieser wird während QAL2 vom Kalibrierinstitut ermittelt und hat eine Spanne von 0 bis 110 Prozent des höchsten Kalibrierwertes.

Die Klassen S09 und S10 informieren über die Einhaltung des gültigen Kalibrierbereiches.

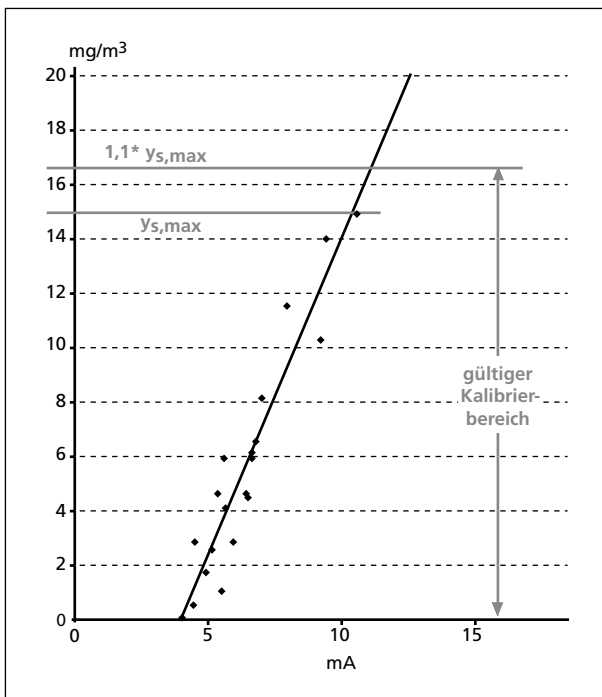


Bild 3:

Schematische Darstellung des gültigen Kalibrierbereiches

Die Kalibrierfunktion ist nur innerhalb des Kalibrierbereiches gültig.

Mittelwerte außerhalb des gültigen Kalibrierbereiches sind vom Emissionsrechner mit dem zugehörigen Zeitpunkt und Status abzuspeichern. Eine neue Kalibrierung QAL2 wird erforderlich, wenn innerhalb eines Jahres



- > 5 % aller Werte pro Woche von mehr als 5 Wochen
- > 40 % aller Werte mindestens einer Woche

außerhalb des gültigen Kalibrierbereiches liegen.

### 3.3. Emissionsdatenbereitstellung für die Behörde

Zur Online-Kontrolle der Emissionswerte durch die Behörde besteht die Möglichkeit, den Betreiber zu verpflichten, regelmäßig die klassierten Werte an die Behörde zu übertragen. Dafür haben sich in den letzten Jahren in Deutschland 2 Systeme etabliert. Die Emissionsdatenfernübertragung (EFÜ) gemäß *Bundeseinheitlicher Schnittstellendefinition* und die Datenbereitstellung über einen Server im Internet (EFÜ.www).

#### Merkmale

EFÜ serielle Übertragung der *Halbstundenmittelwerte* über Telefonmodem in einem vorgegebenen Zeitfenster täglich nach Mitternacht. Die Klassierung der Messwerte und die Berechnung von Tagesmittelwerten erfolgt auf dem Behördenrechner parallel zur Klassierung im Emissionsrechner des Betreibers. Die Behörde verfügt über die Möglichkeit Sofortmeldungen zu empfangen und aktuelle Daten bei Bedarf aktiv abzufragen.

EFÜ.www auf HTML-sites im Internet sind die diskreten 10-Minuten-, Halbstunden- und Tagesmittelwerte in Liniendiagrammen aktuell und historisch verfügbar und werden, wie auch die originalen Klassierungsprotokolle aus dem Emissionsrechner des Betreibers als Tabellen im pdf-Format bereitgestellt. Die Aktualisierung der Werte erfolgt nach jeder Klassierung. Über die Funktion Sofortmeldung können aktuelle Ereignisse automatisiert auf der Internetplattform dargestellt oder als Email versendet werden. Die Datenübertragung erfolgt mittels sFTP. Der Zugriff auf die Daten ist über *Benutzername* und *Passwort* gesichert.

Betreiber von Anlagen nach 13. BImSchV sind bei kontinuierlicher Datenübertragung zur Behörde von den Verpflichtungen zur Erstellung des Jahresberichtes befreit.

### 4. Prinzipieller Aufbau eines Emissionsauswertesystems

Bild 4 zeigt das moderne, modular strukturierte Emissionsauswertesystem **D-EMS 2000**. Dieses vom Hamburger Unternehmen **Durag data systems GmbH** entwickelte System wurde vom TÜV Süd in München gemäß den Richtlinien der *Bundeseinheitlichen Praxis* für Anlagen nach TA-Luft, 13., 17., 27., 30. und 31. BImSchV eignungsgeprüft und im Bundesanzeiger Nr. 125 Seite 2936 vom 25. August 2009 durch den *Länderausschuss Immissionen* als solches bekannt gegeben.

Das System **D-EMS 2000** entspricht den aktuellen Anforderungen für behördliche Auswertesysteme, ist auf Grund seiner modularen Struktur für Anlagen jeder Größe einsetzbar und auf zukünftige Anforderungen bestens vorbereitet. Es ermöglicht den Betreibern, neben einer behördenkonformen auch eine transparente lokale Auswertung der zu überwachenden Emissionswerte und zugehöriger Prozessdaten. Zur Einhaltung der für derartige Systeme gesetzlich geforderten Verfügbarkeit von 99 Prozent durch den Betreiber werden je nach Ausstattungsgrad Module mit modernster Festspeichertechnik, Raid Komponenten und externe Backup Systeme bereitgestellt. Damit wird es auch möglich auf herkömmliche Rohwerteschreiber und die täglichen Protokollausdrucke verzichten zu können.

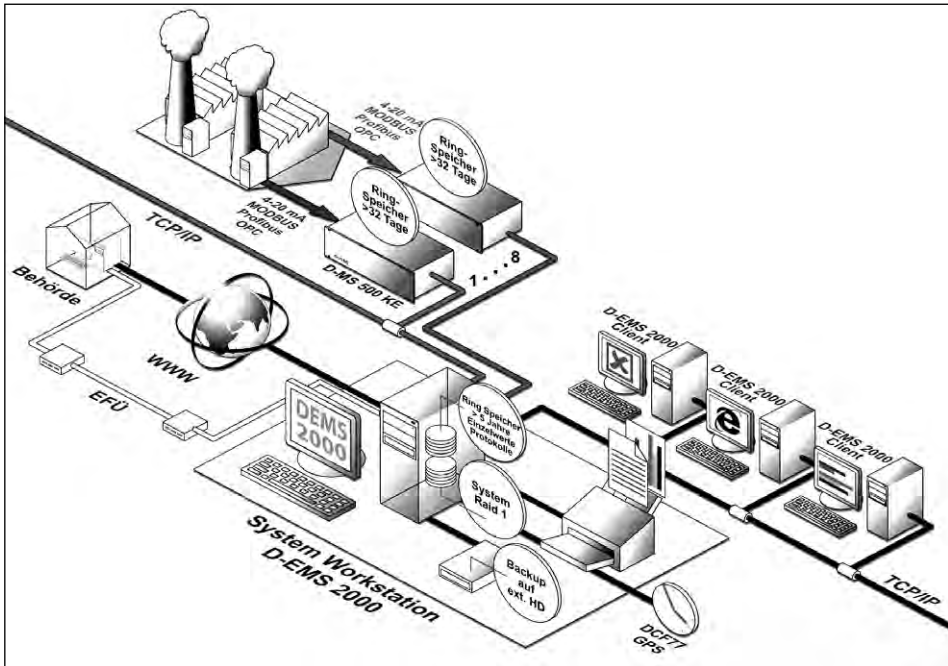


Bild 4: Emissionsauswertesystem D-EMS 2000

Zur Erfüllung weiterer Auflagen wie Emissionsdatenfernübertragung zur Behörde stehen die Module EFÜ, gemäß bundeseinheitlicher Schnittstellendefinition und EFÜ.www zur Datenbereitstellung für die Behörde via Internet zur Verfügung.

Das System verfügt über die in der *Bundeseinheitlichen Praxis* geforderten konventionellen Standardschnittstellen (4 bis 20 mA, binäre Kontakte) und unterstützt darüber hinaus bereits schon heute die Kommunikation über digitale Schnittstellen (Profibus, Modbus und OPC, gemäß **VDI 4201**) mit Messgeräten im Feld.

Schnittstelle zum Prozess sind die Datenkommunikationseinheiten D-MS 500 KE, die über interne Datenzwischenpeicher von bis zu 96 Tagen verfügen. Bei Problemen mit der Datenübertragung zum Auswerte-PC, dem Systemarbeitsplatz, oder Störungen des Systemarbeitsplatzes selbst, gehen dadurch keine Daten verloren. Nach Wiederherstellung der Funktionalität werden alle Rohdaten automatisch nachgeliefert, alle behördenrelevanten Berechnungen einschließlich Erstellung der Klassierungsprotokolle in korrekter Reihung ausgeführt und die Datenbereitstellung für die Behörde (EFÜ) automatisch komplettiert.

Alle behördenrelevanten Daten einschließlich der täglichen Klassierungsprotokolle werden im D-EMS 2000-System gesichert abgelegt und stehen über den gesetzlich geforderten Zeitraum von fünf Jahren zur Anzeige auf den Bildschirmen oder zur Ausgabe über einen Farbdrucker zur Verfügung.

An den Bildschirmen des Systemarbeitsplatzes und den PC's im bauseitigen Datennetz können aktuelle Daten wie:

- Rohwerte (Sekundenwerte),
- Momentanwerte (Minutenintegrale),

- prognostische Trends für Halbstundenwerte,
- Freilasten für Halbstundenwerte,
- aktuelle Tagesmittelwerte,
- prognostische Trends für Tagesendwerte,
- Freilasten für Tagesmittelwerte,
- Betriebszeiten für diverse Betriebsarten,
- einlaufende Meldungen (incl. Kommentarfeldern)

Zur Darstellung in Liniendiagramm und/oder Tabellen stehen folgende historische Daten (Speichertiefe: lokal bis fünf Jahre oder von der externen HD unbegrenzt) frei wählbar für den Benutzer zur Verfügung:

- Sekundenwerte,
- Minutenwerte,
- Halbstundenmittelwerte,
- Tagesmittelwerte,
- Betriebszeiten,
- Monatsmittelwerte und Jahresemissionen,
- Kommentare und dazugehörige Meldungen,
- Behördenprotokolle (Klassierungsprotokolle),
- Verfügbarkeitsanalysen.

Entsprechend den neuen Mindestanforderungen, die eine papierlose Datenablage erlauben, werden die Rohwerte und täglichen Klassierungsprotokolle elektronisch erfasst und auf ein redundantes, räumlich getrennte System (Externe Festplatte mit automatischem Wiederanlauf) gesichert abgelegt.

Komplettiert wird das System D-EMS 2000 durch folgende Zusatzmodule:

### **D-EMS 2000 QAL**

Modul zur rechnergestützten Erfüllung der Forderungen der DIN EN 14181 QAL3 wahlweise über CUSUM oder Shewhart Karten inkl. entsprechender Dokumentationen.

### **D\_EMS 2000 BUBE**

Modul zur automatisierten Datenkommunikation mit der Behördensoftware *BUBE-online* und somit die Erfüllung der 11. BImSchV *Jahresemissionserklärung* wie auch der Informationspflicht für das PRTR.

Für zusätzliche Informationen auf vorhandenen Client Systemen oder vorhandenen PC's im Datennetz des Betreibers stehen die Module D-pm.www für eine webbasierte Datenbereitstellung und D-PM.ms, dass einen Datenbankzugriff von MS-Excel ermöglicht, zur Verfügung.

Mittels der Client-Software WinDeva kann die komplette Funktionalität des Systemarbeitsplatzes auf vorhandenen Arbeitsplätzen des Betreibers abgebildet werden.

## 5. Alternative Messverfahren

### 5.1. Einleitung

Nach Darstellung der herkömmlichen, weiterhin dominierenden Vorgehensweise zur kontinuierlichen behördlichen Überwachung von Emissionen aus stationären Quellen (automatische Messverfahren – Continuous Emission Monitoring System – CEMS), soll nachstehend auf eine Alternative vorgestellt, die ebenfalls eine den Vorschriften und Qualitätsanforderungen gerecht werdende kontinuierliche Bestimmung von Emissionen zulässt: **PEMS oder Predictive Emissions Monitoring Systems**. Wie die folgenden Kapitel zeigen sollen, weist dieses Verfahren Gemeinsamkeiten, aber auch Unterschiede zur Messung mit Gasanalysatoren auf, PEMS besitzt aber einige große Vorteile, die zukünftig eine weite Verbreitung befördern und einen Ersatz automatischer Messverfahren ermöglichen werden. Da PEMS in der Vergangenheit vor allem gemäß den Vorschriften der US Environmental Protection Agency (US EPA) eingesetzt wurde, gibt es bisher keinen geeigneten deutschen Begriff.

### 5.2. Definition: Predictive Emissions Monitoring System (PEMS) – Historie und Varianten: Parametrisch – Empirisch

Ein Predictive Emissions Monitoring System (PEMS) ist ein Software-basiertes Datenerfassungssystem, das mit dem Prozessleitsystem verbunden ist. Ein PEMS benutzt eine Vielzahl von Prozessparametern und deren Daten, um Emissionsraten von Luftverunreinigungen gemäß gesetzlicher Vorschriften zu bestimmen. Ein PEMS benötigt daher keine kontinuierlich messenden Gasanalysatoren sowie das zur Messung benötigte Zubehör wie Probenahme, beheizte Leitungen, Kalibrier gases oder Messcontainer. Die prinzipielle Konfiguration von CEMS gegenüber PEMS zeigen die beiden folgenden Bilder.

PEMS sind nicht neu, bereits seit den siebziger Jahren des vergangenen Jahrhunderts werden sogenannte *First Principle* oder parametrische PEMS eingesetzt. Diese beruhen auf formelhaften Ansätzen, denen thermodynamische Gleichungen zugrunde liegen.

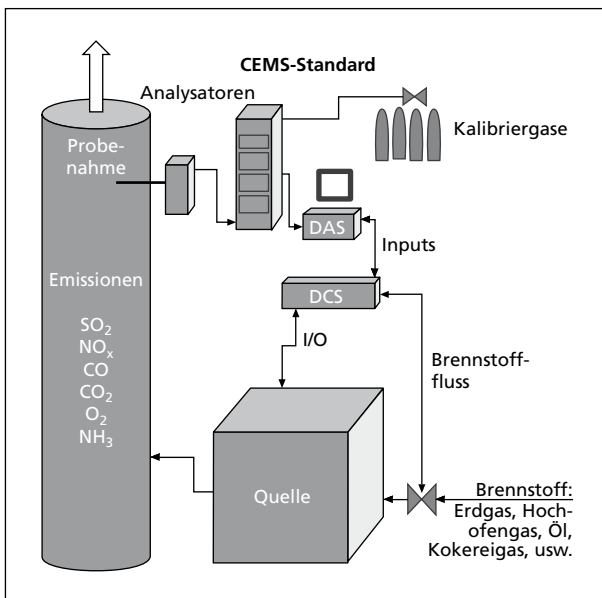


Bild 5:

Standardkonfiguration einer Emissions-Überwachung mit automatischem Messverfahren

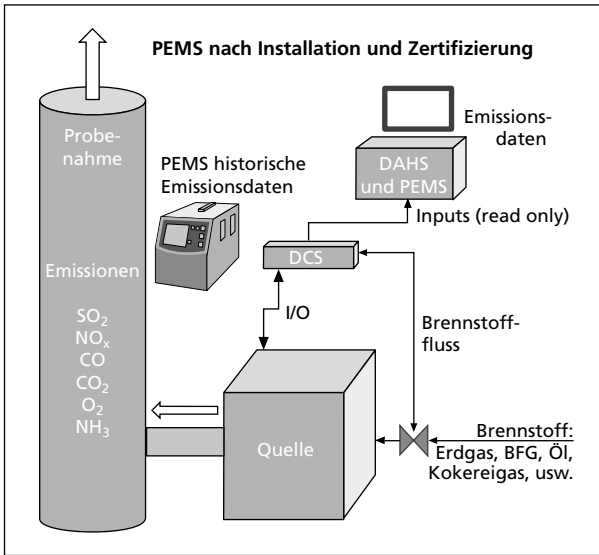


Bild 6:

Emissionsüberwachung mit PEMS und Datenerfassung

Mittels einer parametrischen Formel wird für jede Komponente (Luftverunreinigung)  $p$ , die Emissionsrate  $E$  als Funktion von bis zu drei Eingabeparametern  $I$  ausgedrückt:

Parametrisch  $E_p = f(I_1)$  oder  $f(I_1, I_2)$  oder  $f(I_1, I_2, I_3)$

Beispiel  $E_{\text{NOx}} = I_1 \cdot K_{\text{NOx}}$  mit  $I_1 = \text{Feuerungswärmeleistung}$

Das Einbeziehen nur einiger weniger Prozessparameter (ein bis max. drei), die Korrelation zu Emissionen aufweisen, schränkt die Genauigkeit ein, daher eignen sich parametrische PEMS nicht zur behördlichen Emissionsüberwachung oder als Ersatz für CEMS. Sehr wohl werden parametrische PEMS aber für Spitzenlastanlagen mit bis zu zehn Prozent jährlichem Betrieb oder für Anlagen eingesetzt, die einer Messung nur sehr schwer zugänglich sind. Als Beispiel seien hier Fackelanlagen zur Hochtemperaturverbrennung genannt, wie sie häufig in Raffinerien zu finden sind. Dieses Verfahren wird auch CPMS – Continuous Parametric Monitoring System genannt. Ein weiterer Einsatz der parametrischen PEMS findet sich bei Herstellern von Gasturbinen zur Fertigungs- und Qualitätskontrolle.

Seit Ende der achtziger Jahre kamen mehr und mehr die sogenannten empirischen PEMS auf. Diese nutzen zahlreiche Prozessparameter, die Korrelation zu Emissionen aufweisen und erzielen damit Ergebnisse, die gleichwertig zur kontinuierlichen Emissionsmessung sind. Die Entwicklung des Vorhersagemodells beruht hier auf der Verknüpfung von Ergebnissen historischer Emissionsmessungen mit den zugehörigen Prozessparametern.

Die heute vorliegenden empirischen PEMS basierend auf neuronalen Netzen und statischen Verfahren (Statistical Hybrid Methods). Zur Vorhersage wird für jede Komponente  $p$  die Emissionsrate  $E$  als Funktion einer Anzahl  $n$  (mehr als drei) Eingabeparametern oder intermediären Knoten  $I$  ausgedrückt, wie folgt:

Vorhersage  $E_p = f(I_1, I_2, I_3, \dots I_n)$

Beispiel  $E_{\text{NOx}} = f(I_1, I_2, I_3, \dots I_n)$  oder

(neuronales Netzwerk)  $E_{\text{NOx}} = I_1 \cdot w_1 + I_2 \cdot w_2 + I_3 \cdot w_3 + \dots I_n \cdot w_n$

mit  $w_n$  als Wichtung des  $n_{\text{ten}}$  Eingabeparameters oder intermediären Knotens

Die sich daraus ergebende Datenmatrix erlaubt eine sehr genaue Bestimmung der Emissionen, solange sich die Prozessparameter innerhalb des im Modell eingeschlossenen Wertebereiches befinden und die Ergebnisse einer strikten Qualitätssicherung wie bei einem CEMS unterliegen.

Seit 2000 etwa hat die US EPA diese empirischen PEMS in Evaluierungsprogrammen getestet. Aufgrund der positiven Ergebnisse und Erfahrungen werden PEMS mittlerweile als Ersatz für CEMS zertifiziert und anerkannt. Es existiert eine sogenannte Performance Specification (PS) 16 [1], die die Kriterien für Test und Qualifizierung von PEMS gemäß 40 CFR 60 – New Source Performance Standard (näheres hierzu im folgenden Kapitel) festlegt.

### 5.3. Zugrundeliegende Vorschriften, Aufbau und Funktionsweise

PEMS in den USA und Ländern, die den Regularien der US EPA folgen, wird vor allem gemäß 40 C(ode)F(ederal)R(egulation) Part 60 [2] und 40 CFR Part 75 (Subpart E [3] Alternative Monitoring Methods) angewandt.

Die wesentlichen Elemente von Part 60 oder Part 75 sind:

#### **Part 60:**

- New Source Performance Standard – NSPS, veröffentlicht 1974 mit zahlreichen Unterkapiteln (Unterkapitel existieren für jeden Emittententyp, so deckt z.B. Db die meisten Kesseltypen ab). Anwendung für Industrieanlagen (>100 mmBTU, etwa 29 MW).
- Eine kontinuierliche Überwachung der *Primary Pollutants* (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CO, Opazität und VOC) ist erforderlich.
- PEMS ist zulässig unter Performance Specification (PS) 16.
- Relative Accuracy Test Audits (RATA) mit 27 Durchläufen (9 a drei Betriebs-/ Lastzuständen). RATA sowie die entsprechenden statistischen Tests müssen erfüllt werden.
- *Selbst-Zertifizierend*, d.h. die Publikation akzeptabler Leistungstest gemäß US EPA Vorgaben bedingt eine einstweilige Zertifizierung. Nach Übermittlung des Berichtes an die lokale Umweltbehörde, hat diese beispielsweise neunzig Tage Zeit für einen Einspruch. Falls keine Antwort erfolgt, wandelt sich die vorläufige in eine endgültige Zertifizierung um.
- Die Erhebung historischer Emissionsdaten kann weniger als eine Woche bis zu einem Monat oder mehr umfassen.

#### *Qualitätssicherung*

- vierteljährliche RAA's - Relative Accuracy Audits (erstes Jahr) sowie im Anschluss einmal pro Jahr,
- jährliches RATA (Ein Betriebszustand),
- tägliche Validierung der Prozesssensoren, die für das Modell verwendet werden.

#### **Part 75**

- Clean Air Act Amendments, 1990, Title IV, Acid Rain
- Anwendung für Anlagen zur Stromerzeugung (>250 mmBTU, etwa 75 MW)
- Eine kontinuierliche Überwachung der *Primary Pollutants* (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CO, Opazität und Durchfluss) ist gefordert.

- PEMS ist zulässig gemäß Unterkapitel E (Subpart E Alternative Monitoring Methods).
- Zur Zertifizierung ist die Messung über 720 Stunden mittels zertifizierter Standard Referenzmethoden (SRM) oder CEMS gegen PEMS unabdingbar.
- Das Relative Accuracy Test Audit (RATA) sowie die entsprechenden statistische Tests müssen erfüllt werden.
- Gesuch an die U.S. EPA – Der EPA Administrator oder dessen Beauftragter müssen unterzeichnen (aktive Genehmigung).
- Die Erhebung statistischer Daten (bei Neuanlagen) dauert typischerweise einen Monat oder länger.

### Qualitätssicherung

vierteljährliche Relative Accuracy Audits,

jährliches RATA (Ein Betriebszustand).

tägliche Validierung der Prozesssensoren, die für das Modell verwendet werden.

Entsprechende in etwa vergleichbare europäische Direktiven sind die Large Combustion Plant Directive LCPD (2001/80/EC), deren deutsche Umsetzung die 13. BImSchV ist sowie die Waste Incineration Directive WID (2000/76/EC), deren deutsche Umsetzung die 17. BImSchV ist. Hierüber wurde bereits im ersten Teil ausführlicher referiert. Für PEMS ist zu klären, wie eine Anwendung im Sinne eines Ersatzes automatischer Messeinrichtungen möglich ist bzw. welche Änderungen in die Direktiven einzuführen sind und welche Länder dies akzeptieren.

## 6. Geeignete Anlagen und bestimmbare Komponenten

Grundsätzlich sind empirische PEMS besonders für die Überwachung aller gas- und ölgefeuerter Kamine, Kessel, Öfen und Turbinen usw. geeignet. Basierend auf geeigneten historischen Emissions- und Prozessdaten können PEMS neben den sogenannten *primary pollutants*  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{CO}$  auch  $\text{CO}_2$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{HC}$  oder  $\text{VOC}$  sowie andere Luftverunreinigungen modellieren. Opazität kann mittels eines parametrischen Ansatzes bestimmt werden, wenn die Emissionen aus einer gasgefeuerten Quelle stammen.

Einschränkungen liegen vor bei festen Brennstoffen mit größerer Variabilität der Zusammensetzung, d.h. für Müllverbrennungsanlagen werden PEMS bisher nicht eingesetzt. Dies gilt auch für die Erfassung von Emissionen aus der Zementproduktion, da hier sehr häufig Mitverbrennung erfolgt und dies zu einer Mischung von festen und flüssigen/gasförmigen Brennstoffen führt. Außerdem werden hier die Emissionen sehr stark durch die Zusammensetzung des Rohmaterials beeinflusst. Bei kohlegefeuerten Anlagen ist die Bestimmung von  $\text{SO}_2$  bei stark schwankenden Schwefelgehalten in der Kohle sehr problematisch, dies gilt noch stärker für Quecksilber (Hg).

Emissionsquellen, die sich für PEMS anbieten sind neuere Anlagen mit hochwertiger Instrumentierung, verfügbaren Datenschnittstellen, modernen Prozessleitsystemen sowie einer Instrumentierung, die der Qualitätssicherung unterliegt und eine gute Dokumentation aufweist. Emissionsquellen, die für die Implementierung einen höheren Aufwand bedeuten sind vor allem ältere Anlagen mit begrenzter Instrumentierung, firmenspezifischen Leitsystemen ohne Standardschnittstellen sowie fehlender Dokumentation oder Qualitätssicherung der Prozesssensoren.

## 7. Parameter für die Vorhersage und Schritte hin zum Modell

Die verwendeten Prozessparameter für ein PEMS-Modell werden in drei Hierarchiestufen unterteilt:

- kritische Parameter, wie
  - \* Brennstoffdurchfluss,
  - \* Brennstoffzusammensetzung (diese wird oft online mittels Prozess-Chromatographie bestimmt),
  - \* Leistung (MW),
- sekundäre Parameter, wie z.B.
  - \* Temperaturen, Drücke, Flüsse nahe des Brenners, der Verbrennungszone, des Einlasses oder in der Abluft,
  - \* Klappenpositionen,
  - \* Parameter der Rauchgasreinigung wie Wasser- oder Dampfinjektion, Ammoniak-schlupf oder Scrubber Differenzdruck,
  - \* Brennstoffverteilung,
  - \* Stellung der Turbinenschaufeln,
  - \* Kompressorkennzahl,
  - \* Gebläsegeschwindigkeit
  - \* usw.
- Tertiäre Parameter, wie z.B.
  - \* Ventilstellungen,
  - \* Luftdruck, -feuchte und -temperatur,
  - \* Lagertemperaturen,
  - \* Differenzdrücke,
  - \* usw.

Um ein validierbares Modell zu generieren, werden nur sehr wenige unabdingbare Parameter benötigt, die sogenannten kritischen Parameter, die aber ohnehin in beinahe jeder Anlage erfasst werden. Üblicherweise fließen die Parameter in das Modell ein, die vom Prozessleitsystem zur Verfügung gestellt werden können, d.h. ein Betreiber ist nicht gezwungen, bestimmte Parameter zur Verfügung zu stellen und dafür z.B. Sensoren einzubauen, die bisher nicht vorhanden waren. Aus der in der Regel großen Vielzahl an Prozessdaten werden die ausgewählt, die möglichst gut mit den Emissionen korrelieren. Meist sind 10 bis 25 Parameter ausreichend.

Der Weg hin zu einem validierten und zertifizierten Modell gliedert sich typischerweise in folgende Schritte:

- Analyse und Bewertung des Prozessleitsystems und der Prozessinstrumentierung der zu überwachenden Emissionsquelle.
- Überprüfung, ob zuständige Behörden PEMS als alternatives Verfahren zur Überwachung von Emissionen akzeptieren sowie Erarbeitung alternativer Messprotokolle.



- Datensammlung für die Modellerstellung (Prozess- sowie Emissionsdaten, beides bildet den sogenannten historischen Datensatz). Der typische Zeitraum ist sieben bis dreißig Tage unter normalen Last- und Betriebszuständen einschließlich An- und Abfahren der Anlage sowie möglichst vieler Übergangszustände. Dies entfällt, wenn für eine Anlage auf bereits existierende historische Daten zurückgegriffen werden kann.
- Qualitätssicherung dieser Daten.
- Auflistung und Beschreibung der Modellparameter.
- Auswahl der Parameter (mindestens 10 bis 20+). Für das Modell können grundsätzlich alle Prozessparameter Verwendung finden, die Einfluss auf die Emissionen haben und mit diesen korreliert werden können.
- Generierung des Modells für die spezifische Emissionsquelle.
- Durchführung erster Tests, um die Einhaltung der Spezifikation zu überprüfen.
- Installation, Verifizierung gegen SRM oder CEMS (z.B. dreißig Tage), Im Falle der USA Berichterstattung an und Zertifizierung durch US EPA
  - \* nach 40 CFR Part 60 oder
  - \* 40 CFR Part 75 mit Daten über 720 Betriebsstunden im Vergleich zu einer zertifizierten, kontinuierlich arbeitenden Messeinrichtung (SRM – CEMS).

## 8. Vergleich CEMS – PEMS

Im folgenden Kapitel sollen tabellarisch wesentliche Gemeinsamkeiten und Unterschiede einer kontinuierlichen automatischen Emissionsmeseinrichtung (CEMS) und eines PEMS dargestellt werden.

Tabelle 3: Wesentliche Gemeinsamkeiten und Unterschiede PEMS – CEMS

	CEMS	PEMS
<b>Gemeinsamkeiten</b>		
<b>kontinuierlich</b>	Beide Verfahren können sowohl für die kontinuierliche Emissionsüberwachung aus stationären Quellen als auch für Spitzenlastanlagen eingesetzt werden.	
<b>Anlagen</b>	Für alle öl- und gasgefeuerten Quellen kann CEMS und PEMS gleichermaßen Verwendung finden.	
<b>Genauigkeit/Präzision</b>	Genauigkeit und Präzision sind bei beiden Verfahren vergleichbar bei Anwendung gleicher Verfahren zur Sicherung der Ergebnisqualität. Wie gut die Übereinstimmung der Ergebnisse von PEMS und CEMS üblicherweise sind, zeigen die Bilder 3 und 4.	
<b>Qualitätssicherung der Daten</b>	Die Qualität der Ergebnisse kann mit den Verfahren der EN14181 (EU) sowie RATA/RAA (USA) sichergestellt werden.	
<b>Datenerfassungssysteme</b>	Sowohl CEMS als auch PEMS benötigen zur Darstellung und Berichtslegung der Überwachungsergebnisse entsprechende Datenerfassungs-Systeme. Die PEMS-Software ist nicht darauf ausgerichtet, die in einem bestimmten Land Anwendung findenden Vorschriften zu inkorporieren und die Ergebnisse dementsprechend darzustellen und zu bewerten.	

Tabelle 3: Wesentliche Gemeinsamkeiten und Unterschiede PEMS – CEMS – Fortsetzung

	CEMS	PEMS
<b>Unterschiede</b>		
<b>Hardware: Analytoren/ Zubehör</b>	CEMS benötigt Gasanalytoren zur Messung der Komponenten sowie Zubehör wie Probenahme, beheizte Probegaszuführungen, Racks, Container usw.	PEMS benötigt nur Standard-Serverhardware mit entsprechenden Einrichtungen zur Sicherung der Daten und deren Integrität.
<b>Einsetzbarkeit: Anwendung und Territorien</b>	CEMS sind universell einsetzbar, da auch Anlagen, die mit festen Brennstoffen betrieben werden (Abfallverbrennung, Kohlefeuerung, Zementherstellung), mit entsprechend konfigurierter CEMS uneingeschränkt überwacht werden können sowie auch Komponenten wie Hg oder Staub messbar sind.	Einschränkungen bei festen Brennstoffen mit hoher Variabilität der Zusammensetzung. PEMS kann für kohlegefeuerte Anlagen eingesetzt werden, die Bestimmung von SO <sub>2</sub> ist bei stark schwankendem Schwefelgehalt aber eingeschränkt
<b>Kosten: Beschaffung/Betrieb und Wartung/Qualitätssicherung</b>	Die Kosten für die Beschaffung von PEMS liegen üblicherweise bei 50 % eines vergleichbaren CEMS. Bei Betrieb und Wartung verursacht PEMS nur etwa 10 bis 20 % der Kosten eines CEMS. Alle Kosten für Ersatzteile, Verbrauchsmaterialien sowie Kalibriergase für die tägliche Überprüfung eines CEMS entfallen (siehe auch Vergleich in Kapitel 6). Da die Qualitätssicherung und deren Verfahren gleich sind, besteht hier kein Unterschied bei den Kosten.	
<b>Verfügbarkeit/Drift</b>	Die Drift ist bei PEMS kleiner, da diese nur durch die Drift der Prozesssensoren bedingt ist. Ebenso ist die Verfügbarkeit höher, da nur geringfügige Wartungsarbeiten an Servern und Work Stations zu leisten ist. Die Verfügbarkeit sollte bei 99,5 %+ liegen.	

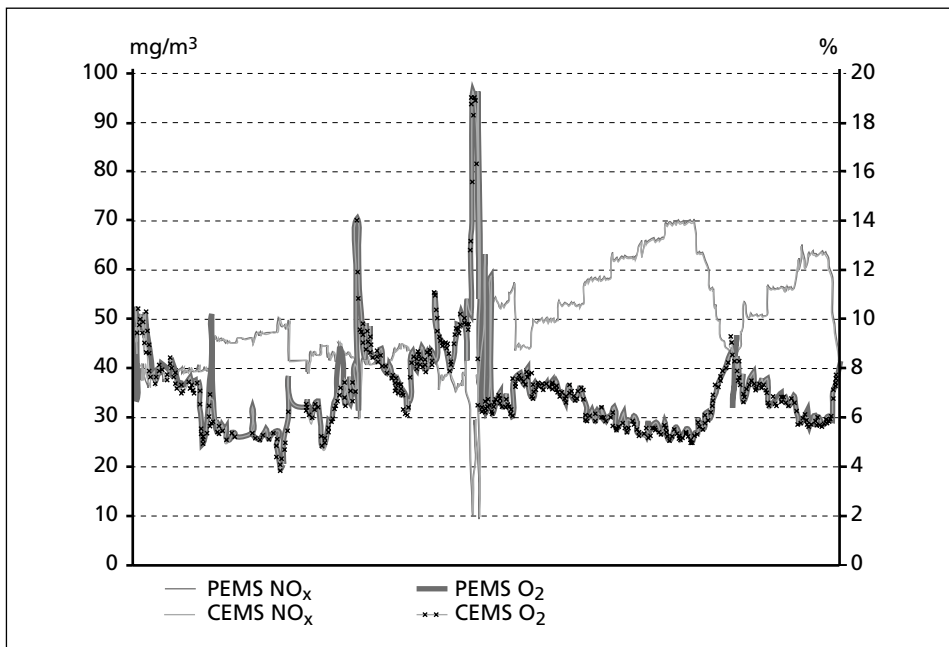


Bild 7: Vergleich der Ergebnisse PEMS/CEMS für NO<sub>x</sub> und O<sub>2</sub> bei einem ölgefeuerten Kessel

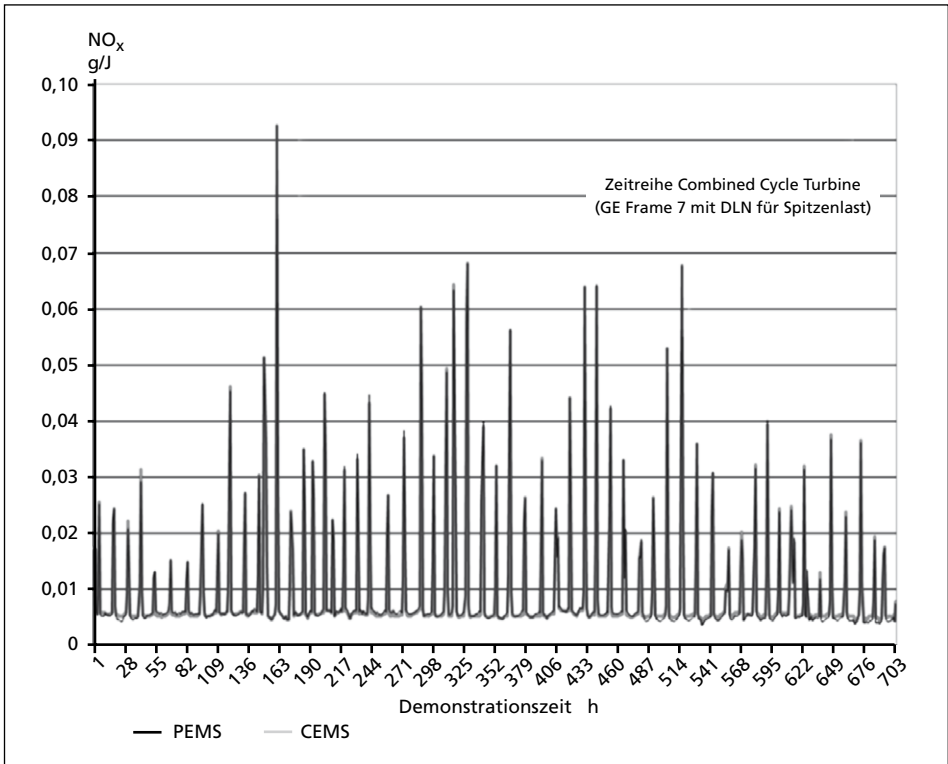


Bild 8: Vergleich PEMS – CEMS für NO<sub>x</sub> bei einer Spitzenlastgasturbine (DLN – Dry Low NO<sub>x</sub>, ein Verfahren zur Emissionsminderung bei Gasturbinen); Zeitdauer der Vergleichsmessung 720 Stunden

## 9. Qualitätssicherung

Ein Predictive Emissions Monitoring System muss zur Erzielung von Ergebnissen, die dem messenden Verfahren gleichwertig sind, auch die gleichen Verfahren zur Sicherung der Qualität anwenden. In den USA wird nach der Zertifizierung eines PEMS an der entsprechenden Anlage (bei Anlagen nach Part 75 beinhaltet dies mindestens 720 Stunden Vergleichsmessung gegen physikalische Standardreferenzverfahren – SRM oder CEMS) im ersten Jahr vierteljährlich ein Relative Accuracy Audit (RAA) und jährlich ein Relative Accuracy Test Audit (RATA) durchgeführt. RAA und RATA unterscheiden sich nur durch die Anzahl der Messzyklen, in denen die Resultate von PEMS gegen die der SRM verglichen werden. Die Vergleichsmessungen erfolgen bei verschiedenen Betriebs-/ Lastzuständen. Eine vergleichbare Qualitätssicherung kann nach der DIN EN14181 Qualitätssicherung für automatische Messverfahren und den darin enthaltenen Elementen QAL 2, QAL 3 und Annual Surveillance Test (AST) durchgeführt werden. In Deutschland würden hier die sogenannten § 26 Messstellen in den Qualitätssicherungsprozess eingebunden werden.

Sehr wichtig ist auch die kontinuierliche Validierung der Sensoren, deren Daten in das Modell einfließen. Diese sollte mindestens täglich erfolgen, wird aber in der Praxis jede Minute durchgeführt. Eine Besonderheit stellt hierbei die Toleranz eines PEMS gegenüber

dem Ausfall von Sensoren dar. Solange durch den Ausfall einer Anzahl von Sensoren die relative Genauigkeit nicht unter einen bestimmten Wert (z.B. zehn Prozent) absinkt, bleiben die Ergebnisse der Modellierung weiterhin gültig. Dies gibt dem Betreiber Zeit, z.B. defekte Sensoren auszutauschen ohne dass dies die Verfügbarkeit beeinträchtigt. Dies nennt man auch den Hybridcharakter des *Statistical Hybrid PEMS*. Der Einfluss von Sensorausfällen auf die Genauigkeit wird bei der PEMS-Zertifizierung untersucht.

Tabelle 4: Übersicht der Maßnahmen zur Sicherung der Ergebnisqualität für PEMS

Maßnahmen	Einsatz
Sensorvalidierung	Minütlich bis Täglich
Zero & Span	Täglich
RAA (Messung gegen SRM)	Vierteljährlich
RATA (Messung gegen SRM) – Qal2, Qal3,	Jährlich
AST (EN14181)	
Erfassung von Sensorausfällen	Vor RATA
Bias Tests	Nach RATA
Statistische Analyse	Nach Modelländerung
Überprüfung der Alarmmeldungen bei Sensorausfällen	Nach Modelländerung oder RATA

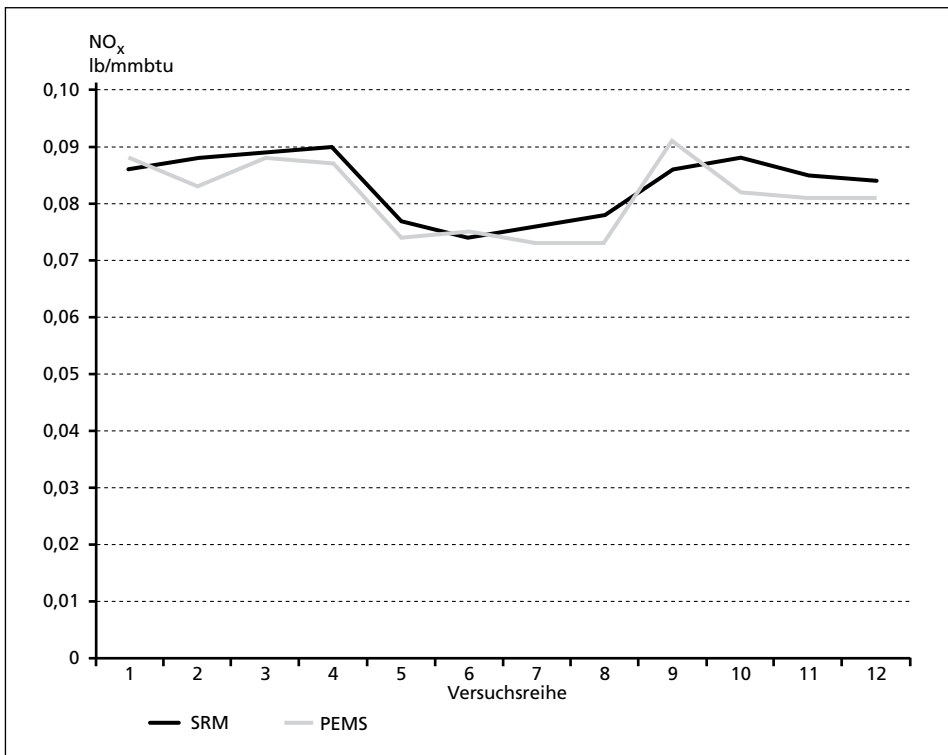


Bild 9: Vergleich PEMS – SRM an einem gasgefeuerten Kessel; Vergleichsmessungen bei verschiedenen Lastzuständen

## 10. Kostenvergleich

Wie in Tabelle 1 kurz beschrieben, liegt – zumindest aus Sicht der Betreiber – der entscheidende Vorteil, CEMS durch PEMS zu ersetzen bzw. gleich eine Emissionsüberwachung mit PEMS zu realisieren, in den deutlich niedrigeren Kosten, sowohl bei Beschaffung, aber umso mehr auch bei Betrieb und Wartung. Als Faustregeln können gelten:

- PEMS Beschaffung: Etwa fünfzig Prozent Kosten eines CEMS
- PEMS Betriebs-/Wartungskosten: etwa zehn bis zwanzig Prozent jährliche Kosten eines CEMS
- CEMS/PEMS Qualitätssicherung: Die jährlichen Kosten liegen in etwa auf demselben Niveau bei Befolgung der Part 60 Performance Standard 16 (PS-16) oder DIN EN14181

Tabelle 5: Vergleich der Beschaffungskosten PEMS – CEMS im Detail

Beschaffung: 3 Gase (CO, NO <sub>x</sub> , O <sub>2</sub> )	PEMS EUR	CEMS EUR
PEMS/CEMS Basiskosten	40.000 – 50.000	45.000 – 75.000
Erweiterung je Komponente	4.000	3.000 – einige 10.000
Emissionsrechner Software	20.000	20.000
Emissionsrechner Hardware	5.000	5.000
Installation: Instrumentenluft, Klimatisierung, Container, I/O, Elektrik / Mechanik	3.000	35.000
Zubehör: PEMS I/O Interface, Standard OPC CEMS: Probenahme, beheizte Leitung usw.	0	20.000
Training	3.000	7.000
Abnahme	2.000	3.000
<b>Gesamt</b>	<b>77.000 – 87.000</b>	<b>138.000 – &gt; 165.000</b>

Tabelle 6: Vergleich der Betriebs- und Wartungskosten PEMS – CEMS im Detail

Jährlicher Betrieb/ Wartung	PEMS EUR	CEMS EUR
Kalibriergase	0	4.000
Ersatz von Komponenten	0	7.000
PEMS/CEMS Ersatzteile	1.000	12.000
Reparaturen	0	3.500
Verbrauchsmaterialien	0	1.500
Vorbeugende Wartung	300 – 500/Monat 24/7 Wartungsvertrag	7.000
<b>Gesamt</b>	<b>4.600 – 7.000</b>	<b>35.000</b>

## 11. Fazit und Ausblick

In den USA und in Ländern, deren Vorschriften zur Überwachung von Emissionen aus stationären Quellen sich an die US EPA anlehnen, gewinnen Predictive Emissions Monitoring Systeme mehr und mehr an Bedeutung als Alternative und Ersatz für die wohl

etablierte Messung von Emissionen mittels automatischer, kontinuierlicher Verfahren. Der entscheidende Punkt für die Akzeptanz von PEMS als Alternative liegt in den gleichwertigen Ergebnissen im Sinne der Einhaltung gesetzlicher Anforderungen, die durch stringente Qualitätssicherung erzielt werden können. Dies ist die Voraussetzung, dass Betreiber CEMS durch PEMS ersetzen und dadurch von den erheblich niedrigeren Kosten profitieren können. Vor allem in Ländern, die über eine bislang eingeschränkte Umweltüberwachung verfügen, kommt als weiterer Vorteil der wesentlich geringere Bedarf an geschultem Personal zum Tragen. Oft hört man hier das Argument, dass der Betrieb eines CEMS wegen dieses Mangels nicht sichergestellt werden kann. Ein PEMS stellt im Betrieb wesentlich geringere Ansprüche, da hier sehr stark über Fernwartung eingegriffen werden kann.

Nachdem PEMS ihre Qualität in USA gemäß US EPA bei zahlreichen Installationen unter Beweis stellen konnten und in Asien sowie im Mittleren und Nahen Osten bereits zunehmend eingesetzt werden, zeigen auch europäische Länder Interesse, auf diese Alternative für geeignete Anlagen und Brennstoffe zurückzugreifen. Holland gilt hier als Vorreiter. In Deutschland wird gerade ein Pilotprojekt geplant, an dem Betreiber, das Umweltbundesamt, regionale Umweltbehörden sowie § 26 Messstellen Interesse zeigen und sich beteiligen werden.

## 12. Literaturverzeichnis

- [1] U.S. Code of Federal Regulations, 40 CFR Part 60, Appendix B. *Performance Specification 16 PEMS*, Federal Register, 60 FR 40297
- [2] U.S. Code of Federal Regulations, 40 CFR Part 60, *Performance Specification 16 for Predictive Emission Monitoring Systems and Amendments to Testing and Monitoring Provisions*, Federal Register, Vol. 70, No. 151
- [3] U.S. Code of Federal Regulations, 40 CFR Part 75, Subpart E. *Alternative Monitoring Systems*, Federal Register, Sub

Die Deutsche Bibliothek – CIP-Einheitsaufnahme

**Immissionsschutz** – Band 2

– Planung, Genehmigung und Betrieb von Anlagen –  
Karl J. Thomé-Kozmiensky, Matthias Dombert, Andrea Versteyl,  
Wolfgang Rotard, Markus Appel.

– Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2011

ISBN 978-3-935317-75-7

ISBN 978-3-935317-75-7 TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky

Copyright: Professor Dr.-Ing. habil. Dr. h. c. Karl J. Thomé-Kozmiensky  
Alle Rechte vorbehalten

Verlag: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky • Neuruppin 2011

Redaktion und Lektorat: Professor Dr.-Ing. habil. Dr. h. c. Karl J. Thomé-Kozmiensky,

Dr.-Ing. Stephanie Thiel, Elisabeth Thomé-Kozmiensky, M. Sc., Janin Burbott

Erfassung und Layout: Petra Dittmann, Sandra Peters,

Martina Ringgenberg, Ginette Teske

Druck: Mediengruppe Universal Grafische Betriebe München GmbH, München

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.