

Grenzwerte für Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken

Alfons Kather und Mathias Klostermann

Abstract

Emission limits of mercury for coal-fired power plants

While discussing future emission limits of mercury for German coal-fired power plants, the emission limits of the USA (according to MATS) are often used as reference. However, the conversion carried out from the US units lb/GWh or lb/TBtu to $\mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ (s.t.p.) has repeatedly resulted in emission limits which are too low. In this article, the correct conversion procedure is described.

The continuous measurement of mercury, which has been implemented yet in a few German power plants only, features a maximum allowed measurement uncertainty of $6 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ (s.t.p.) according to the 13. BImSchV (ordinance to the German Federal Immission Control Act). A reduction of the allowable limit to a single-figure digit will significantly increase the challenges for all parties involved. Because of this, the utmost care is required when evaluating the mercury reduction potential for German power plants.

Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken in Deutschland sind seit dem Jahr 2004 auf einen Tagesmittelwert von $30 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ limitiert [1]. Nach der derzeitigen Festlegung wird dieser Grenzwert ab dem Jahr 2019 auf einen Jahresmittelwert von $10 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ reduziert. Auf EU-Ebene wurden im Rahmen des aktuell laufenden Verfahrens zur Revision des Merkblattes „Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants“ BREF-LCP im Juni 2015 eine mit der zurzeit besten verfügbaren Technik im Jahresmittel erreichbare Quecksilberkonzentration für Kraftwerke mit einer Feuerungswärmeleistung $\geq 300 \text{ MW(th)}$ von < 1 bis $4 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ für Steinkohle und von < 1 bis $7 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ für Braunkohle identifiziert und zur Diskussion in die nachgeschalteten Gremien eingebracht [2]. Bei einer Annahme durch die Gremien muss die nationale Gesetzgebung der EU-Mitgliedsstaaten die Grenzwerte dann derart anpassen, dass Bestandsanlagen diese Konzentrationsbereiche von ca. 2021 an erreichen. In der aktuellen Diskussion um die Umweltbelastung durch Kohlekraftwerke werden häufig die Quecksilberemissionsgrenzwerte der USA genannt, welche derzeit die weltweit schärfsten darstellen. Diese wurden am 16. Februar 2012 im Federal Register unter der Bezeichnung MATS (Mercury and Air Toxics Standards) in den Maßeinheiten lb/GWh bzw. lb/TBtu veröffentlicht [3] und werden immer wieder auf die europäische Grenzwertmaßeinheit $\mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ umgerechnet. Bei dieser Umrechnung werden häufig fälschlicherweise Grenzwerte von $1,4 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ für Steinkohlekraftwerke und $4,1 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ für Braunkohlekraftwerke berechnet, u. a. auch in [4, 5, 6]. Bei richtiger Umrechnung der MATS-Grenzwerte ergeben sich für Steinkohle- bzw. Braunkohlekraftwerke mit sehr niedrigen Wirkungsgraden Grenzwerte von $1,5 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ bzw. $5 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ und für Steinkohle- bzw. Braunkohlekraft-

werke mit Wirkungsgraden nach dem heutigen Stand der Technik Grenzwerte von $2,2 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ bzw. $5,4 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$. Diese Klarstellung ist deshalb so wichtig, weil auf die US-Grenzwerte in den Diskussionen, Studien und Veröffentlichungen zu Quecksilberemissionen in Deutschland häufig Bezug genommen wird. So wird in [5] davon ausgegangen, dass der ohnehin schon zu niedrig umgerechnete Grenzwert von $4,1 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ für Braunkohlekraftwerke im Normalbetrieb noch einmal um 40 % niedriger läge, sodass in dieser Studie von einem Grenzwert von $2,46 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ und somit von weniger als der Hälfte des tatsächlichen MATS-Grenzwerts ausgegangen wird. Im Rahmen einer kleinen Anfrage im deutschen Bundestag [7] wird sogar $1 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$, also weniger als 20 % des MATS-Grenzwerts für Braunkohlekraftwerke, in die Diskussion eingebracht.

US-Gesetzgebung zur Minderung der Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken

In den USA sind im Jahr 2012 in den MATS die weltweit niedrigsten Emissionsgrenzwerte für Quecksilber (Hg) im Rauchgas von Kohlekraftwerken festgelegt worden. Die Vorgaben zielen nach [3] u. a. auf eine Minderung der Hg-Emissionen aus der Verstromung von Kohle in den USA um etwa 90 % ab. In Tabelle 1 sind die als fortlaufende 30-Tage-Mittelwerte einzuhaltenden Grenzwerte dargestellt. Sie gelten für Anlagen mit einer elektrischen Bruttoleistung von mehr als 25 MW, deren Brennstoffwärmeleistung innerhalb der letzten 3 Jahre jeweils mehr als 10 % oder innerhalb eines Jahres mehr als 15 % aus Kohle erbracht wurde. Dabei wird zum einen nach den Kohlequalitäten

- Low rank virgin coal: calorific value $< 19,305 \text{ MJ/kg}$ (Brennwert; feucht und aschefrei); Nutzung nur in für die-

Tab. 1. Emissionsgrenzwerte als fortlaufende 30-Tage-Mittelwerte für Quecksilber aus kohlebefeuerten Kraftwerken in den USA nach MATS 2015-01699 [3].

Brennstoff	Bestandsanlage	Neubau/modernisiert
Low rank virgin coal, lb/GWh	0,04	0,04
Low rank virgin coal, lb/TBtu	4,0	–
Not low rank virgin coal, lb/GWh	0,013	0,003 ¹
Not low rank virgin coal, lb/TBtu	1,2	–

¹ In der ursprünglichen Version der MATS aus 2012 war ein nicht praktikabler Wert von 0,0002 lb/GWh eingetragen, der am 17.02.2015 auf den Wert von 0,003 lb/GWh geändert wurde.

Autor

Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather
Technische Universität Hamburg-Harburg
Institut für Energietechnik
Hamburg, Deutschland

Mathias Klostermann
TuTech Innovation GmbH
Hamburg, Deutschland

sen Brennstoff geeigneten Anlagen in räumlicher Nähe zum Abbaugbiet; in Deutschland fallen die Braunkohlekraftwerke in diese Kategorie,

– *Not low rank virgin coal*: calorific value $\geq 19,305$ MJ/kg (Brennwert; feucht und aschefrei); alle anderen Kohlen; in Deutschland fallen die Steinkohlekraftwerke in diese Kategorie,

und zum anderen nach dem Alter der Anlage

– Bestandsanlagen,
– Neubauten und modernisierte Kraftwerke unterschieden.

Die Grenzwerte für Neuanlagen und modernisierte Anlagen sind ausschließlich als Hg-Massenstrom je abgegebener elektrischer Bruttoleistung in lb/GWh angegeben. Für Bestandsanlagen ist alternativ dazu ein auf die zugeführte Brennstoffenergie bezogener Grenzwert in lb/TBtu angegeben. Hierbei ist zu beachten, dass bei der Berechnung der Brennwert der Kohle herangezogen wird.

Für Bestandsanlagen mit sehr geringen Hg-Emissionen besteht die Möglichkeit, von der Nachrüstung der Messtechnik zur dauerhaften Emissionsüberwachung befreit zu werden und den Status einer stromerzeugenden Anlage mit niedrigen Emissionen (Low Emitting Electric Generating Unit) zu erhalten. Dazu muss alle 12 Monate über einen Zeitraum von 30 Tagen nachgewiesen werden, dass die Hg-Emissionen maximal ein Zehntel der Grenzwerte nach Tabelle 1 betragen oder die jährliche Hg-Emission 29 lb (13,15 kg) unter Einhaltung der Grenzwerte nach Tabelle 1 nicht überschreitet.

Mit dem Inkrafttreten der neuen Grenzwerte und unter Wahrung der gesetzlichen Übergangsfristen kam es zu einer umfangreichen und mit hohen Investitionen verbundenen Modernisierung der Mehrzahl der betroffenen Anlagen in den USA. Einige von den Folgen der Gesetzgebung Betroffene sahen die Verhältnismäßigkeit zwischen den Investitionen, den Verlusten von Arbeitsplätzen usw. und den sich aus den vermiedenen Hg-Emissionen ergebenden geringeren Folgekosten nicht gegeben und klagten gegen die MATS. Im Juni 2015 hat der US Supreme Court dieser Klage positiv entsprochen und die MATS beanstandet.

Umrechnung der MATS-Quecksilberemissionsgrenzwerte in auf Normvolumen bezogene Grenzwerte

Sowohl in Europa als auch in den USA wird die Messung der Hg-Konzentration im Rauchgas mit entsprechend zugelassener Messtechnik meist im feuchten Rauchgas durchgeführt und die gemessene Konzentration auf ein trockenes Bezugsvolumen und einen Bezugsrestsauerstoffgehalt

normiert. In Deutschland schreibt die 13. BImSchV zu diesem Zweck für mit Kohle befeuerte Anlagen eine Umrechnung auf einen Bezugsrestsauerstoffgehalt von 6 % i. tr. vor. Nach einer Mittelwertbildung auf Basis der normierten Messwerte wird der jeweilige Mittelwert validiert und mit dem zulässigen Grenzwert verglichen.

Die MATS erfordern neben der Kenntniss der so ermittelten Schadstoffkonzentration zusätzlich die Messung weiterer brennstoff-, rauchgas- und anlagenspezifischer Daten, um die Schadstoffemissionen auf den Energieeinsatz (in TBtu) bzw. den Energieertrag (in GWh) beziehen zu können. Das genaue Vorgehen ist in [3] und in der „Methode 19“ (CFR 40 Part 60 Appendix A Method 19) [8] beschrieben. Die auf stündlicher Basis erfolgende Berechnung der auf den Brennstoffenergieeinsatz in TBtu bezogenen Schadstofffracht E (pollutant emission rate) bzw. des Schadstoffmassenstroms M (mass emission rate) bilden den Kern zur Ermittlung des fortlaufenden 30-Tage-Mittelwerts.

Für die Umrechnung eines MATS-Grenzwerts in einen BImSchV-Grenzwert ist es notwendig, die jeweiligen Bezugsgrößen bei einer als konstant angenommenen Hg-Konzentration ineinander zu überführen, den stündlichen Energieaufwand in TBtu bzw. den stündlichen Energieertrag in GWh nach MATS zu bestimmen und die verschiedenen physikalischen Einheiten ineinander umzurechnen. Nachfolgend wird dies für die Umrechnung beider Grenzwerte von MATS nach BImSchV schrittweise erläutert.

Basisgleichung für die Umrechnung des auf die Brennstoffenergie bezogenen Grenzwerts

In der 13. BImSchV ist für trockenentastete kohlebefeuerte Dampfkraftwerke ein Bezugsrestsauerstoffgehalt von 6 % im trockenen Rauchgas vorgegeben. Damit kommt Gleichung 19-2 der Methode 19 zur Anwendung, die für Messungen im trockenen Rauchgas sowohl für die Hg- als auch für die O₂-Messung gilt. Sie lautet:

$$E = c_{\text{Hg,Rg,tr}} \cdot F_d \cdot 20,9 / (20,9 - \%O_{2,\text{tr}}) \quad (1)$$

Die auf den Energieeintrag bezogene Schadstofffracht E in ng_{Hg}/J ergibt sich als Produkt der im trockenen Rauchgas gemessenen und auf stündlicher Basis gemittelten Schadstoffkonzentration $c_{\text{Hg,Rg,tr}}$ in ng/m³ bei MATS-Standardbedingungen, einem sogenannten F-Faktor in m³_N/J und einem Term zur Berücksichtigung der Verdünnung des Rauchgases in Abhängigkeit von der Restsauerstoffkonzentration %O_{2,tr} in %.

Durch Einsetzen des BImSchV Bezugsrestsauerstoffgehalts und durch Umstellen nach der in diesem Fall gesuchten, maxi-

mal zulässigen Konzentration ergibt sich aus Gl. (1)

$$c_{\text{Hg,Rg,tr MATS}} = E_{\text{MATS}} / F_d \cdot \frac{(20,9 - 6)}{20,9} \quad (2)$$

$$= E_{\text{MATS}} / F_d \cdot 0,7129.$$

Standardbedingungen

Die Standardbedingungen zur Berechnung des Normvolumens des beprobten Rauchgases unterscheiden sich in Europa von den in den USA verwendeten. Es gilt:

– 13. BImSchV: $T_N = 0^\circ\text{C} = 273,15\text{ K}$,
 $p_N = 101,3\text{ kPa}$
– MATS: $T_N = 20^\circ\text{C} = 293,15\text{ K}$,
 $p_N = 101,3\text{ kPa}$

Unter der Annahme der Anwendbarkeit des idealen Gasgesetzes ergeben sich damit die Normvolumina zu $V_{N,\text{BImSchV}} = 22,41\text{ m}^3/\text{kmol}$ und $V_{N,\text{MATS}} = 24,06\text{ m}^3/\text{kmol}$. Die auf einen Normkubikmeter bezogenen Konzentrationen nach BImSchV sind somit bei gleicher Hg-Menge um etwa 7,4 % größer. Zur Bestimmung der zulässigen Konzentration nach BImSchV muss daher die mit Gl. (2) berechnete maximal zulässige Konzentration nach MATS auf den Normzustand der 13. BImSchV für kohlebefeuerte Anlagen umgerechnet werden.

$$c_{\text{Hg,Rg,tr BImSchV}} = E_{\text{MATS}} / F_d \cdot 0,7129 \cdot \frac{V_{N,\text{MATS}}}{V_{N,\text{BImSchV}}} \quad (3)$$

$$= E_{\text{MATS}} / F_d \cdot 0,7654$$

Bestimmung des F-Faktors

Der F-Faktor beschreibt das Verhältnis eines durch die Verbrennung der Kohle gebildeten Normrauchgasvolumens zur zugeführten Brennstoffenergie und wird in m³_N/J angegeben. Damit wird die Umrechnung von der auf das Rauchgasnormvolumen bezogenen Schadstoffkonzentration auf die auf den Brennstoffenergieeintrag bezogene Schadstoffmenge möglich. Je nach Bezugsvolumen der Schadstoffmessung wird der F-Faktor mit dem Index „d“ für trockene, „w“ für feuchte und „c“ für CO₂-bezogene Konzentrationsbestimmung versehen. Im Folgenden wird nur noch die Bestimmung von F_d erläutert.

Nach Methode 19 sind zwei Varianten zur Bestimmung des F_d -Faktors möglich. Die einfachere Variante ist die Nutzung der Tabelle 19-2 der Methode 19. Dort kann für jede Brennstoffkategorie ein durchschnittlicher F_d -Faktor abgelesen werden. Er beträgt für Rohbraunkohle (BK; lignite) $2,65 \times 10^{-7}\text{ m}^3_{\text{N}}/\text{J}$ und für Steinkohle (SK; bituminous coal) $2,63 \times 10^{-7}\text{ m}^3_{\text{N}}/\text{J}$ – jeweils bei MATS-Standardbedingungen.

Die zweite Variante besteht in der brennstoff-individuellen Berechnung des F_d -Faktors. Die Verwendung dieser Variante ist sinnvoll, wenn sich z. B. der Brennstoff nicht eindeutig einer Kategorie zuordnen lässt. Für die Berechnung gilt die Gleichung 19-13 der Methode 19

$$F_d = \frac{K(K_{hd} \cdot \%H + K_c \cdot \%C + K_s \cdot \%S + K_n \cdot \%N - K_o \cdot \%O)}{GCV} \quad (4)$$

$$= \frac{K(22,7 \text{ m}^3\text{kg}^{-1} \cdot \%H + 9,57 \text{ m}^3\text{kg}^{-1} \cdot \%C + 3,54 \text{ m}^3\text{kg}^{-1} \cdot \%S)}{GCV \cdot 100 \%} + \frac{(0,86 \text{ m}^3\text{kg}^{-1} \cdot \%N - 2,85 \text{ m}^3\text{kg}^{-1} \cdot \%O)}{GCV \cdot 100 \%}$$

mit $K=(10^{-5} \text{ kJ/J})/\%$ als Umrechnungsfaktor, $\%i$ als Anteil der Komponente i laut Elementaranalyse, (trocken in Massenprozent sowie GCV (gross calorific value) als Brennwert der Kohle in kJ/kg (ermittelt auf der gleichen Basis wie die $\%i$).

Für eine Lausitzer Rohbraunkohle (BK) und eine Südafrikanische Steinkohle (SK) ergeben sich unter Verwendung der Gleichung (4) und der Kohlenzusammensetzungen aus Tabelle 2 folgende F_d -Faktoren bei MATS-Standardbedingungen
 – $F_{d,BK} = 2,57 \times 10^{-7} \text{ m}^3\text{N}/\text{J}$ und
 – $F_{d,SK} = 2,6 \times 10^{-7} \text{ m}^3\text{N}/\text{J}$

Umrechnung der physikalischen Einheiten

Die MATS nutzen teilweise keine SI-Einheiten. Die notwendige Umrechnung wird nachfolgend mit den in Tabelle 3 aufgeführten Werten vorgenommen.

Die Ergebnisse der Umrechnung der MATS-Grenzwerte für Bestandsanlagen für „low rank virgin coal“, im Folgenden als Rohbraunkohle (BK) bezeichnet, und „not low rank virgin coal“, im Folgenden als Steinkohle (SK) bezeichnet, in SI-Einheiten sind in Tabelle 4 dargestellt.

Ergebnisse für die Umrechnung des auf den Energieeintrag bezogenen MATS-Grenzwerts

Die Umrechnung des auf die eingetragene Brennstoffenergiemenge bezogenen MATS-Grenzwerts für Bestandsanlagen erfolgt mit Gleichung (3), indem dort der jeweilige Grenzwert und der jeweilige F_d -Faktor für Braunkohle und Steinkohle unter Berücksichtigung der korrekten Einheiten eingesetzt werden.

Die Berechnung der zulässigen normvolumenbezogenen Hg-Konzentration mit den mittleren F_d -Faktoren nach Methode 19, Table 19-2, ergibt für mit Braunkohle befeuerte Anlagen einen zulässigen Grenzwert für fortlaufende 30-Tage-Mittelwerte von $5 \mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$ Hg im trockenen Rauchgas bei 6 % Bezugsrestsauerstoffgehalt und BImSchV Standardbedingungen. Der zulässige Grenzwert für eine Lausitzer Braunkohle nach Tabelle 2 liegt um etwa 3 % höher.

Für mit Steinkohle befeuerte Anlagen ergibt die Berechnung der zulässigen normvolumenbezogenen Hg-Konzentration mit den mittleren F_d -Faktoren nach Methode 19, Table 19-2, einen zulässigen

Grenzwert für fortlaufende 30-Tage-Mittelwerte von $1,5 \mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$ Hg im trockenen Rauchgas bei 6 % Bezugsrestsauerstoffgehalt und BImSchV Standardbedingungen. Der Grenzwert für eine südafrikanische Steinkohle nach Tabelle 2 liegt etwa 1,3 % höher, siehe Tabelle 5.

Tab. 2. Eigenschaften der Kohlen für die Berechnung des F_d -Faktors.

Elementaranalyse		BK Lausitz	SK Südafrika
Wasser	(kg/kg)	54,4 %	10,0 %
Asche	(kg/kg)	5,7 %	13,0 %
Kohlenstoff	(kg/kg)	26,3 %	62,0 %
Wasserstoff	(kg/kg)	2,1 %	4,2 %
Stickstoff	(kg/kg)	0,2 %	1,5 %
Schwefel	(kg/kg)	0,8 %	0,7 %
Sauerstoff	(kg/kg)	10,4 %	8,6 %
Heizwert Hi	MJ/kg	8,87	24,48
Brennstoff Hs	MJ/kg	10,66	25,69

Tab. 3. Umrechnungsfaktoren.

Masse		Energie			
lb	kg	Btu	J	kJ	Wh
1,0000	0,4536	1,0000	1055,056	1,0551	0,2931
2,2046	1,0000	0,9478	1000,000	1,0000	0,2778

1 MMBtu = 1.000.000 Btu
 1 TBtu = $10^6 \times 1 \text{ MMBtu} = 1.000.000.000.000 \text{ Btu}$

Tab. 4. Umrechnung der MATS-Grenzwerte in SI-Einheiten.

Brennstoff	Bestandsanlage	Neubau/modernisiert
Low rank virgin coal, g/GWh _{el}	18,144	18,144
Low rank virgin coal, ng/J	$1,720 \times 10^{-3}$	–
Not low rank virgin coal, g/GWh _{el}	5,897	1,361
Not low rank virgin coal, ng/J	$0,516 \times 10^{-3}$	–

Tab. 5. Zulässige normvolumenbezogene Hg-Konzentrationen bei Standardbedingungen nach BImSchV und 6 % Bezugsrestsauerstoffgehalt auf Basis der auf den Energieeintrag bezogenen MATS-Grenzwerte für Bestandsanlagen.

Brennstoff	Bestandsanlage	
	mit F_d , CFR M19 Tab. 19-2	mit F_d , berechnet
BK, $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$	4,97	5,12
SK, $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$	1,50	1,52

Tab. 6. Tabelle zur Umrechnung von Emissionsgrenzwerten nach IEA CCC [9].

Unit for origin value	Converted value				
	mg/m ³	ppmv NO _x	ppmv SO ₂	g/GJ†	lb/MBtu‡
mg/m ³	1	0,49	0,35	0,37	$8,14 \times 10^{-4}$
ppmv NO _x	2,05	1	–	0,76	$1,67 \times 10^{-3}$
ppmv SO ₂	2,86	–	1	1,00	$2,20 \times 10^{-3}$
g/GJ†	2,7	1,31	1,00	1	$2,20 \times 10^{-3}$
lb/MBtu‡	1.230	596	455	455	1

* Assuming dry gas 0 °C (273 K), 101,3 kPa, 6 % Oxygen
 † Assuming flue gas volume 350 m³/GJ (gross heat value), dry gas
 ‡ Assuming flue gas volume 370 m³/GJ (net heat value), dry gas

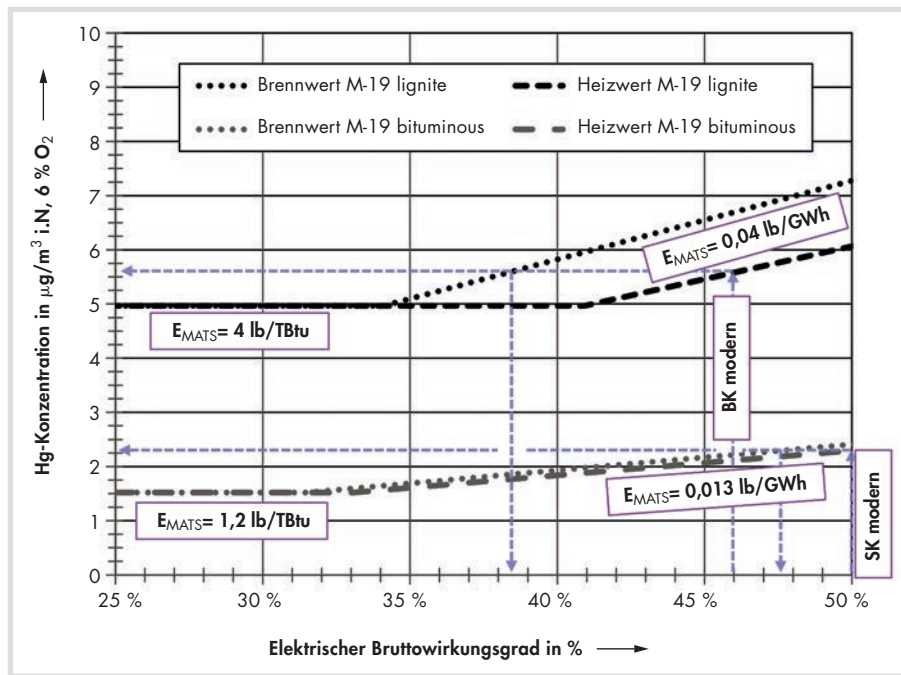


Bild 1. Zulässige Hg-Konzentration im Rauchgas auf der Basis der MATS Grenzwerte für BK und SK bei Standardbedingungen nach 13. BImSchV.

Vereinfachte Grenzwertumrechnung mittels Tabellen

In Tabelle 6 sind häufig verwendete Angaben zur Umrechnung verschiedener Maßsysteme dargestellt. Durch Umrechnungen der auf den Brennstoffeintrag in lb/TBtu bezogenen MATS-Grenzwert mit Hilfe der Umrechnungsfaktoren in SI-Einheiten ergeben sich für Braunkohle ein Wert von $4,92 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ und für Steinkohle ein Wert von $1,476 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$. Obgleich für solche Tabellen vereinfachende Annahmen getroffen werden und somit die Ergebnisse mit einer gewissen Ungenauigkeit versehen sind, werden die vorher ermittelten zulässigen Grenzwerte durch diese einfache Anwendung überzeugend bestätigt.

Ergebnisse für die Umrechnung des auf die Bruttoleistung bezogenen MATS-Grenzwerts

Die MATS sehen für die Bestimmung des emittierten Hg-Massenstroms je erbrachter elektrischer Bruttoleistung die Berechnung eines stündlichen Hg-Massenstroms auf der Basis der mittleren Hg-Konzentration und des dazu korrespondierenden Rauchgasvolumenstroms vor. Dieser Hg-Massenstrom wird dann durch die in dem gleichen Zeitraum abgegebene mittlere elektrische Bruttoleistung dividiert. Der entsprechende MATS-Grenzwert kann in eine normvolumenbezogene Hg-Konzentration umgerechnet werden, ohne die Kenntnis über das Rauchgasvolumen und die elektrische Bruttoleistung des jeweiligen Kraftwerks zu haben. Für die Umrechnung ist es ausreichend, den elektrischen Bruttowirkungsgrad des Kraftwerks zu

kennen. Der elektrische Bruttowirkungsgrad verknüpft die im Kraftwerk erzeugte elektrische Bruttoleistung mit der über den Brennstoff zugeführten Energie nach folgender Gleichung

$$\eta_{el,brutto,GCV} = P_{el,brutto} / (\dot{m}_{Br} \cdot GCV) \quad (5)$$

Damit lässt sich der auf Basis des Brennwerts berechnete F_d -Faktor auf die Bezugsgröße elektrische Bruttoleistung umrechnen. Es gilt

$$F_{d,Pel} = F_d / \eta_{el,brutto,GCV} \quad (6)$$

Durch Einsetzen von Gleichung (6) in Gleichung (3) unter Verwendung des energieertragsbezogenen MATS-Grenzwerts ergibt sich Gleichung (7).

$$C_{Hg,RG,tr,BImSchV} = \frac{E_{MATS,Pel}}{[\eta_{el,brutto,GCV} / F_d] \cdot 0,7654} \quad (7)$$

Die in Tabelle 5 aufgeführten, in $\mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ umgerechneten energieaufwandsbezogenen Grenzwerte und die sich nach Gleichung (7) ergebenden bruttoleistungsbezogenen MATS-Grenzwerte sind in Bild 1 dargestellt. Die waagerechten Anteile der Verläufe entsprechen den energieaufwandsbezogenen MATS-Grenzwerten in lb/TBtu. Die ansteigenden Anteile der Verläufe sind die vom elektrischen Bruttowirkungsgrad abhängigen MATS-Grenzwerte in lb/GWh. Für Bestandsanlagen besteht nach MATS ein Wahlrecht hinsichtlich des Bezugs des Grenzwerts, sodass die einzuhaltenden Grenzwerte nach Methode 19 durch die gestrichelten und gepunkteten Linien wiedergegeben werden. Bei dem dabei auftretenden Knick in den Verläufen sind die zulässigen Konzentrationen im Rauchgas für die beiden Grenzwert-

vorgaben identisch. Durch Gleichsetzen von Gleichung (3) und Gleichung (7) ergibt sich der elektrische Bruttowirkungsgrad an dieser Stelle aus dem Verhältnis der beiden Grenzwerte zueinander.

$$\eta_{el,brutto,BK,GCV} = \frac{E_{MATS,GCV}}{E_{MATS,Pel}} = 1,72 / 5,04 = 0,341 \quad (8)$$

Für Braunkohle ergibt somit der Knick bzw. sich der gleiche Grenzwert bei einem auf den Brennwert der Kohle bezogenen elektrischen Bruttowirkungsgrad von 34,1 % bzw. bei einem auf den Heizwert bezogenen elektrischen Bruttowirkungsgrad von etwa 40,9 %. Für Steinkohle ergibt sich der Knick bei einem auf den Brennwert bezogenen elektrischen Bruttowirkungsgrad von 31,5 % und bei einem auf den Heizwert bezogenen elektrischen Wirkungsgrad von 33,1 %. Hat das Kraftwerk einen höheren elektrischen Wirkungsgrad als die gerade bestimmten Wirkungsgrade, so steigt die zulässige Hg-Konzentration im Rauchgas. Ein modernes Braunkohlekraftwerk mit einem auf den Heizwert (Brennwert) bezogenen elektrischen Bruttowirkungsgrad von 46 % (38,3 %) müsste bei Betrieb im Auslegungszustand nach der US-Gesetzgebung einen mit Gleichung (7) berechneten Grenzwert von $5,6 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ bei 6 % O_2 einhalten, vgl. Hilfslinienverlauf „BK modern“ in Bild 1. Berücksichtigt man, dass der über das Jahr gemittelte Wirkungsgrad um ca. 2 % geringer ist, ergibt sich ein Grenzwert von $5,4 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ bei 6 % O_2 . Ein modernes Steinkohlekraftwerk mit einem elektrischen Bruttowirkungsgrad von 50 % (47,6 %) bezogen auf den Heizwert (Brennwert) müsste bei Betrieb im Auslegungszustand nach der US-Gesetzgebung einen mit Gleichung (7) berechneten Grenzwert von $2,3 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ bei 6 % O_2 einhalten, vgl. Hilfslinienverlauf „SK modern“ in Bild 1. Berücksichtigt man auch hier, dass der über das Jahr gemittelte Wirkungsgrad um ca. 2 % geringer ist, ergibt sich ein Grenzwert von $2,2 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ bei 6 % O_2 .

Zusammenfassend kann somit festgestellt werden, dass die in der Literatur zu findenden umgerechneten MATS-Grenzwerte für Quecksilber sowohl für Braunkohlekraftwerke mit $4,1 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ als auch für Steinkohlekraftwerke mit $1,4 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ nicht richtig sind. Tatsächlich betragen sie mindestens $5 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ für Braunkohlekraftwerke und $1,5 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ für Steinkohlekraftwerke und für Anlagen nach dem heutigen Stand der Technik sogar $5,4 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ für Braunkohlekraftwerke und $2,2 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ für Steinkohlekraftwerke.

Entwicklung der Quecksilberemissionen weltweit und in Deutschland

Seit 1972 haben mehr als 50 Mitgliedsstaaten im Rahmen des UN Environment Programme (UNEP) begonnen, Umweltdaten und dabei insbesondere auch Hg-Emissi-

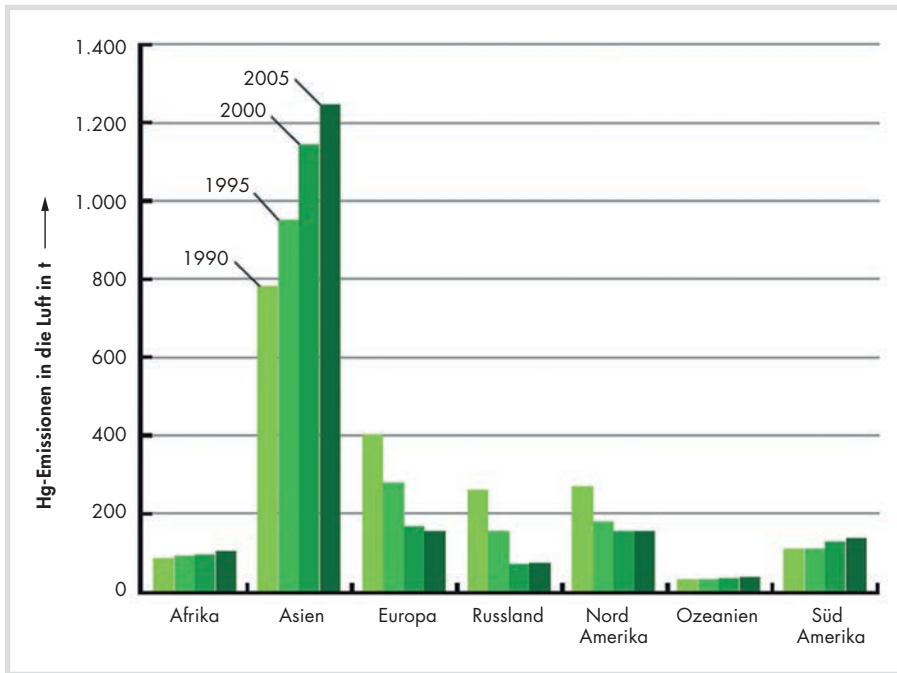


Bild 2. Schätzung der jährlichen anthropogenen Hg-Emissionen verschiedener Kontinente und Regionen für die Jahre 1990 bis 2005 [11].

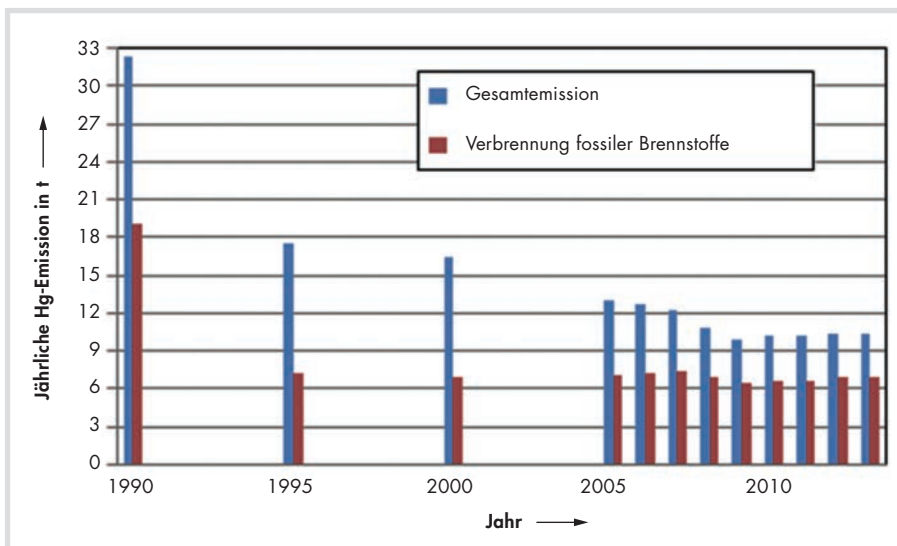


Bild 3. Hg-Inventar für Deutschland nach UBA; Stand 2/2015 [13].

onen auf internationaler, nationaler und regionaler Basis zusammenzutragen. Die erforderlichen Daten werden europaweit über das European Monitoring and Evaluation Programme (EMEP) für die UN Economic Commission for Europe (UNECE) zusammengetragen. Im Jahr 2004 wurde zur Erfüllung der Berichtspflichten aus der Unterzeichnung internationaler Abkommen das European Pollutant Emission Register (EPER) installiert, welches eine dreijährige Berichtspflicht der Mitgliedstaaten vorsah. Durch den Übergang in das European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR) im Jahr 2007 wurde eine jährliche Berichtspflicht eingeführt. In Deutschland ist das Umweltbundesamt (UBA) im Auftrag der Bundesregierung mit der Umsetzung der Anforderungen des E-PRTR betraut. Die von den betroffenen

Unternehmen bereitgestellten Daten werden in einer Datenbank aufbereitet und stehen etwa 18 Monate nach Ablauf eines Berichtsjahres online zur Verfügung. Seit Juli 2015 sind somit die Daten für das Jahr 2013 online abrufbar. Auf diese Daten

greift dann wiederum EMEP zu, sodass sie mit zeitlicher Verzögerung in die Schätzungen zu den weltweiten Hg-Emissionen eingehen. Die aktuellste Veröffentlichung des UNECE stammt aus dem Jahr 2010 [10]. Der UNEP-Bericht „Global Mercury Assessment“ aus dem Jahr 2013 [11] greift auf Daten bis 2005 zurück.

Bild 2 zeigt die Schätzungen der UNEP aus dem Jahr 2013, die vor allem in der globalen Schätzung mit Unsicherheiten behaftet ist. Ob die globalen anthropogenen Hg-Emissionen wachsen oder abnehmen, ist nicht völlig sicher. In den beiden vergangenen Dekaden haben sich aber einige Trends ausgebildet. Asien hat von 1990 bis 2005 etwa 50 % mehr Hg emittiert. Ursächlich dafür sind zu einem großen Teil das starke Wirtschaftswachstum und der vor allem durch die Verbrennung von Kohle gedeckte Energiebedarf. In Europa, Russland und Nordamerika sind die Hg-Emissionen in Summe etwa halbiert worden. Ein Teil der Emissionen ist durch die Verlagerung der Industrieproduktion nach China global umverteilt worden. In Europa, und hier vor allem in Deutschland als industriell stärkstem Land, sind die Hg-Emissionen durch die Einführung sekundärer Rauchgasreinigungsanlagen zur Entstickung, Entstaubung und Entschwefelung der Rauchgase von Großfeuerungsanlagen zurückgegangen.

Die Schätzung der Hg-Emissionen basiert auf Kennzahlen und Faktoren, die mit statistischen Daten einzelner Nationen oder Regionen in Bezug gesetzt werden. Sowohl die Bestimmung der Kennzahlen und Faktoren als auch die Verfügbarkeit der statistischen Daten war und wird eine individuelle Herausforderung für jede Nation bleiben. Die Unsicherheiten und Verbesserungen bei der Bestimmung der deutschen Hg-Emissionen gehen aus Tabelle 7 hervor. Dort sind die Änderungen der jeweils rückwirkend für die Jahre 1990 und 2008 vom UBA mit einer weiter verbesserten Methodik und Datengrundlage ermittelten Hg-Frachten dargestellt. Dabei ist bei den Berechnungen für das Jahr 2008, welche im Jahr 2011 und im Jahr 2012 durchgeführt wurden, eine große Differenz festzustellen. Während im Jahr 2011 noch 2,25 t Hg aus der Kraftwerkswirtschaft ermittelt wurden, wurde dieser Wert ein Jahr später auf den mehr als dreifachen Wert 6,85 t Hg korrigiert.

Tab. 7. Entwicklung der Hg-Emissionen laut UBA-Inventar für die Jahre 1990 und 2008 und die jeweilige Neuberechnung in den Jahren 2011 bis 2015 [12].

Year of Publication	Values of 1990 Hg in t			Values of 2008 Hg in t		
	Total	Fuel Comb.	Energy Industry	Total	Fuel Comb.	Energy Industry
2011	25,39	21,49	15,68	6,27	4,02	2,25
2012	28,26	24,36	19,04	9,80	7,69	6,85
2013	29,20	25,30	19,04	9,78	7,67	6,85
2014	32,18	25,64	19,04	10,75	8,03	6,84
2015	32,25	25,68	19,04	10,82	8,05	6,87

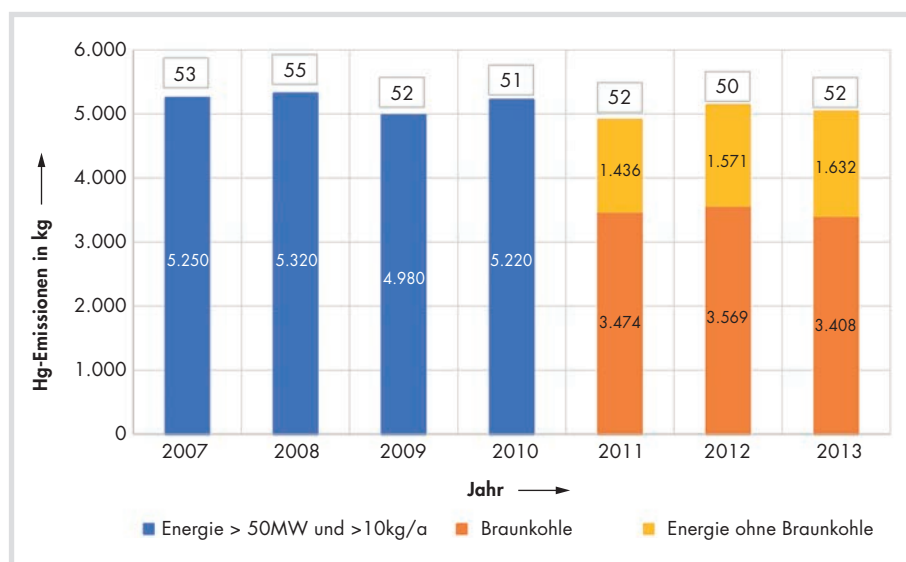


Bild 4. Hg-Emissionen und Anzahl der berichtspflichtigen Kraftwerke in Deutschland nach PRTR (Stand 8/2015).

Auch gegenüber den sich in der Tabelle stabilisierenden Werten bleibt eine Differenz, weil nicht alle Anlagen an das PRTR berichten müssen. Die vom UBA berechneten Hg-Gesamtemissionen für Deutschland sind in Bild 3 dargestellt. Im Vergleich zum Jahr 1990 sind sowohl die Hg-Gesamtemissionen als auch die Hg-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe um ca. zwei Drittel auf etwa 10 t/a bzw. 7 t/a zurückgegangen. Seit dem Jahr 2010 hat sich dieses Niveau stabilisiert.

Die Hg-Emissionen aus PRTR-berichtspflichtigen Kraftwerken und die Anzahl der berichtspflichtigen Anlagen sind in Bild 4 dargestellt. Die Hg-Emissionen dieser Kraftwerke haben sich bei etwa 5 t/a stabilisiert. Der Anteil der Emissionen aus Braunkohlekraftwerken beträgt dabei etwa 70 %. Bezogen auf die deutschen Hg-Gesamtemissionen nach UBA in Bild 3 haben die meldepflichtigen Kohlekraftwerke einen Anteil von 50 %.

Ogleich die positive Entwicklung bei den Hg-Emissionen in den letzten 25 Jahren in Deutschland zu einer geringeren Hg-Belastung in der Umwelt geführt hat, sind weitere Anstrengungen zur Hg-Reduzierung notwendig.

Quecksilber-Minderungspotential in Deutschland

In diversen Veröffentlichungen und Studien werden Aussagen darüber gemacht, in welchem Maße die Hg-Emissionen aus deutschen Kohlekraftwerken bei einer Vorgabe von neuen Emissionsgrenzwerten gemindert werden könnten. Dabei kann es zu gravierenden Fehlaussagen und daraus resultierend zu falschen Schlussfolgerungen für neu festzulegende Emissionsgrenzwerte kommen.

Ein Beispiel dafür ist die Abschätzung des Hg-Minderungspotentials für Deutsch-

land in [5]. Dort wurde zum einen, unter Berufung auf die MATS-Grenzwerte, für Braunkohlekraftwerke $4,1 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ und für Steinkohlekraftwerke $1,4 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ als Hg-Emissionsgrenzwert angenommen. Zum anderen wurde davon ausgegangen, dass die Anlagen jeweils nur bei 60 % dieses zulässigen Grenzwerts betrieben würden. Wie oben gezeigt, liegen die auf richtige Weise aus den MATS-Grenzwerten umgerechneten Grenzwerte in $\mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ höher als in [5] angenommen. Des Weiteren ist die Annahme, dass die Anlagen nur bei 60 % des zulässigen Grenzwerts betrieben werden, nicht gerechtfertigt. Erfahrungsgemäß werden sekundäre Emissionsminderungsmaßnahmen, die mit einer gezielten Zugabe von Stoffen wie z.B. NH_3 bei SCR-Anlagen betrieben werden, häufig nur geringfügig unterhalb des jeweils zulässigen Grenzwerts betrieben. Da zur Einhaltung solcher niedriger Hg-Emissionen auch zusätzliche Betriebsstoffe notwendig sein werden, werden auch diese Grenzwerte nur geringfügig unterschritten werden. Dies gilt umso mehr, wenn die Grenzwerte als rollierende 30-Tagesmittelwerte oder gar als Jahresmittelwerte bestimmt werden, sodass für solche Langzeit-Mittelwerte von einer exakten Einhaltung der Emissionsgrenzwerte ausgegangen werden kann. Werden die Tabellen der in der Studie [5] dargestellten Ergebnisse nachvollzogen, so ist festzustellen, dass die dort in der letzten Spalte aufgeführte „Emission (kg Hg/a) bei Einhaltung US-Grenzwert“ nicht nur mit diesen beiden falschen Voraussetzungen sondern zusätzlich fälschlicherweise noch mit einem Faktor von 1,4 – möglicherweise der angenommenen Luftzahl – multipliziert wurde.

Dieses Beispiel macht deutlich, dass bei solchen Minderungspotential-Berechnungen sehr sorgfältig vorgegangen werden muss, um den Entscheidungsträgern in Politik und Wirtschaft nicht falsche Grundlagen

für deren Entscheidungen zu liefern. Hinzu kommt noch, dass die Ausgangsbasis für die z. Zt. bestehenden Hg-Emissionen aus deutschen Kohlekraftwerken aufgrund der bisher überwiegend diskontinuierlich durchgeführten Messungen nicht abgesichert ist. Die geringe Anzahl an diskontinuierlich durchgeführten Hg-Messungen ist wegen der heterogenen Brennstoffzusammensetzung und damit schwankender Hg-Emissionen mit höheren Unsicherheiten bei der Bestimmung der tatsächlichen Emissionen verbunden. Des Weiteren ist zu bedenken, dass im Gegensatz zu anderen Schadstoffemissionen, welche im mg-Bereich gemessen werden, die Hg-Konzentrationen im μg -Bereich liegen und somit um den Faktor 1.000 kleiner sind. Daher sind die zulässigen Messunsicherheiten bei der Bestimmung der Hg-Konzentration relativ groß. Selbst das für die Kalibrierung von kontinuierlichen Quecksilberkonzentrationsmessungen vor Ort verwendete Standardreferenzmessverfahren in den USA weist eine Messunsicherheit von $\pm 0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ auf. Das in Deutschland eingesetzte Standardreferenzmessverfahren erreicht in der praktischen Anwendung Messunsicherheiten von 0,5 bis $1,5 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ [14]. Bei der Validierung von zertifizierten kontinuierlichen Hg-Messungen ist eine Messunsicherheit von bis zu 20% des Grenzwertes zulässig. Bezogen auf den heutigen Grenzwert von $30 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ können somit bei der kontinuierlichen Messung bis zu $6 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ vom normierten gemittelten Messwert abgezogen werden. Bei einem Grenzwert von $10 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ würde die Messunsicherheit maximal $2 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ betragen. Bei einer in einem deutschen Kraftwerk installierten, von der Überwachungsbehörde zertifizierten, kontinuierlichen Messtechnik, wird der Messwert um etwa $5 \mu\text{g}/\text{m}^3_{\text{N}}$ korrigiert. Anhand dieser Messunsicherheiten wird deutlich, wie problematisch eine zuverlässige Ermittlung des Istzustandes der Quecksilberemissionen, eine seriöse Vorgabe für ihre Begrenzung und eine Überprüfung der Einhaltung dieser Grenzwerte vor allem bei Grenzwerten $< 10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ z. Z. für alle Beteiligten noch ist. Unter diesen Randbedingungen ist es daher z.Zt. auch nicht möglich, eine seriöse Berechnung des weiteren Minderungspotentials der deutschen Kohlekraftwerke bei Einhaltung der MATS-Grenzwerte vorzunehmen.

Quellen

- [1] Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen – 13. BImSchV).
- [2] Ahrens, R.: *Schärfere Vorgaben für Kohlekraftwerke in Deutschland kein Problem*; VDI NR. 25-26 VOM 19.06.2015 S. 25.
- [3] US Environmental Protection Agency: *40 CFR Parts 60 and 63; National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants*

- From Coal and Oil-Fired Electric Utility Steam Generating Units and Standards of Performance for Fossil-Fuel-Fired Electric Utility, Industrial-Commercial-Institutional, and Small Industrial-Commercial-Institutional Steam Generating Units*; <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2012-02-16/pdf/2012-806.pdf>.
- [4] Vosteen B.W., Hartmann T.C., Berry M.S.: *Chlor und Brom in Kohlen und ihre Bedeutung für die Quecksilberabscheidung aus Abgasen von Kohlekraftwerken*. Berliner Planungs- und Immissionschutzkonferenz, 19./20. November 2012, http://www.vosteen-consulting.de/downloads/2012_11_Vosteen_Hartmann_Berry_Berlin.pdf.
- [5] Zeschmar-Lahl, B.: *Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken in Deutschland – Stand der Technik der Emissionsminderung*, Kurzstudie April 2014, http://www.bzl-gmbh.de/de/sites/default/files/BZL_Studie_Quecksilberemissionen-AusKohlekraftwerkenInDeutschland_fina1%281%29.pdf.
- [6] Beckers R., Heidemeier J., Hilliges F.: *Kohlekraftwerke im Fokus der Quecksilberstrategie*. 44. Kraftwerktechnisches Kolloquium 2012, 23./24. Oktober 2012, In Beckmann M., Hurtado A. (Hrsg.): *Sichere und nachhaltige Energieversorgung – Kraftwerkstechnik Bd. 4*, 519-536, 2012 http://www.thru.de/fileadmin/SITE_MASTER/content/Dokumente/Downloads/Kohlekraftwerke_Hg.pdf.
- [7] *Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Annalena Baerbock, Peter Meiwald, Oliver Krischer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 18/4134 – Position der Bundesregierung zu europäischen Vorgaben über die Emissionsfracht von Großfeuerungsanlagen 16. März 2015*.
- [8] *CFR Title 40 -- Protection of Environment; Revised as of July 1, 1991, CHAPTER I -- Environmental Protection Agency, SUBCHAPTER C -- Air Programs Part 60 -- Standards of Performance for New Stationary Sources § 60. Appendix A to Part 60 -- Test Methods [PART I OF VII] 40 CFR 60. Appendix A to Part 60 Method 19*.
- [9] Smith I. M., Nalbandian H.: *Industrial coal use – prospects for emissions reduction*. Report 38; IEA Clean Coal Centre; 2000.
- [10] UNECE: *Hemispheric Transport of Air Pollution 2010 Part b: Mercury. Air Pollution Studies No. 18*, Geneva, 213pp, 2010.
- [11] UNEP, 2013. *Global Mercury Assessment 2013: Sources, Emissions, Releases and Environmental Transport*. UNEP Chemicals Branch, Geneva, Switzerland. 44pp, 2013-01-05.
- [12] <http://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/emissionen-von-luftschadstoffen>.
- [13] http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/dokumente/emissionsentwicklung_1990_-_2013_fuer_schwermetalle.xlsx.
- [14] Gass H. C., Gohlke C., Schneider C.: *Prüfergebnisse und Erfahrungen bei der Erstellung der Einbaubescheinigung, Funktionsprüfung und Kalibrierung von Quecksilber-Emissionsmessenrichtungen*. In Thomé-Kozmiensky K., Versteyl A., Thiel S., Rotard W., Appel M. (Hrsg.): *Immissionsschutz, Band 3*, TK-Verlag, 2012.

VGB-Standard

Lieferung der Technischen Dokumentation (Technische Anlagendaten, Dokumente) für Anlagen der Energieversorgung

Edition 2015 – VGB-S-831-00-2015-05-DE

DIN A4, 58 Pages, Price for VGB members € 420.–, for non members € 630.–, plus VAT, shipping and handling.

Mit der Lieferung von Anlagen der Energieversorgung, deren Teilanlagen und deren einzelnen Ausrüstungen (Bauteile) im Rahmen von Projekten und bei Einzelaufträgen ist auch die Lieferung der für die Betriebsführung und Instandhaltung erforderlichen Dokumentation verknüpft.

Diese ist erforderlich, um einen sicheren und wirtschaftlichen Betrieb der Energieversorgungsanlagen zu gewährleisten.

Während der Lieferumfang der Energieversorgungsanlagen bei Projekten präzise beschrieben ist, bestehen hinsichtlich der zu liefernden Dokumentation oft erhebliche Unterschiede zwischen den Erwartungen der Auftraggeber und den tatsächlichen Lieferungen der Auftragnehmer.

Dies liegt zum Teil an nicht vorgeschriebenen Dokumentationsstrukturen, an den nicht festgelegten Lieferumfängen der Dokumentation und des Weiteren an der Begriffsvielfalt bei der Beschreibung der Dokumentationen.

Zweck dieses VGB-Standards ist die Festlegung eines Rahmens für:

- Dokumentationsinhalte (Bedarf an Dokumenten und Daten)
- Dokumentationsstruktur und -form
- Kennzeichnung von Dokumenten
- Zuordnung von Dokumenten zu Referenzkennzeichen (KKS, RDS-PP®)
- Lieferfristen, Übergabe- und Übernahmeprozedur
- Anlagenbeschilderung.

Mit der überarbeiteten Fassung des VGB-Standards VGB-S-831-00 (vormals VGB-R 171) aus dem Jahre 2010 wurde den oben genannten Forderungen entsprochen. Die Erfahrungen bei der Anwendung verlangten jedoch eine weitere Präzisierung der Vorgaben und die explizite Integration des Themas der Lieferung von Technischen Anlagendaten als zunehmend bevorzugten Gegenstand der Dokumentation.

Die Klassifizierung der Technischen Anlagendaten erfolgt weitgehend entsprechend internationalen Normen, wobei eine weitere Standardisierung in Zusammenarbeit mit eCl@ss e. V. vorgenommen wird.

Die Belange der Bautechnik wurden in Absprache mit dem Hauptverband der Bauindustrie e.V. und dem VGB-Fachausschuss „Bautechnik“ berücksichtigt.

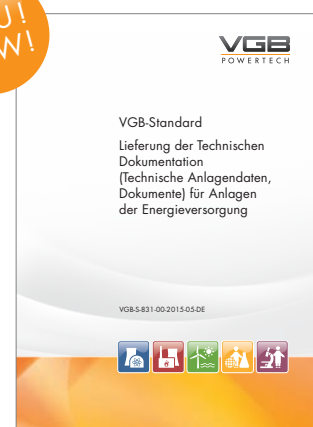
Die speziellen Anforderungen der Windenergie für ihre Energieversorgungsanlagen sind in die vorliegende Fassung eingeflossen.

VGB PowerTech Service GmbH

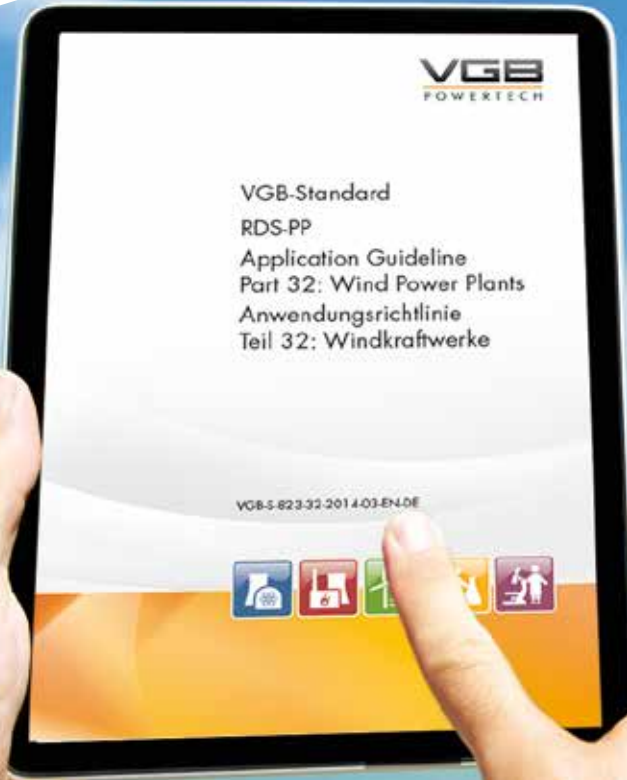
Verlag technisch-wissenschaftlicher Schriften

Deilbachtal 173 | 45257 Essen | P.O. Box 10 39 32 | Germany

Fon: +49 201 8128-200 | Fax: +49 201 8128-302 | E-Mail: mark@vgb.org | www.vgb.org/shop



VGB-Standards
available as e-books!



You don't have to remember your power plants everywhere ...

... but you can!

www.vgb.org/shop | Digital know-how at your fingertips.



**VGB PowerTech DVD 1990 bis 2014:
25 Jahrgänge geballtes Wissen rund um
die Strom- und Wärmeerzeugung
Mehr als 25.000 Seiten
Daten, Fakten und Kompetenz**

Bestellen Sie unter www.vgb.org > shop



**Jetzt auch als
Jahres-CD 2014
mit allen Ausgaben
der VGB PowerTech
des Jahres: ab 98,- €**

© Sergey Nivens - Fotolia



PowerTech-CD/DVD!

Kontakt: Gregaro Scharpey
Tel: +49 201 8128-200
mark@vgb.org | www.vgb.org

**Ausgabe 2014: Mehr als 1.100 Seiten Daten, Fakten und Kompetenz
aus der internationalen Fachzeitschrift VGB PowerTech**

(einschließlich Recherchefunktion über alle Dokumente)

98,- Euro (für Abonnenten der Printausgabe), 198,- Euro (ohne Abonnement), incl. 19 % MWSt. + 5,90 Euro Versand (Deutschland) / 19,90 Euro (Europa)