

Die vorliegende Stellungnahme gibt nicht die Auffassung des Ausschusses wieder, sondern liegt in der fachlichen Verantwortung des/der Sachverständigen. Die Sachverständigen für Anhörungen/Fachgespräche des Ausschusses werden von den Fraktionen entsprechend dem Stärkeverhältnis benannt.

Stellungnahme zur „Verordnung zur Neufassung der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen und zur Änderung der Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen, Drs. 19/24906“

von Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Umwelt, Naturschutz
und nukleare Sicherheit
Ausschussdrucksache
19(16)514-B
öAn. am 13.01.21
11.01.2021

Zusammenfassung

Der vorliegende Entwurf zur 13. und 17. BImSchV erfüllt die im BREF-LCP gesetzten Anforderungen und bedeutet ambitionierte, aber technisch noch erreichbare und wirtschaftlich verhältnismäßige Grenzwertverschärfungen für Braunkohlekraftwerke > 300 MWth. Bezüglich der Emissionsgrenzwerte für mit Kohle befeuerte Neuanlagen werden überwiegend sehr ambitionierte Vorgaben gesetzt, die am unteren Rand der von der EU im BREF-LCP vorgegebenen Spanne liegen. Die Grenzwertfestlegungen für mit Kohle befeuerte Bestands- und Altanlagen werden bei vielen Anlagen zu erheblichen Nachrüstungen führen, um die neuen Grenzwerte einhalten zu können. Vor dem Hintergrund des gesetzlichen Kohleausstiegs stellen die neuen Grenzwerte ambitionierte, aber mit Blick auf die Restlaufzeiten der Bestandsanlagen gerade noch leistbare Anforderungen dar und führen so zu keinem „Kohleausstieg durch die Hintertür“.

Insgesamt wird durch die Einführung der neuen Grenzwerte in Verbindung mit dem geplanten Kohleausstieg die Schadstofffracht aus Braunkohlekraftwerken in Deutschland bis 2030 um ca. 60% gegenüber dem Stand 2017 zurückgehen.

Ein kritischer Punkt ist die bis zum Ablauf der EU-Umsetzungsfrist am 17.08.2021 verbleibende extrem kurze Zeitspanne zur Umsetzung der technischen Nachrüstungen, wobei nach meinem Kenntnisstand die Kraftwerksbetreiber bereits Maßnahmen zur Einhaltung der EU-Vorgaben auf Basis von Mindestannahmen eingeleitet haben.

Strengere als die jetzt vorgelegten Emissionsgrenzwerte würden über den heutigen Stand der Technik hinausgehen und könnten auch nicht mehr fristgerecht umgesetzt werden.

1. Zum BREF-LCP – BVT GFA (Beste verfügbare Technik – Großfeuerungsanlagen) Prozess

In der Zeit von Ende 2010 bis Anfang 2013 habe ich mit meinem Institut das vom UBA beauftragte Projekt „Innovative Techniken: Beste verfügbare Technik in ausgewählten Sektoren; FKZ 3710 316; Teilvorhaben 01: Großfeuerungsanlagen“ (Revision des BVT-Merkblattes ab 2010) bearbeitet. Im Rahmen dieses Projekts haben wir einen Fragenkatalog für BVT erstellt, von dem 18 der 24 Seiten des europäischen Fragenkatalogs verwendet wurden. Auf Basis der Antworten aus diesen Fragebögen wurden die BREF-LCP-Anforderungen erarbeitet.

Da bei der Festlegung der Hg-Emissionsgrenzwerte im Rahmen von BREF-LCP durch das Sevilla-Büro EIPPCB eine sachwidrige Ableitung auf der Basis des genannten Fragenkatalogs vorgenommen wurde, habe ich am 28.07.2016 dazu eine „Expert opinion on BAT-associated emission levels (BAT-AELs) for mercury emissions to air from existing lignite-fired power plants with pulverised combustion (PC) boilers in the LCP BREF review process“ verfasst, welche auch im europäischen Parlament verteilt wurde. Obgleich mir das BREF-LCP-Büro (EIPPCB) in Sevilla (Serge Roudier, Frederik Neuwahl, Thomas Brinkmann) in einem Telefonat am 21.04.2017 in allen Punkten Recht gab, wollte man an der getroffenen Festlegung der Hg-Emissionsgrenzwerte für staubgefeuerte Braunkohle-Anlagen mit mehr

als 300 MWth von <1 bis 7 µg/Nm³ nichts mehr ändern, weil die Abstimmung im europäischen Parlament unmittelbar bevorstand. Meine wesentlichen Kritikpunkte waren:

- Der Nachweis von Werten mit Hg <1 µg/Nm³ für staubgefeuerte Braunkohle-Anlagen mit mehr als 300 MWth wurde nie korrekt belegt. Weltweit gibt es kein Braunkohlenkraftwerk mit Staubfeuerung, das mit derart niedrigen Werten betrieben wird. Insofern kann der untere Wert der Bandbreite nicht den Stand der Technik darstellen.
- Die BREF-LCP-Umfrage ergab für staubgefeuerte Braunkohle-Anlagen mit mehr als 300 MWth eher einen Wert von 9 µg/Nm³ und nicht wie von der EU festgelegt <1 bis 7 µg/Nm³.

Dies zeigt, dass der den Verordnungen zugrundeliegende europäische BREF-LCP-Prozess fachlich höchst fragwürdig verlaufen ist und von politischen Prozessen überlagert wurde.

2. Zu § 28 der Verordnung zur Neufassung der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen und zur Änderung der Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen, Drs. 19/24906

a) Quecksilber-Emissionen

Mit 1 µg/Nm³ wurde der Emissionsgrenzwert für große Braunkohle-Neubaukraftwerke am unteren Rand des von der EU vorgegebenen Intervalls von <1 bis 7 µg/Nm³ und somit in der gleichen Größe wie in den USA gewählt. Dies ist ein sehr ambitionierter, technisch aber erreichbarer Wert für Neuanlagen. Die einzige Unsicherheit dabei ist der zurzeit messtechnisch nicht mögliche Nachweis der Erfüllung dieses sehr niedrigen Grenzwerts auf Basis des bestehenden Regelwerks.

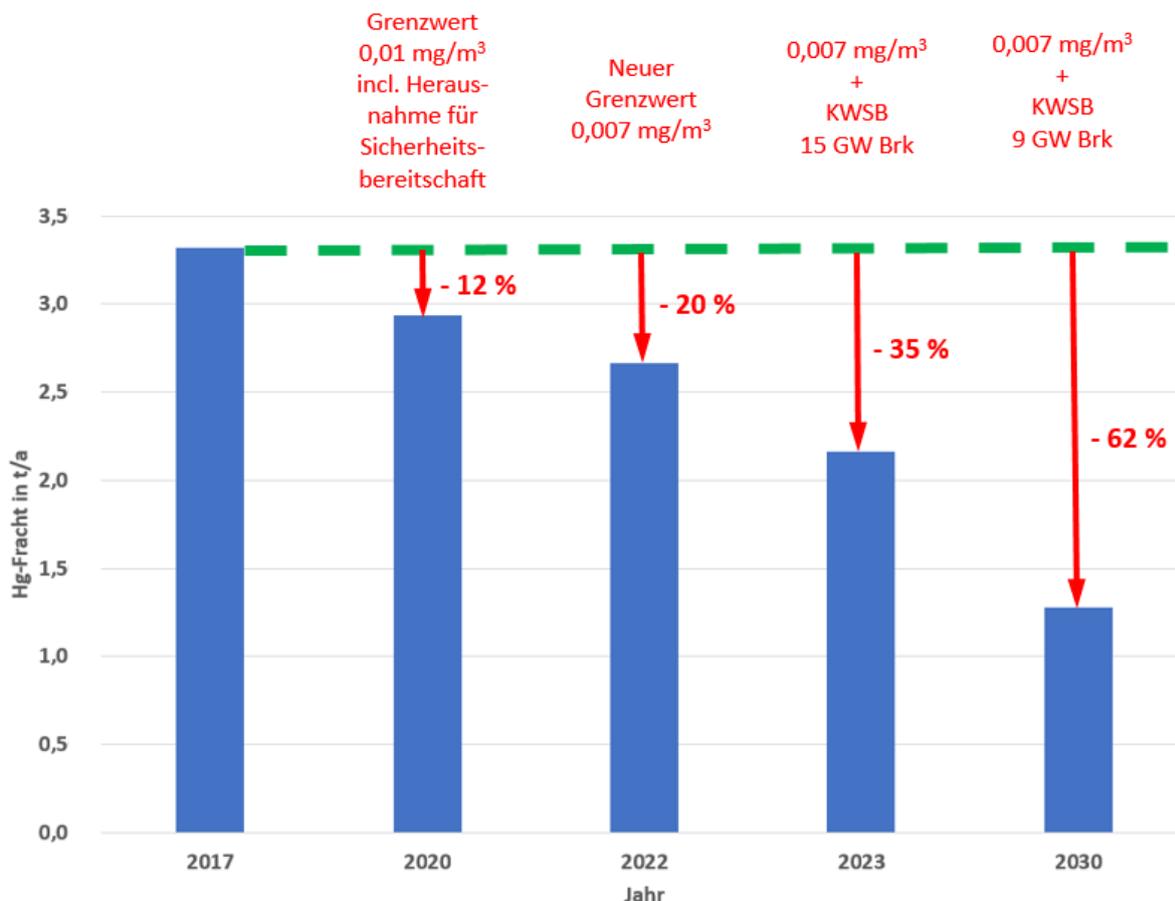
Für Bestandsanlagen wurde in der vorliegenden Verordnung für Braunkohle-Anlagen mit mehr als 300 MWth ein Wert von 5 µg/Nm³ und bei geogenbedingt höheren Quecksilbergehalten bzw. besserem Ausbrand in der Braunkohle ein Wert von 7 µg/Nm³ festgelegt. Damit liegen die Hg-Emissionsgrenzwerte der neuen Verordnung im oberen Bereich der von der EU vorgegebenen Spanne. Sie liegen damit aber in einer ähnlichen Größenordnung wie jene für große Braunkohlenkraftwerke in den USA, die einen Grenzwert von ca. 5,6 µg/Nm³ einhalten müssen.

Diese im Vergleich zu den US-Grenzwerten leicht höheren Hg-Emissionsgrenzwerte für deutsche Kohlekraftwerke sind insofern sachgerecht, weil die US-Kraftwerke sehr häufig mit einem Schlauchfilter ausgerüstet sind. In solchen Fällen ist auf relativ einfache Weise durch eine Zugabe von Hg-bindenden Additiven vor dem Schlauchfilter eine hohe Hg-Reduktion zu erreichen. In Deutschland dagegen sind die entsprechenden Kohlekraftwerke ausschließlich mit Elektro-Filter ausgerüstet.

Die wesentlichen Maßnahmen zu einer weiteren Absenkung der Hg-Emissionen in deutschen Kraftwerken basieren auf dem in den USA am häufigsten verwendeten Verfahren – nämlich der Zugabe von Hg-bindenden Additiven vor dem Staubabscheider. Ich habe in den Jahren 2017 bis 2019 mehrere solcher Versuchsreihen bei der LEAG begleitet und ausgewertet. In diesen Versuchsreihen wurden – neben der Zugabe verschiedenster Hg-bindender Additive vor dem Elektro-Filter auch die Zugabe des Schwermetall-Fällungsmittels TMT 15 in die Rauchgasentschwefelungsanlage und die Zugabe von Natriumbromid zum Brennstoff untersucht. Dabei haben sich einige der Minderungsmaßnahmen als ungeeignet erwiesen und andere haben aufgrund der unterschiedlichen vorhandenen Anlagentechnik zu stark abweichenden Ergebnissen geführt. Insgesamt zeigen die Ergebnisse jedoch, dass solche Minderungsmaßnahmen speziell auf die eingesetzte Braunkohle und die vorhandene Anlagentechnik zugeschnitten werden müssen, damit die in der vorliegenden Verordnung festgelegten Hg-Emissionsgrenzwerte für Braunkohle-Anlagen mit mehr als 300 MWth noch eingehalten werden können.

Eine weitere Absenkung der Hg-Emissionen durch Austausch der Elektro-Filter gegen Schlauchfilter hätte erhebliche Umbaumaßnahmen des Kraftwerks mit langen Stillständen zur Folge. So müssten auch die Saugzuggebläse ausgetauscht und die Kanäle zwischen Schlauchfilter und Saugzug infolge eines höheren Unterdrucks verstärkt werden. Derartige Maßnahmen machen technisch-ökonomisch bei Bestandsanlagen gerade im Hinblick auf die gesetzlichen Restlaufzeiten keinen Sinn. Sie wären vielmehr unverhältnismäßig und würden zur vorzeitigen Abschaltung der Anlagen führen.

Eine andere in der Diskussion stehende Möglichkeit zur Abscheidung von Quecksilber ist das GORE Mercury Control System (GMCS). Dieses Verfahren befindet sich noch im Bewährungsstadium und hat noch nicht unter Beweis gestellt, dass mit ihm unter den Bedingungen in deutschen Kraftwerken ein längerfristiger Erfolg gesichert ist. Ungeklärt sind zudem die sicherheitsrelevanten Fragen bei dem geplanten rollierenden Austausch der mit Quecksilber beladenen Module. Ein weiterer offener Sicherheitsaspekt betrifft die Frage, welche Gefahren sich im Fall eines REA-Brandes während einer Revision aus der Anwesenheit von mehreren hundert kg Quecksilber im oberen Bereich der REA ergeben. Schließlich ist auch kein positives Kosten/Nutzenverhältnis absehbar. Dabei sind sowohl die Kosten für die Installation eines GMCS, die Kosten für zu ersetzende Module, für Stillstandzeiten zum Einbau des GMCS und für die Erhöhung der CO₂-, NO_x- und SO₂-Emissionen infolge der Wirkungsgradminderung durch höheren Druckverlust zu berücksichtigen. Überschlägig liegen die Kosten für einen 930 MW-Braunkohleblock bei geringen Hg-Konzentrationsminderungen mindestens 10 mal und bei hohen Hg-Konzentrationsminderungen mindestens 3 mal höher als die jeweiligen Umweltvorteile. Bei der Festlegung der neuen Hg-Emissionsbegrenzungen ist zudem zu berücksichtigen, dass die Hg-Emissionen durch Braunkohlekraftwerke in Deutschland durch den nun gesetzlich verordneten Kohleausstieg bis 2030 um über 60% und bis spätestens 2038 auf null sinken werden.



b) NO_x-Emissionen

Auch bezüglich der in der vorliegenden Verordnung festgelegten NO_x-Emissionsgrenzwerte ist festzustellen, dass sie allesamt innerhalb der von der EU vorgegebenen Emissionsbandbreite liegen. Kritisch sehe ich hier – in gleicher Weise, wie es auch von der Bundesregierung auf europäischer Ebene vorgebracht wurde – die Einhaltung des von der EU geforderten und auch in der vorliegenden Verordnung übernommenen Grenzwerts von 175 mg/Nm³ NO_x als Jahresmittelwert für staubgefeuerte Braunkohle-Anlagen mit mehr als 300 MWth.

Dieses obere Ende der Emissionsbandbreite (175 mg/Nm³) hätte auf Basis der im BREF-LCP-Prozess gemeldeten NO_x-Emissionswerte der Referenzanlagen richtigerweise mit einem Wert von 190 mg/Nm³ festgelegt werden müssen. Alle im Rahmen des BREF-LCP-Prozesses gemeldeten Braunkohlekessel mit Staubfeuerung verfügten ausschließlich über feuerungsseitige Primärmaßnahmen zur NO_x-Minderung und insbesondere über keine Sekundärmaßnahmen wie die SCR (Selektive katalytische Reduktion) - oder SNCR (Selektive nichtkatalytische Reduktion)-Technik. Der BREF-LCP-Beschluss erkennt daher die ausschließliche Anwendung von Primärmaßnahmen zur NO_x-Emissionsminderung ausdrücklich als Beste Verfügbare Technik (BVT) für Braunkohlekessel mit Staubfeuerung > 300 MWth an. Für diese Anlagenart, ist aber mit den als BVT anerkannten Primärmaßnahmen ein NO_x-Emissionsgrenzwert von 190 mg/Nm³ sachgerecht abzuleiten, anstatt der im BREF-LCP festgelegte Wert von 175 mg/Nm³.

Die Umsetzung der 175 mg/Nm³ als Jahresmittelwert für Braunkohlekessel mit Staubfeuerung > 300 MWth liegt damit am oberen Rand der europäischen Emissionsbandbreite, welche aber – auch aus Sicht der Bundesregierung – falsch abgeleitet worden war. In einigen Fällen werden die festgesetzten 175 mg/Nm³ aus technischen Gründen unverhältnismäßig sein, sodass Ausnahmen auf Einzelfallebene gerechtfertigt sind, was in der Begründung der neuen 13. BImSchV auch so anerkannt wird (vgl. S. 112 der VO-Begründung): „Der Wert von 175 mg/m³ kann gemessen am Umweltnutzen zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen. Dies rechtfertigt die Erteilung einer Ausnahme.“

Die dort genannten unverhältnismäßig hohen Kosten würden sich insbesondere bei einer Nachrüstung der Anlagen mit einer SCR-Anlage ergeben. SCR und SNCR sind für Braunkohlekessel mit Staubfeuerung aber schon nach dem BREF-LCP nicht Stand der Besten Verfügbaren Technik. Insbesondere folgende Argumente sprechen gegen die Nachrüstung von SCR und SNCR in bestehende Braunkohlestaubfeuerungen > 300 MWth:

- Die **SCR** ist unter Berücksichtigung des Umweltnutzens unverhältnismäßig. Stellt man den Gesamtumweltnutzen (= eingesparte Umweltkosten infolge der NO_x-Minderung abzüglich der zusätzlichen Umweltkosten infolge einer Zunahme von CO₂-, NH₃-, SO₂- und Staub-Emissionen durch Installation der SCR) den jährlichen Kosten für Investitionen, Ausfall bei Umbau und für Betrieb der SCR gegenüber, so zeigt sich: Die Kosten für eine SCR-Nachrüstung vor oder nach der Entstaubung in braunkohlestaubgefeuerten Kraftwerken > 300 MWth würden die eingesparten Umweltkosten um mehr als das 2,7-fache übersteigen. Bei einer SCR-Nachrüstung hinter der Rauchgasentschwefelung wäre aufgrund des Anstiegs der Emissionen von CO₂, NH₃, SO₂ und Staub bereits der Gesamtumweltnutzen negativ, dem noch die Kosten für Installation, Umbau und Betrieb hinzu zu addieren wären.
- Die selektive nicht-katalytische Reduktion (**SNCR**) kann insbesondere bei Kesseln mit großer Querschnittsfläche eingeschränkt sein. Erfahrungen aus osteuropäischen Anlagen mit SNCR sind aufgrund anderer Reststoffverwertungskonzepte nicht auf deutsche Kraftwerke übertragbar. Vor einem großtechnischen Einsatz von SNCR in großen deutschen Braunkohlendampferzeugern, wäre insofern noch eine Vielzahl offener Fragen zu lösen. So kann weder eine hinreichend gleichmäßige Verteilung des eingesetzten Reduktionsmittels im

Dampferzeuger sichergestellt, noch die Einhaltung des notwendigen Temperaturfensters gewährleistet werden. Bauartbedingt besteht bei Eindüsung von Harnstoff als Reduktionsmittel in großen Brennkammerquerschnitten zudem ein hohes Korrosionsrisiko, das bei der geforderten hohen Verfügbarkeit infolge der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energien nicht beherrschbar wäre. Schließlich sind die Auswirkungen des unvermeidbaren NH₃-Schlupfes auf das Reststoffverwertungskonzept (Risiken für Aschequalität und Gipsvermarktung) und die Anforderungen der Richtlinie zu nationalen Emissionsobergrenzen noch ungeklärt.

Auch hier ist wieder zu berücksichtigen, dass die NO_x-Emissionen aus Braunkohlekraftwerken in Deutschland durch den im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) geregelten Kohleausstieg bis 2030 um ca. 60% und bis spätestens 2038 auf null sinken werden.

c) Staub-Emissionen

Die Staub-Emissionen der Kohlekraftwerke wurden in den vergangenen Jahren durch verbesserte Technik deutlich reduziert. Die Feinstaubemissionen der Kraftwerke haben weniger als 10 % Anteil an den Gesamt-Feinstaubemissionen. Da sich der Feinstaub aus Kraftwerken zudem großflächig verteilt, liegt die gesundheitliche Gefährdung infolge von Feinstaub vorrangig durch den Straßenverkehr und die Verfeuerung von Biomasse in Kaminen und Hausfeuerungen vor. Die festgelegten Grenzwerte sind daher angemessen.

d) SO_x-Emissionen

Die im BREF-Prozess abgeleiteten Emissionsbandbreiten für SO_x sind ambitioniert. Die nunmehr festgelegten Grenzwerte und Schwefelabscheidungsgrade berücksichtigen den Stand der Technik. Hierzu habe ich keine weiteren Bemerkungen.