

STELLUNGNAHME

zum Entwurf der Verordnung zur Neufassung der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen und zur Änderung der Verordnung über die Verbrennung und die Mitver- brennung von Abfällen (13./17. BImSchV)

Berlin, 23.07.2020

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt rund 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit mehr als 268.000 Beschäftigten wurden 2017 Umsatzerlöse von mehr als 116 Milliarden Euro erwirtschaftet und rund 10 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen große Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 61 Prozent, Erdgas 67 Prozent, Trinkwasser 86 Prozent, Wärme 70 Prozent, Abwasser 44 Prozent. Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 68 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Immer mehr kommunale Unternehmen engagieren sich im Breitband-Ausbau. Ihre Anzahl hat sich in den letzten vier Jahren mehr als verdoppelt: Rund 180 Unternehmen investierten 2017 über 375 Mio. EUR. Seit 2013 steigern sie jährlich ihre Investitionen um rund 30 Prozent und bauen überall in Deutschland zukunftsfähige Infrastrukturen (beispielsweise Glasfaser oder WLAN) für die digitale Kommune aus.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Vorbemerkung

Mit der Neufassung der 13. BImSchV und Änderung der 17. BImSchV sollen die Anforderungen des Durchführungsbeschlusses (EU) 2017/1442 vom 31.07.2017 über Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Techniken (BVT) insbesondere der assoziierten Emissionsbandbreiten (BVT-AELs) des BREF-Dokuments für Großfeuerungsanlagen (BREF LCP) einschließlich der Vorgaben an die Mitverbrennung von Abfällen in nationales Recht umgesetzt werden.

Im Hinblick auf die Neufassung der 13. BImSchV begrüßt der VKU grundsätzlich, dass das Bundesumweltministerium in den meisten Fällen eine Umsetzung an den oberen Emissions-Bandbreiten vorschlägt.

Vor dem Hintergrund des nunmehr vom Gesetzgeber beschlossenen Kohleausstiegs weisen wir darauf hin, dass die anstehenden Rechtsänderungen des Umweltrechts, wie sie sich z. B. aus dem vorliegenden Entwurf ergeben, den Kohleausstieg nicht gefährden oder unterlaufen sollten.¹

In diesem Zusammenhang begrüßt der VKU ausdrücklich, dass die zunächst vorgeschlagenen strengen Grenzwerte für Methan im Abgas gasmotorischer KWK-Anlagen zumindest abgemildert, sowie die Grenzwerte für Quecksilber für bestehende große Steinkohleanlagen, wie sie in vorangegangenen ersten Diskussionspapieren enthalten waren, mit dem aktuellen Entwurf überarbeitet wurden.

Dennoch: Die geplante erstmalige **Einführung eines Grenzwertes für Methan** auf dem nun angestrebten Niveau gefährdet die politisch gewollten, für die Energiewende und die Versorgungssicherheit notwendigen gasmotorischen KWK-Anlagen, die derzeit bundesweit von zahlreichen kommunalen Unternehmen geplant und errichtet werden. Die Investitionsentscheidungen wurden dabei in dem Vertrauen an einen beständigen Rechtsrahmen getroffen. Es besteht die Gefahr, dass diese Projekte die vorgelegten Emissionsanforderungen bereits nicht einhalten können. Daher plädieren wir ausdrücklich dafür, den Grenzwert der 13. BImSchV an den Grenzwert der geltenden 44. BImSchV anzugleichen. In jedem Fall sollten diese für bestehende und bereits genehmigte Gasmotoren-Heizkraftwerke gelten.

Im Kontext des **Kohleausstiegs** gilt es ferner zu beachten, dass bei einigen Kohlekraftwerken zusätzlich erhebliche Investitionen notwendig wären, um die geplanten Grenzwerte der 13. BImSchV für eine kurze Phase bis zur ohnehin geplanten Anlagenstilllegung einzuhalten. Die damit einhergehenden zusätzlichen Emissionsreduzierungen sind dabei gering, da in der Vergangenheit bereits umfangreiche emissionsmindernde Maßnahmen ergriffen wurden. Für derartige Anlagen sollte eine Übergangsregelung geschaffen

¹ vgl. auch Abschlussbericht der Kommission WSB

werden, um für die Unternehmen unverhältnismäßig hohe finanzielle Belastungen zu vermeiden.

Die Neufassung der 13. BImSchV und die Änderung der 17. BImSchV haben auch Auswirkungen auf die **Klärschlamm Entsorgung** in Deutschland.

Neben den Einschränkungen durch das Wegbrechen von Mitverbrennungskapazitäten in Kraftwerken führen die erforderlichen Umsetzungen zu weiteren Herausforderungen für die kommunale Abwasserwirtschaft. Es wird erwartet, dass erforderliche Investitionen zur Einhaltung der abgesenkten Emissionsgrenzwerte für die Mitverbrennung von Abfällen voraussichtlich nicht mehr getätigt bzw. der Mitverbrennungsanteil von Klärschlämmen heruntergefahren wird (Mischungsregel), um die strengeren Emissionsobergrenzen einhalten zu können.

Derzeit erfolgt gegenwärtig ca. 50 % der Klärschlamm Entsorgung in Deutschland durch die Mitverbrennung in Großkraftwerken und Zementwerken. Da diese Kapazitäten nun sukzessive wegbrechen bzw. deutlich reduziert werden, kann nach Einschätzung der Mitgliedsunternehmen des VKU ein Entsorgungsnotstand eintreten.

Für den Übergangszeitraum bis zum Aufbau der erforderlichen Monoklärschlammverbrennungskapazitäten (bis ca. 2030) fordert der VKU, dass die Klärschlamm Entsorgung in Deutschland gesichert wird. Dazu muss die verfügbare Klärschlammverbrennungskapazität in Deutschland durch das Bundesumweltministerium und das Umweltbundesamt im Zusammenspiel mit den Bundesländern im Auge behalten und ggf. nachgesteuert werden können. Dies kann aus Sicht des VKU nur durch **gesetzlich vorgegebene Ausnahmetatbestände für klärschlammmitverbrennende Großkraftwerke** erreicht werden.

Abschließend ist festzuhalten, dass der Zeitraum bis zur europarechtlich gebotenen Einhaltung der neuen Grenzwerte durch die lange Verzögerung bei der konkretisierenden Umsetzung in nationales Recht so knapp geworden ist, dass die technische Umsetzung emissionsmindernder Maßnahmen bis zum Stichtag 18. August 2021 kaum mehr zu schaffen ist.

Wir behalten uns vor, im weiteren Verfahren die Stellungnahme zu erweitern. Das vorausgeschickt, werden folgende Anmerkungen gemacht:

ARTIKEL 1

Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen – 13. BImSchV)

Zu § 14 Abs. 5 und 6

Europarechtlich gefordert ist eine einmalige Effizienzkontrolle einer Anlage nach der Inbetriebnahme der Anlage und jeder Änderung, die signifikante Auswirkungen auf den elektrischen Nettowirkungsgrad und/oder den gesamten Nettobrennstoffnutzungsgrad und/oder den mechanischen Nettowirkungsgrad der Verbrennungseinheit haben könnte. Dies wird über die Absätze 1 – 4 umgesetzt.

Die im Entwurf vorgesehene Regelung nach Absatz 5 verpflichtet den Betreiber zur Bestimmung der im Betrieb erzielten jahresbezogenen Energienutzungsgrade. Die Bestimmung von jahresbezogenen Wirkungs- und Nutzungsgraden geht darüber hinaus, führt zu keinem Informationsgewinn, ist für die Effizienzbeurteilung der Anlage ungeeignet und führt zusätzlich zu erheblichem Verwaltungsaufwand. Die Anforderung sollte daher gestrichen werden.

Formulierungsvorschlag

§ 14 Abs. 5 und 6 wird wie folgt gefasst:

~~(5) Der Betreiber hat bei Feuerungsanlagen zur Bereitstellung von elektrischer oder mechanischer Energie für jedes Jahr den mittleren mechanischen oder elektrischen Jahresnettonutzungsgrad zu bestimmen. Bei Anlagen nach Satz 1, die in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, bestimmt der Betreiber zusätzlich den mittleren brennstoffbezogenen Jahresnettonutzungsgrad. Bei Feuerungsanlagen zur ausschließlichen Bereitstellung von Nutzwärme bestimmt der Betreiber den mittleren brennstoffbezogenen Jahresnettonutzungsgrad.~~

(6) Die Ergebnisse der nach Absatz 1 vorgenommenen Bestimmungen des elektrischen oder mechanischen Nettowirkungsgrades und/oder des brennstoffbezogenen Nettowirkungsgrades ~~sowie der nach Absatz 5 vorgenommenen Bestimmungen des mittleren elektrischen oder mechanischen Jahresnettonutzungsgrades und/oder des mittleren brennstoffbezogenen Jahresnettonutzungsgrades~~ sind der zuständigen Behörde auf Verlangen vorzulegen. Die Ergebnisse sind fünf Jahre nach Ende des Ergebniszeitraumes aufzubewahren.

Zu § 17 Abs. 1

Nach wie vor ist bei dem Einsatz von Heizöl EL eine kontinuierliche Messung des Parameters Rußzahl vorgesehen, obwohl es weiterhin keine eignungsgeprüften Messgeräte gemäß den Anforderungen der EU-Richtlinie DIN EN 15267 auf dem Markt gibt.

Für die kontinuierliche Messung der Rußzahl sollte eine generelle Ausnahme für 2003-Altanlagen gelten. Eine Nachrüstung wäre mit unverhältnismäßigem Aufwand verbunden und würde die Anlage über deren Restlaufzeit unzumutbar belasten.

Formulierungsvorschlag

§ 17 Abs. 1 wird wie folgt gefasst:

(1) Der Betreiber hat folgende Parameter kontinuierlich zu ermitteln, zu registrieren, gemäß § 19 Absatz 1 auszuwerten und im Fall von § 19 Absatz 4 Satz 3 der zuständigen Behörde unverzüglich zu übermitteln:

- 1. die Massenkonzentration der Emissionen an Gesamtstaub, Quecksilber, Gesamtkohlenstoff, Kohlenmonoxid, Stickstoffmonoxid, Stickstoffdioxid, Schwefeldioxid, Schwefeltrioxid, Ammoniak, gasförmigen anorganischen Chlorverbindungen, angegeben als Chlorwasserstoff, ~~und die Rußzahl~~, soweit Emissionsgrenzwerte ~~oder eine Begrenzung der Rußzahl festgelegt sind~~, [...]*

Zu § 19 Abs. 2

Bei Anlagen, die höchstens 1.500 h/a in Betrieb sind, sollte entsprechend den BVT-Schlussfolgerungen grundsätzlich kein Jahresmittelwert berechnet werden.

Formulierungsvorschlag

§ 19 Abs. 2, Satz 3 (neu) wird wie folgt gefasst:

(2) ... Satz 1 gilt nicht für Feuerungsanlagen, die höchstens 1500 Stunden jährlich in Betrieb sind.

Zu § 22 Abs. 1

Eine Vorverlegung des geltenden Abgabedatums vom 31. Mai auf den 30. April ist nicht erforderlich.

Aufgrund der vielfältigen Berichtspflichten der Betreiber (z. B. internes/konzernweites Berichtswesen, Emissionsberichte an die DEHSt, Berichte zur Produktion ebenfalls an die DEHSt, KWK-Berichte, Geschäftsjahresberichte etc.) kommt es zu einem sehr großen Arbeitsanfall in den ersten Monaten des Jahres. Eine zusätzliche Verkürzung der Abgabefrist ist hier verwaltungsökonomisch nicht akzeptabel. In Folge einer Fristverkürzung

müssten durch den Betreiber zusätzlich und grundsätzlich Verlängerungsanträge gestellt werden, die begründungs- und gebührenpflichtig sind.

Formulierungsvorschlag

§ 22 Abs. 1 wird wie folgt gefasst:

(1) Der Betreiber hat der zuständigen Behörde jährlich jeweils bis zum 31. Mai ~~30. April~~ des Folgejahres für jede einzelne Anlage unter Beachtung der Aggregationsregeln nach § 4 Folgendes zu berichten: [...]

Zu § 28 Absatz 2a (neu)

Die Anwendung der Emissionsgrenzwerte nach Anlage 2 Nummer 1 bis 3 ist bei Einsatz von Kohle europarechtlich nicht gefordert. Die bestehende Ausnahmeregelung nach § 4 Absatz 2 13. BImSchV 2017 ist beizubehalten.

Formulierungsvorschlag

Nach § 28 Abs. 2 wird folgender Abs. 2a eingefügt:

(2a) Abweichend von Absatz 1 Satz 2 Nummer 4 gelten die Emissionsgrenzwerte nach Anlage 2 Nummer 1 bis 3 nicht für den Einsatz von Kohle.

Zu § 30 Absatz 7

Da 2003-Altanlagen häufig als bivalent gefeuerte Anlagen (Erdgas/HEL) errichtet wurden, die HEL zur Spitzenlastabdeckung fahren, sollte die Regelung auf die Zeiten des HEL-Einsatzes mit bis zu 300 h/a ausgeweitet werden.

Formulierungsvorschlag

§ 30 Absatz 7 Satz 6 wird klarstellend wie folgt gefasst:

Abweichend von den im Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 Buchstabe c und Nummer 3 bestimmten Emissionsgrenzwerten für Stickstoffmonoxid und Stickstoffdioxid, angegeben als Stickstoffdioxid, darf bei 2003-Altanlagen, die ausschließlich zur Abdeckung der Spitzenlast bei der Energieversorgung während bis zu 300 Stunden im Jahr dienen, bei Einsatz von leichtem Heizöl zur Abdeckung der Spitzenlast bei der Energieversorgung während bis zu 300 Stunden im Jahr ein Emissionsgrenzwert von 300 mg/m³ für den Tagesmittelwert und von 600 mg/m³ für den Halbstundenmittelwert nicht überschritten werden, wobei der Emissionsgrenzwert für den Jahresmittelwert keine Anwendung findet.

Zu § 33

Hinsichtlich des im Rahmen der Energiewende auch angestrebten Einsatzes von Wasserstoff oder erheblichen Wasserstoffbeimengungen im Erdgas ist es erforderlich, den spezifischen Verbrennungsbedürfnissen Rechnung zu tragen.

Der ausschließliche Einsatz von Wasserstoff in Gasturbinen erfordert nach Einschätzungen verschiedener Hersteller einen NO_x-Emissionsgrenzwert von ca. 250 mg/m³. Oberhalb eines Wasserstoffgehaltes von 10 Vol.-% sollte daher eine Regelung in Form einer Anteilmischrechnung von Emissionsgrenzwert bei Erdgas-Einsatz und Emissionsgrenzwert bei Wasserstoff-Einsatz in § 33 verankert werden.

Eine solche Regelung ist zwingend geboten, da die neu zu entwickelnde Technik zum Wasserstoff-Einsatz in Gasturbinen ansonsten über den Zwang zur zusätzlichen nachgeschalteten SCR-Anlage aufgrund der resultierenden Wirtschaftlichkeitsnachteile bereits in der Entwicklungsphase erheblich belastet würde.

Zu § 33 Abs. 2

In § 33 Abs. 2 sollte klargestellt werden, dass eine Festlegung des Teillastbereiches nur einmalig bei Neuanlagen vorgenommen wird.

Formulierungsvorschlag

§ 33 Abs. 2 wird wie folgt gefasst:

„Abweichend von Satz 1 bis 3 behalten bereits getroffene Festlegungen der Behörde zu Emissionsbegrenzungen für den Lastbereich bis 70 % bei Altanlagen weiterhin ihre Gültigkeit.“

Zu § 33 Abs. 8

Neben GuD-Anlagen werden auch Gasturbinen-Soloanlagen in Kombination mit Abhitze-kesseln als effiziente KWK-Technologie in der Fernwärme eingesetzt. Ihre besonders flexible Fahrweise und ihr hoher Jahresnutzungsgrad sollte bei dieser Ausnahmeregelung berücksichtigt werden.

Formulierungsvorschlag

§ 33 Abs. 8 Satz 2 wird wie folgt gefasst:

*„Abweichend von Satz 1 Nummer 1 **und** 2 darf bei Altanlagen mit einem mittleren brennstoffbezogenen Jahresnettonutzungsgrad von mindestens 75 Prozent und einer Feuerungswärmeleistung von [...]“*

Ebenfalls im Abs. 8 sollten Satz 4 und Satz 5 zu den 2003-Altanlagen geändert werden. Es handelt sich dabei laut Verordnungsbegründung um eine Folgeregelung für § 8 Abs. 9 Nr. 1 der derzeit gültigen 13. BImSchV. Begründet durch Tabelle 24, Zeile 12 der BVT-Schlussfolgerungen soll nun allerdings eine Begrenzung der Betriebsstunden auf 500 Stunden – statt 1.500 Stunden – erfolgen.

In der BVT-Schlussfolgerung 44 findet man in Tabelle 24 Zeile 4 jedoch die Regelung für bestehende Gasturbinen mit offenem Kreislauf OCGT, die mehr als 500 Stunden betrieben werden. Fußnote 7 nennt hier einen Tagesmittelwert bis zu 80 mg für 2003-Altanlagen mit Betriebsstunden zwischen 500 und 1.500 Stunden.

Die bestehenden Ausnahmeregelungen mit Tagesmittelwert 75 mg und Halbstundenmittelwert 150 mg bei 2003-Altanlagen mit weniger als 1.500 Betriebsstunden sind damit für die OCGT immer noch BVT-konform und sollten unverändert bestehen bleiben.

Formulierungsvorschlag

§ 33 Abs. 8 Satz 4 wird wie folgt ergänzt:

„9. Bei 2003-Altanlagen, die im gleitenden Durchschnitt über einen Zeitraum von fünf Jahren höchstens 1500 Stunden jährlich in Betrieb sind, ein Emissionsgrenzwert von 75 mg/m³ für den Tagesmittelwert und von 150 mg/m³ für den Halbstundenmittelwert nicht überschritten werden, wobei der Emissionsgrenzwert für den Jahresmittelwert keine Anwendung findet.“

§ 33 Abs. 8 Satz 5 wird wie folgt geändert:

„Abweichend von ~~Nummer~~ Satz 1 Nummer 1 und 2 darf in 2003-Altanlagen, die im gleitenden Durchschnitt über einen Zeitraum von fünf Jahren höchstens 500 Stunden jährlich in Betrieb sind, ein Emissionsgrenzwert von 75 mg/m³ für den Tagesmittelwert und von 150 mg/m³ für den Halbstundenmittelwert nicht überschritten werden, wobei der Emissionsgrenzwert für den Jahresmittelwert keine Anwendung findet.“

Zu § 34 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2c

Der vorliegende Entwurf sieht für Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 50 MW vor, dass für gasbetriebene Motoren erstmalig ein Grenzwert für Methan im Abgas in Höhe von 800 mg/Nm³ eingeführt werden soll. Da die aktuell gültige 13. BImSchV keine Vorgaben für Methan-Emissionen enthält, haben sich Hersteller und kommunale Unternehmen an den in der am 20.06.2019 in Kraft getretenen 44. BImSchV festgelegten Grenzwerten orientiert. Dort gibt es einen Grenzwert für Gesamtkohlenstoff im Abgas von 1.300 mg/Nm³. Dieser entspricht rechnerisch ca. 1.733 mg/Nm³ Methan.

Die BVT-Emissionsbandbreite für Magergasmotoren beträgt für Methan, **angegeben als Gesamtkohlenstoff**, bezogen auf 5 Prozent Bezugssauerstoffgehalt $0,57-1,33 \text{ g/Nm}^3$ (Neuanlagen) bzw. $0,57-1,5 \text{ g/Nm}^3$ (bestehende Anlagen).

Der im vorliegenden Entwurf vorgesehene Methan-Grenzwert beträgt umgerechnet auf Gesamtkohlenstoff 600 mg/Nm^3 und entspricht damit lediglich der unteren Emissionsbandbreite. Allerdings können 800 mg/Nm^3 selbst von modernen motorbasierten KWK-Anlagen, die den Erfordernissen der Energiewende entsprechend flexibel betrieben werden sollen, derzeit nicht eingehalten werden.

Würde dieser Wert verbindlich, könnten selbst aktuell im Bau befindliche, politisch gewollte und für die Versorgungssicherheit notwendigen hochflexiblen, motorbasierten KWK-Anlagen diese Anforderung nicht einhalten.

Es ist verfahrenstechnisch nicht nachvollziehbar, wieso basierend auf der Aggregationsregel der 13. BImSchV für modular aufgebaute Motorenheizkraftwerke andere Grenzwerte gelten sollten als für einen einzelnen dieser Gasmotoren mit einer Feuerungsleistung unter 50 MW. Für diesen Gasmotor gilt die 44. BImSchV und damit ein Grenzwert von 1.300 mg/Nm^3 Methan, angegeben als Gesamtkohlenstoff.

Der VKU fordert deshalb, dass die Emissionsgrenzwerte Methan für Gasmotoren im Magerbetrieb in der 13. BImSchV denen der 44. BImSchV entsprechen. Diese entsprechen den europäischen Vorgaben und dem dort definierten Stand der Technik.

Wir plädieren hilfsweise zumindest bei im Betrieb befindlichen und bei bereits genehmigten Gasmotoren-Heizkraftwerken für die Anwendung der Methan-Emissionsanforderungen entsprechend der 44. BImSchV. Ohne diese Regelung könnten diese Anlagen, die im Vertrauen auf die Anforderungen der 44. BImSchV errichtet oder bei Herstellern bestellt wurden, diese Anforderungen der neuen 13. BImSchV nicht einhalten.

Die Änderungen in Abs. 5 stellen den Bezug auf Gesamtkohlenstoff klar und ergänzen den üblicherweise erfolgenden Nachweis über Einzelmessungen.

Formulierungsvorschlag

§ 34 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2c wird wie folgt gefasst:

c) Methan, **angegeben als Gesamtkohlenstoff**, bei Einsatz von gasförmigen Brennstoffen:
1.300 ~~800~~ mg/m^3

§ 34 Abs. 5 Satz 1 Nr. 3 wird wie folgt gefasst:

(5) Abweichend von dem in Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 Buchstabe c festgelegten Emissionsgrenzwert für Methan, **angegeben als Gesamtkohlenstoff**, darf ein Emissionsgrenzwert von **$1,3 \text{ g/m}^3$** ~~1300 mg/m^3~~ für den Tagesmittelwert **oder Mittelwert über die**

jeweilige Probenahmezeit und $2,6 \text{ g/m}^3$ ~~2600 mg/m^3~~ für den Halbstundenmittelwert nicht überschritten werden;

Zu § 35

Netzstabilitätsanlagen werden außerhalb des Strommarktes und lediglich auf Abruf des Netzbetreibers betrieben. Die Anforderungen sollten an die Anforderungen an den Notbetrieb angeglichen werden. Zusätzlich sollte zur Vermeidung unnötiger Netzkosten das europarechtlich zulässige Maß ausgeschöpft werden. Im BVT-Merkblatt wird eine abweichende Regelung für Anlagen, die weniger als 500 h/a betrieben werden, zugelassen.

Formulierungsvorschlag

§ 35 wird wie folgt gefasst:

*(1) Vor der erstmaligen Genehmigung zur Errichtung oder zum Betrieb einer Netzstabilitätsanlage hat der Betreiber die maximal zu erwartenden jährlichen Betriebsstunden festzustellen. **Für Netzstabilitätsanlagen, die weniger als 500 Stunden im Jahr betrieben werden sollen, gelten die jeweiligen Anforderungen nach § 33 oder § 34 für den Notbetrieb.** Übersteigt die nach Satz 1 festzustellende Angabe einen Wert von **500** ~~300~~ Stunden im Jahr, hat der Betreiber die Anlage so zu errichten, dass eine technische Nachrüstung durchführbar ist, soweit diese zur Einhaltung der Regelanforderungen zur Emissionsbegrenzung nach den § 33 oder 34 notwendig ist.*

*(2) Der Betreiber hat die Nachrüstung nach Absatz 1 Satz 2 durchzuführen, wenn die jährlichen Betriebsstunden der Netzstabilitätsanlage im gleitenden Durchschnitt über einen Zeitraum von fünf Jahren einen Wert von **500** ~~300~~ Stunden übersteigen.*

*(3) Die Nachrüstung nach Absatz 2 ist innerhalb von zwei Jahren durchzuführen, gerechnet ab dem Zeitpunkt, ab dem erstmals eine Überschreitung der jährlichen Betriebsstunden im gleitenden Durchschnitt über einen Zeitraum von fünf Jahren über einem Wert von **500** ~~300~~ Stunden vorliegt.*

(4) Der Betreiber einer Netzstabilitätsanlage hat der zuständigen Behörde jährlich jeweils bis zum 30. April des Folgejahres die Betriebsstunden des abgelaufenen Jahres zu berichten.

Zu § 36 Abs. 3

In § 36 Abs. 3 sind Ausnahmen von kontinuierlichen Messungen von Ammoniak vorgesehen. Gemäß BVT 4, Fußnote 4, des Durchführungsbeschlusses kann, wenn selektive katalytische Reduktion (SCR) eingesetzt wird, die Mindestüberwachungshäufigkeit mindestens einmal pro Jahr betragen, sofern die Emissionswerte nachweislich ausreichend stabil sind.

Im Prozess nicht umgesetztes Ammoniak wird nahezu vollständig in der nassen Entschwefelung abgeschieden. Die Abscheidung von Ammoniak über die Staubabscheidung ist von

nachgeordneter Bedeutung. Da Verfahren mit Einsatz von Ammoniak sowohl vor als auch nach der Staubabscheidung etabliert sind, sollte nicht noch zusätzlich mit der Benennung der Staubabscheidung eine weitere Bedingung an die Befreiung von der kontinuierlichen Messung aufgeführt werden.

Von einem ausreichend stabilen Emissionsverhalten ist nicht nur bei Einsatz einer nassen Entschwefelung, sondern auch bei Einsatz des Sprühabsorptionsverfahrens auszugehen. Diese Technik sollte demzufolge in Satz 1 ergänzt werden.

Formulierungsvorschlag

§ 36 Abs. 3 wird wie folgt gefasst:

*(3) Abweichend von § 17 Absatz 1 sind bei Feuerungsanlagen, die zur Minderung der Emissionen von Stickstoffoxiden ein Verfahren zur selektiven katalytischen Reduktion einsetzen, und die nachfolgend mit Einrichtungen ~~zur Staubabscheidung und~~ zur nassen Entschwefelung **oder mit einem Sprühabsorptionsverfahren** ausgestattet sind, Messungen zur Feststellung der Emissionen an Ammoniak nicht erforderlich. In diesem Fall hat der Betreiber regelmäßig wiederkehrend einmal jährlich Einzelmessungen gemäß § 20 Absatz 1, § 20 Absatz 2 Satz 1 und § 20 Absatz 4 durchführen zu lassen.*

Zu § 36 Absatz 5 (neu)

Der neue Absatz 5 setzt die Emissionsmessintervalle gemäß BVT 4 um. Darüber hinaus wird dem zunehmenden saisonalen oder geringen Betrieb von Kohlekraftwerken mit einer alternativen Regelung für die Quartalsmessung Rechnung getragen, um unverhältnismäßige Überwachungspflichten oder sogar unnötiges Anfahren von Anlagen mit dem alleinigen Zweck der Emissionsmessung zu vermeiden.

Formulierungsvorschlag

§ 36 Absatz 5 (neu) wird wie folgt gefasst:

(5) Abweichend von § 17 Absatz 1 sind bei Feuerungsanlagen, die mit Steinkohle oder Braunkohle betrieben werden kontinuierliche Messungen zur Feststellung der Emissionen an Chlorwasserstoff und Fluorwasserstoff nicht erforderlich. In diesem Fall hat der Betreiber Einzelmessungen regelmäßig wiederkehrend alle drei Monate oder alternativ alle 2000 Betriebsstunden, jedoch mindestens einmal pro Jahr auszuführen. Bei Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von weniger als 100 MW und weniger als 1500 Betriebsstunden pro Jahr hat der Betreiber Einzelmessungen regelmäßig wiederkehrend alle sechs Monate auszuführen. Wenn die Emissionsgrenzwerte zu weniger als 50 Prozent in Anspruch genommen werden, soll das Messintervall auf eine Einzelmessung pro Jahr verlängert werden.

Zu § 39 3a (neu)

Durch die lange Verzögerung bei der konkretisierenden Umsetzung des BREF-LCP-Dokuments in nationales Recht ist der Zeitraum bis zum europarechtlich gebotenen Inkrafttreten der neuen Grenzwerte so knapp geworden, dass die technische Umsetzung emissionsmindernder Maßnahmen bis zum Stichtag 18. August 2021 gar nicht mehr zu schaffen ist.

Im Kontext des Kohleausstiegs gilt es zu beachten, dass bei einigen Kohlekraftwerken zusätzliche erhebliche Investitionen notwendig wären, um die neuen Grenzwerte für eine kurze Phase bis zur Stilllegung zu erreichen. Die damit einhergehenden zusätzlichen Emissionsreduzierungen sind dabei gering. Beispielsweise sind einige Braunkohlekraftwerke (Feuerungswärmeleistung bis 600 MW) zu nennen, bei denen zusätzliche erhebliche Investitionen notwendig wären, nur um für eine kurze Übergangsphase sehr geringe zusätzliche Emissionsreduzierungen bei Quecksilber zu erzielen.

Der Umsetzung von Nachrüstungsmaßnahmen bzw. der Verhältnismäßigkeit der Anforderungen für derartige Anlagen sollte durch die Schaffung einer Übergangsregelung Rechnung getragen werden, mit der zeitlich unrealisierbare oder unverhältnismäßige Anforderungen vermieden werden.

Mit einer Ergänzung des § 39 um eine entsprechende Übergangsregelung werden diese Belastungen vermieden.

Formulierungsvorschlag

Nach § 39 Abs. 3 wird folgender Absatz 3a und 3b eingefügt:

(3a) Abweichend von Absatz 1 Satz 1 gelten für Altanlagen, für die der Betreiber bis zum Ende des 6. Monats nach der Inkraftsetzung gegenüber der zuständigen Behörde schriftlich erklärt, dass er binnen 17500 Betriebsstunden entweder die Anlage nachrüstet oder, wenn sich Maßnahmen als erfolglos erweisen, höchstens 17500 h weiterbetreibt mit anschließender vollständiger oder teilweiser Stilllegung der Anlage die Anforderungen der 13. BImSchV vom 2. Mai 2013 in der Fassung vom 19. Dez. 2017 und der 17. BImSchV vom 2. Mai 2013, aber höchstens bis zum 31. Dezember 2024 fort.

(3b) Abweichend von Absatz 1 Satz 1 gelten für Feuerungsanlagen, die Kohle einsetzen, bei nachweislicher Teilnahme an den Ausschreibungen gemäß § 5 des Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVBG) die Anforderungen der 13. BImSchV vom 2. Mai 2013 in der Fassung vom 19. Dez. 2017 und der 17. BImSchV vom 2. Mai 2013 bis zum maßgeblichen Eintreten des Kohleverfeuerungsverbot gemäß § 51 KVBG, aber höchstens bis zum 31. Dezember 2024 fort. In dieser Zeit gelten die Anforderungen der 13. BImSchV vom 2. Mai 2013 in der Fassung vom 19. Dez. 2017 und der 17. BImSchV vom 2. Mai 2013 fort.

Zu Anlage 4

Die zusätzliche Inbezugnahme des Jahresmittelwertes für das Konfidenzintervall wird vom BREF-Dokument nicht gefordert.

Der Bezug führt zu Irritationen und es ist zu befürchten, dass flächendeckend Messgeräte zertifiziert und ggf. getauscht werden müssen. Dies würde erhebliche Belastungen ohne erzielbaren Umweltnutzen auslösen.

Formulierungsvorschlag

Anlage 4 wird klarstellend wie folgt gefasst:

1. Der Wert des Konfidenzintervalls von 95 Prozent eines einzelnen Messergebnisses darf an der für den Tagesmittelwert ~~und den Jahresmittelwert~~ festgelegten Emissionsbegrenzung die folgenden Prozentsätze dieser Emissionsbegrenzungen nicht überschreiten: ...

ARTIKEL 2

Änderung der Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen

Der Verordnungsentwurf zur derzeitigen Änderung der 17. BImSchV (Bearbeitungsstand: 25.06.2020) sieht für die abfallmitverbrennenden Großkraftwerke eine Übergangsfrist bis zum 18.08.2021 vor. Diese **Übergangsfrist ist in Bezug auf die Notwendigkeit der weiterhin erforderlichen Mitverbrennung von Klärschlämmen viel zu kurzgefasst.**

Darüber hinaus ist die Änderung der 17. BImSchV infolge des BREF-Dokuments Abfallverbrennung, mit der im September 2020 gerechnet wird, noch nicht absehbar. Derzeit erfolgt gegenwärtig ca. 50 % der Klärschlammmentsorgung in Deutschland durch die Mitverbrennung in Großkraftwerken und Zementwerken.

Da diese Kapazitäten nun sukzessive wegbrechen bzw. deutlich reduziert werden, kann nach Einschätzung der Mitgliedsunternehmen des VKU ein **Entsorgungsnotstand** eintreten. Denn **andere Entsorgungswege für Klärschlämme stehen den kommunalen Abwasserbetrieben gegenwärtig nicht oder nicht mehr zur Verfügung.** Der von den Betrieben aktuell vorgenommene **Aufbau von Monoklärschlammverbrennungskapazitäten** wird noch **längere Zeit in Anspruch (bis ca. 2030) nehmen** und auch die **Sanierung der Bestandsanlagen** ist einzuplanen.

Für diese Übergangszeit fordert der VKU, dass die Klärschlammmentsorgung in Deutschland gesichert wird. Dazu muss die verfügbare Klärschlammverbrennungskapazität in Deutschland durch das Bundesumweltministerium und das Umweltbundesamt im Zusammenspiel mit den Bundesländern im Auge behalten und ggf. nachgesteuert werden können.

Dies kann aus Sicht des VKU nur durch **gesetzlich vorgegebene Ausnahmetatbestände für klärschlammmitverbrennende Großkraftwerke erreicht werden.**

Begründung: Entwicklung der Klärschlammmentsorgung in Deutschland

In Deutschland sind in den letzten 10 Jahren durchschnittlich 1,8 bis 1,9 Millionen Tonnen Klärschlamm-Trockensubstanz (TS) angefallen, wovon der überwiegende Teil bereits verbrannt wird:

- ca. 716.000 tTS/a (genehmigte Kapazität) durch **Mitverbrennung in Kohlekraftwerken**
- ca. 670.000 tTS/a in **ca. 22 Monoklärschlammverbrennungsanlagen**
- ca. 125.000 tTS/a durch **Mitverbrennung in Zementwerken.**

Die Novelle der Klärschlammverordnung (AbfKlärV) trat am 03.10.2017 als „Verordnung zur Neuordnung der Klärschlammverwertung“ in Kraft. Damit soll die Klärschlammausbringung zu Düngezwecken beendet und Phosphor sowie andere Nährstoffe aus dem Klärschlamm zurückgewonnen werden.

Zentrales Element der neuen Klärschlammverordnung sind also die Pflichten zur Rückgewinnung von Phosphor aus Klärschlamm bzw. Klärschlammverbrennungsrückständen. So müssen nach Ablauf einer Übergangsphase bei Klärschlämmen mit einem Mindestphosphorgehalt von 20 g/kgTM solche Phosphorrückgewinnungsverfahren angewandt werden, die **mindestens 50 % des in der Trockenmasse enthaltenen Phosphors aus dem Klärschlamm selbst zurückgewinnen oder den Phosphorgehalt auf weniger als 20 g/kgTM absenken bzw. mindestens 80 % des in den Klärschlammverbrennungsrückständen enthaltenen Phosphors zurückgewinnen lassen.**

Die Frist orientiert sich an den entsprechend genehmigten Ausbaugrößen der Kläranlagen und läuft für Anlagen mit über 100.000 Einwohnerwerten zum 01.01.2029 bzw. für Anlagen über 50.000 Einwohnerwerten zum 01.01.2032 ab. Bis dahin dürfen die Klärschlämme aus diesen Kläranlagen weiterhin bodenbezogen unter Einhaltung der Kriterien des Abfall- und Düngerechts verwertet werden.

Durch die Mitverbrennung von teil- oder vollgetrockneten Klärschlämmen können fossile Brennstoffe und somit auch Kosten eingespart werden. Die **Einsparung von fossilen Brennstoffen, die aus ihrer Substitution durch den Klärschlamm resultiert, trägt zu einer CO₂-Reduzierung bei**, da die brennbaren Bestandteile des Klärschlammes weitgehend biogenen Ursprungs sind. Ein Nachteil der Mitverbrennung ist allerdings, dass der im Klärschlamm enthaltene Phosphor in der Regel aus dem Kreislauf entfernt wird. Künftig wird entsprechend der Vorgaben der AbfKlärV zur verpflichtenden Phosphorrückgewinnung für Kläranlagen > 50.0000 EW eine **Mitverbrennung von phosphorreichen Klärschlämmen weiter eingeschränkt werden.**

In den letzten Jahren hat die Mitverbrennung von Klärschlamm in Kraftwerken und Zementwerken einen immer größeren Anteil an der Klärschlammabfuhr eingenommen. Die Schadstoffgehalte des Klärschlammes (u. a. Schwermetalle) bilden hierbei den limitierenden Einsatzfaktor.

Insbesondere in Kohlekraftwerken macht sich der zusätzliche Eintrag von Schwermetallen, insbesondere leicht flüchtigen Substanzen wie Quecksilber, bei den Emissionswerten bemerkbar. Darüber hinaus besteht Klärschlamm zum größten Teil aus organischen Substanzen. Zu den besonders kritischen Stoffen gehören neben den polychlorierten Dibenzodioxinen und -furanen (PCDD/F) auch Halogenverbindungen. In den meisten mitverbrennenden Kraftwerken wird derzeit **entwässertes Klärschlamm mit einem Trockensubstanzgehalt von etwa 25 bis 35 % bei Heizwerten von 9 bis 12 MJ/kg verbrannt.**

Aufgrund verschiedener abfallrechtlicher und auch landwirtschaftsrechtlicher Vorgaben nimmt der Trend zur Verbrennung von Klärschlamm insgesamt weiter zu. So befinden sich **ca. 33 Monoklärschlammverbrennungsanlagen mit einer Verbrennungskapazität von über 1 Mio. tTS in Planung** und sollen bis zum Jahr 2030 den Betrieb aufnehmen. Darüber hinaus besteht **bei den Bestandsanlagen ein erheblicher Sanierungsbedarf**, da der überwiegende Anteil dieser Anlagen seit mehr als 20 Jahren in Betrieb ist und die kommenden Anforderungen durch die BVT-Schlussfolgerungen des BREF-Dokuments Abfallverbrennung über die Novelle der 17. BImSchV umzusetzen sind.

Der Aufbau von Monoverbrennungskapazitäten ist auch dringend erforderlich, da die Energiebereitstellung durch Braunkohlekraftwerke von 160 TWh in 2015 durch das Kohleausstiegsgesetz spätestens im Jahr 2038 enden. Korrelierend dazu wird die **Annahmekapazität in diesen Kraftwerken für Klärschlämme künftig empfindlich abnehmen**. Die Braunkohlekraftwerke in Ostdeutschland (u. a. die abfallmitverbrennenden Großkraftwerke Jänschwalde, Boxberg und Lippendorf) werden gemäß dem Kohleausstiegsgesetz bereits ab 2025 Teilabschaltungen vornehmen und diese nach und nach fortsetzen. In diesen Kraftwerken wird jedoch derzeit ein erheblicher Anteil der deutschen Klärschlämme entsorgt.

Fachliche Ansprechpartner für 13. BImSchV:

████████████████████
Bereichsleiter Energiesystem und Energieerzeugung
Fon ██████████
████████████████████

████████████████████
Referentin für Strommarktdesign und Klimapolitik
Fon ██████████
████████████████████

Fachliche Ansprechpartner für 17. BImSchV (Klärschlammverbrennung):

████████████████████
Bereichsleiterin Umweltpolitik Wasser/Abwasser
Fon ██████████
████████████████████