



Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken in Deutschland

**Auswertung der EU-Schadstoffregisttermeldungen
2015 sowie Vorschläge zu Handlungsbedarf in der
Emissionsminderung**

Aktualisierung von BZL GmbH und Ökopol Quecksilber Studien

Veröffentlicht September 2017, Brüssel, Belgien.

© Text September 2017, EEB by author Christian Schaible christian.schaible@eeb.org

All rights reserved. Any reproduction in full or part must mention the title and credit the EEB as copywrite owners.

Edited by: Anton Lazarus (EEB)

This report was commissioned and made possible thanks to the generous support of the Bundesfraktion Bündnis 90/Die Grünen Platz der Republik 1, 10557 Berlin



This programme is co-funded by the European Union. The contents of this publication are the sole responsibility of the authors and can in no way be taken to reflect the views of the European Union.

EEB: Boulevard de Waterloo 34 – 1000 Brussels – Belgium
Tel: +32 289 1090 | Fax: +32 2 289 1099 | Email: eeb@eeb.org

Inhalt

I.	Einführung mit Hintergrund zu Quecksilberproblematik	19
1.1	Ziel dieser Kurzstudie	19
1.2	Hintergrund der Quecksilberproblematik	19
II.	„Stand der Technik“ und Rechtsrahmen zur Quecksilberminderung	21
2.1	Gesetzgebung Deutschland	21
2.2	Aktuelle Rahmenbedingungen des internationalen Rechts (Minamata) und der EU zu Emissionen von Kraftwerken	22
2.2.1	Minamata Konvention und EU-Verordnung	22
2.3	„Stand der Technik“ (BVT)	25
2.3.1	BVT Vorgaben zu Quecksilber:	25
2.3.2	BVT Vorgaben zu Stickoxiden:	31
III.	Auswertung von Emissionsdaten (Quecksilber und Stickoxide)	35
3.1	Methodik	35
3.2	Auswertung von Quecksilberemissionen (Übersicht)	36
3.2.1	Auswertung zu Braunkohlekraftwerken	39
3.2.1.1	Quecksilber-Emissionen aus Braunkohlekraftwerken und Minderungspotenzial	39
3.2.1.2	Stickoxid-Emissionen aus Braunkohlekraftwerken und Minderungspotenzial	42
3.2.1.3	Vereinfachte Kostenanalyse von externalisierten Gesundheits- und Umweltschäden wegen Zusatzbelastung aus Braunkohlekraftwerken im Vergleich zu BVT	47
3.2.2	Auswertung zu Steinkohlekraftwerken	49
3.2.2.1	Quecksilberemissionen aus Steinkohlekraftwerken und Minderungspotenzial	49
3.2.2.2	Stickoxid-Emissionen aus Steinkohlekraftwerken und Minderungspotenzial	51
3.2.2.3	Vereinfachte Kostenanalyse von externalisierten Gesundheits- und Umweltschäden wegen Zusatzbelastung aus Steinkohlekraftwerken im Vergleich zu BVT	53
IV.	Handlungsbedarf für die Bundesregierung zur Einhaltung von „Stand der Technik“ auf den deutschen Kohlekraftwerkspark im Einklang mit der Energiewende	55
4.1	EEB Eckpunkte zur Anpassung der anstehenden Revision der 13. BImSchV. (Luftemissionen)	56
4.2	Forderungen zum Wasserpfad (Anhang 47 der AbwasserVerordnung)	59
V.	Quellen und Literaturverzeichnis	60

ZUSAMMENFASSUNG

Die Braun- und Steinkohlekraftwerke in Deutschland stoßen große Mengen an Quecksilber und Stickoxiden aus, insbesondere im Vergleich mit den Kohlekraftwerken in den USA: Die 54 deutschen Kohlekraftwerke emittierten 2015 über 5 Tonnen Quecksilber mit einer Gesamtleistung von ca. 52GW und Kohlestromerzeugung von 245,58TWh¹.

In Deutschland betrug die Quecksilberintensität der Kohleverstromung ~20,36kg Quecksilber / TWh. In der USA lag die Quecksilberintensität mit 4,88kg/TWh um mehr als ein 4-Faches unter der in Deutschland, jedoch geht diese Berechnung auf eine Annahme von 2015 USA Quecksilberemissionen von 6,6 Tonnen hervor. Nach vorläufigen Ergebnissen der Emissionsdaten welche von den US Betreiber berichtet wurden², lagen die Quecksilberemissionen bei 1,3 Tonnen. Unter dieser Annahme läge die Quecksilberintensität in den USA mit 0,96kg/TWh sogar um ein 21 Faches unter der in Deutschland.

Auch der deutsche 10µg/Nm³ Hg-Grenzwert, welcher ab 2019 gelten soll, ist mindestens doppelt so hoch wie der schon seit 2015 geltende US-Grenzwert für Braunkohleanlagen und um ein siebenfaches höher als der schon geltende US-Grenzwert für Steinkohleanlagen.

In Deutschland liegt zudem der Grenzwert für Stickoxide (NOx) für große Braunkohle-Altanlagen bei 200mg/Nm³, kein einziges Braunkohlekraftwerk ist mit einem Katalysator ausgerüstet, was eine zusätzliche NOx-Abscheidung von mindestens 85% erlaubt. Das US Oak Grove Braunkohlekraftwerk erreicht seit 2012 dank verbesserter Oxidation durch den Katalysator (SCR) in Kombination mit Aktivkohleeindüsung konstante NOx Emissionswerte von 60mg/Nm³ und Quecksilberkonzentrationswerte von 1µg/Nm³. 2015 liegen die besten NOx Emissionskonzentrationswerte der deutschen Braunkohlekraftwerke der gleichen Leistungsklasse mindestens doppelt so hoch (117mg/Nm³ Buschhaus, 121mg/Nm³ Goldenberg und 130mg/Nm³ Schwarze Pumpe), sind im Schnitt aber um ein dreifaches höher (187,1mg/Nm³). SCR-Technik wird in der EU zum Beispiel im Sostanj Block 6 in Slowenien eingesetzt, der im Testbetrieb bis zu 40 mg/Nm³ erreichte oder im US Braunkohlekraftwerk Oak Grove in Texas, das zwischen 2012 und 2014 durchschnittlich 60 mg/Nm³ Stickoxid-Emissionen aufwies. Die deutschen Braunkohleanlagen emittieren also im Schnitt um ein 4.7 Faches über die mit Beste Verfügbare Technik (BVT) erreichbare Emissionswerte.

Steinkohleanlagen in China und Japan emittieren 50mg/Nm³ NOx³. Das niederländische Steinkohlekraftwerk Maasvlakte 1 von 1987! erreichte im Jahresmittel NOx Konzentrationswerte von 66mg/Nm³, das dänische Steinkohlekraftwerk Nordjyllandsværket Block 3 (ab 1998 in Betrieb) seit 2010 ebenfalls. Die deutschen Steinkohlekraftwerke haben alle die SCR Technik installiert und könnten unmittelbar diese Betriebswerte erreichen, 2015 lag der Durchschnitt aber bei 176,6mg/Nm³, also um ein dreifaches über BVT erreichbaren Betriebswerten.

Die exzessiven Emissionen an Quecksilber und Stickoxiden verursachen in Deutschland hohe gesellschaftliche Kosten, insbesondere im Gesundheitssystem: Quecksilber (Hg) zählt zu den schädlichsten neurotoxischen Substanzen. Einmal in der Atmosphäre, breitet sich Quecksilber weiträumig und über weite Distanzen in der Umwelt aus. Da dieses Schwermetall persistent und bioakkumulativ ist, reichert sich dieser Stoff in den Umweltmedien Wasser, Boden und

¹ Fraunhofer ISE https://www.energy-charts.de/energy_pie_de.htm?year=2015

² nach Emissionsberichten nach US Gesetzgebung Mercury and Air Toxics Standards (MATS) in der US EPA Datenbank <https://ampd.epa.gov/ampd/> -Stand 29.08.2017- emittierten die Kohlekraftwerke in 2015 2.884lb ~ 1,3 Tonnen. Die verifizierten Daten werden aber erst in ca. 2 Wochen vorliegen

³ In China gilt für bestimmte Regionen für Neuanlagen ein NOx Grenzwert von 50mg/Nm³, bestehende Kraftwerke wurden nachgerüstet um diese Werte zu unterschreiten z.B. Shenhua Guohua Sanhe Block 2 KW in Hebei (in 2015 emittierte im Jahresmittel 35mg/Nm³), Shenergy Waigaoqiao 7 und 8 (beide Blöcke in 2015 unter 20mg/Nm³). In Japan: Tokyo Electric Hirono (45mg/Nm³), J-Power Shin Isogo (31mg/Nm³)

schließlich den Lebewesen an. Das Gift verbleibt aber nicht nur lange in der Umwelt, sondern sammelt sich im menschlichen Körper an und baut sich dort nicht wieder ab. Bereits kleine Mengen von bestimmten organischen Quecksilberverbindungen können dem Menschen schaden. Besonders gefährdet sind Embryos und Kleinkinder. Untersuchungen beweisen, dass Quecksilberbelastung die geistige Entwicklung von Kindern verlangsamen und damit den Intelligenzquotienten mindern kann. Nach UNEP kann eine erhöhte methyl-Quecksilberbelastung in der frühkindlichen Entwicklungsphase zu verschiedenen neurologischen Schäden wie geistiger Behinderung, Krampfanfällen, Seh- und Hörverlust, verzögerter Entwicklung, Sprachstörungen und Gedächtnisverlust führen. Ein aktuelles Biomonitoring der EU (DEMOCOPHES-Studie), an dem auch das Umweltbundesamt beteiligt war, zeigt bereits bei einem Drittel der Neugeborenen in Europa im Haar eine Methylquecksilberkonzentration (Quecksilber-Verbindung) über dem tolerierbaren Höchstwert von 0,58 µg/g an.

Stickoxid (NOx)-Abgase führen ebenfalls zu schweren gesundheitlichen Schäden und Kosten für die Allgemeinheit. Insbesondere Stickstoffdioxid ist assoziiert mit erhöhter Mortalität, einer Verschärfung von (chronischen) Atemwegs- und Herz-Kreislauf-Erkrankungen, etwa in Form von Asthmabeschwerden, sowie einer erhöhten Empfänglichkeit für Atemwegsinfektionen. Des Weiteren kann sich ein langandauernder Kontakt mit Stickstoffdioxid negativ auf Leber und Milz sowie die Bluteigenschaften auswirken. Stickoxide tragen zudem zur Entstehung von Feinstaub und Ozon bei. Die Europäische Umweltagentur schätzt, dass in Deutschland in den Jahren 2012 und 2013 jeweils mehr als 100.000 verlorene Lebensjahre auf die Exposition mit Stickstoffdioxid zurückzuführen sind⁴. Insbesondere hinsichtlich der Nähe zu Ballungsgebieten wie dem Rheinland oder Berlin ist es unverzichtbar, dass Braunkohlekraftwerke zur Minderung der Grundbelastung mit Stickoxiden herangezogen werden. Stickoxide schaden auch der Natur: Sie bewirken die Überdüngung und Versauerung von Böden, aber auch von Gewässern mit negativen Auswirkungen auf die Biodiversität. Stickstoffoxide, insbesondere Stickstoffdioxid, schädigt in zu hoher Konzentration Pflanzen und bewirkt unter anderem vorzeitiges Altern und Kümmerwuchs. Sie befördern die Bildung von gesundheitsschädlichem Ozon, das zusätzliche Schäden bei landwirtschaftlichen Erträgen, Wäldern und Ökosystemen hervorruft.

Wenn die deutschen Kraftwerke nach dem Stand der Technik „Beste Verfügbare Technik“ (BVT) betrieben würden, so könnten jährlich eine Gesamtfracht von 4.077kg Hg vermieden werden, was einem Minderungspotenzial von 81,3% entspricht. Für Stickoxide könnten bei konsequenter Umsetzung pro Betriebsjahr, d.h. NOx Emissionskonzentrationen von 60mg/Nm³ für Steinkohlekraftwerke und 40mg/Nm³ für Braunkohlekraftwerke, ca 125.800 Tonnen NOx eingespart werden, was einem Minderungspotenzial von 79% bei Braunkohleanlagen und 35% bei Steinkohleanlagen entspricht.

Der Anteil der Energiewirtschaft in den gesamten NOx-Emissionen Deutschlands (1.2 Millionen Tonnen) lag 2015 bei 14,2% (170.553 Tonnen) und könnte durch die Anwendung von BVT auf 44.770 Tonnen reduziert werden. Dies entspricht also einer Reduktion des Anteils der Energiewirtschaft in den Gesamtemissionen Deutschlands von 14,2% auf 3,73%, also um 10,47% und nicht, wie in anderen Kreisen behauptet, von 0,2%.

Wenn Kohlekraftwerke deutlich weniger NOx ausstoßen, sinkt auch die Hintergrundbelastung in den Städten, gerade im Ruhrgebiet. Dies kann dazu führen, dass die Grenzwerte für Luftschadstoffe in der Stadtluft schneller unterschritten und somit Fahrverbote vermieden werden könnten. Dazu bedarf es aber einer Nachrüstung von Katalysatoren in Braunkohlekraftwerken. Auch wenn diese Technik schon Standard bei PKWs und LKWs ist, sind weitere und wirksamere Maßnahmen im Verkehrsbereich unvermeidlich. Die EU-Kommission

⁴ Siehe EEA Air quality report 2015 und 2016

hat wegen Überschreitung der Stickoxid-Grenzwerte in zahlreichen innerstädtischen Gebieten bereits ein Vertrags-verletzungsverfahren gegen Deutschland eingeleitet.

Bei einer strikten Umsetzung der BVT Standards würden **pro Betriebsjahr** zwischen 93,2 bis 213 Millionen € durch vermiedene Quecksilberemissionen und 2,379 Milliarden € wegen vermiedener Stickoxidemissionen an externalisierten Zusatzkosten (Gesundheitskosten) eingespart werden, und das zu vertretbaren Kosten für den Betreiber (bis zu 2 % der Strom-Produktionskosten in den entsprechenden Kraftwerken wegen Quecksilber).

Bei einer angenommenen Laufzeit von 10 Jahren (2017-2027) könnten bei Einhaltung der BVT-Emissionswerte die resultierenden gesundheitsbedingten Kosteneinsparungen für die Allgemeinheit auf 23,8 Milliarden € betragen, und dies nur wegen der Schadstoffe Quecksilber und NOx.

In den USA haben es die Kohlekraftwerksbetreiber in weniger als zwei Jahren fertig gebracht, mehr als das doppelte der Gesamtkapazität Deutschlands (110GWel) mit quecksilberspezifischen Minderungstechniken nachzurüsten.

Auf Basis der Emissionserklärungen der Betreiber von Kraftwerken an das europäische Schadstoffregister emittierten 64⁵ deutsche Kraftwerke in 2015 insgesamt 5.344 kg Quecksilber in die Luft. Der Hauptanteil dieser Emissionen – 5.015 kg (94%) – stammt fast ausschließlich aus den 54 in 2015 in Betrieb befindlichen Kohlekraftwerken.

Nur die Quecksilberemissionen in die Luft über den Zeitraum von 2013 bis 2015 (15.048 kg) verursachten einen volkswirtschaftlichen Schaden, der mit 784 Millionen € beziffert werden kann. Dies hätte vermieden werden können, wenn die Betreiber ihre Anlagen nach dem „Stand der Technik“, insbesondere mit Techniken zur Luftschadstoffabscheidung, betrieben hätten.

Die geltenden immissionsschutzrechtlichen Vorgaben geben den Verschmutzern einen Freischein von der Anwendung quecksilberspezifischer Minderungstechniken nach dem „Stand der Technik“ (hier „Beste Verfügbare Techniken – BVT“ genannt). Der bundesweite Grenzwert von Quecksilberemissionen in die Luft von 10µg, welcher ab 2019 gelten soll, ist so hoch angesetzt, dass gerade Mal drei Braunkohlekraftwerke "herausgefordert" werden: Lippendorf, Chemnitz und Schkopau emittierten zwischen den Jahren 2013 und 2015 konstant über diesem Grenzwert, 2015 auch Buschhaus. Das Steinkohlekraftwerk Farge und das Steinkohleheizkraftwerk Duisburg emittierten ebenfalls über diesem Grenzwert. Auch wenn im EU-Vergleich keine vergleichbaren Quecksilber-Grenzwerte für Kohlekraftwerke in anderen Mitgliedstaaten erlassen wurden, so ist der 10µg Grenzwert hinsichtlich des "Standes der Technik" als "sehr schwach" zu bewerten, vor allem im Vergleich zu den US Standards (umgerechnet ca. 4.8µg/Nm³ - 5.4µg/Nm³ für Braunkohle und 1.5µg/Nm³ - 2,2µg/Nm³ für Steinkohle⁶). Das neue EU-Merkblatt für Beste Verfügbare Techniken (BVT) für Großfeuerungsanlagen, das Ende April 2017 trotz negativen Votums der Bundesregierung

⁵ D.h. Feuerungsanlagen mit einer thermischen Leistung ab 50MW welche diese Emissionen berichtet haben. Es sei hier angemerkt dass die realen Emissionen höher liegen denn einerseits gilt die Betreiberpflicht nur ab großen Feuerungsanlagen (ab 50MWth) und andererseits darf der Betreiber „0“ Emissionen berichten falls der Schwellenwert von 10kg/Jahr nicht überschritten wird. Die Kraftwerke Duisburg III, Weiher, EVO Offenbach, Braunschweiger Versorgungs AG und GDF Zolling, berichteten „0“ Emissionen trotz signifikanter CO₂ Ausstoß, d.h. entweder diese Anlagen emittierten <10kg oder es liegt ein Fehler in der Berichterstattung vor. Es ist jedoch klar dass es keine „0“ Quecksilberemissionen –auch bei Anwendung von BVT –gibt.

⁶ Annahmen mit Volumenstrom von 360,6m³/GJ für Braunkohle mit Wirkungsgrad von 38%, Volumenstrom von 3563,4m³/tCO₂. Die obere Bandbreiten stellen die Emissionsgrenzwerte von Kraftwerken mit hohen Wirkungsgraden nach Berechnungen von Prof. Kather. A und Klostermann M. dar

verabschiedet wurde und bis spätestens 17. August 2021 umgesetzt werden muss, setzt die mit quecksilberspezifischen BVT erreichbare Emissionsbandbreite im Jahresmittel auf **bis zu $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$** fest.

Die Analyse belegt, dass bei einer konsequenten Umsetzung der immissions-schutzrechtlichen Anforderungen auf Basis von BVT - d.h. ein Emissionsgrenzwert von $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ - durch die Betreiber **eine Gesamtfracht von 4.077kg Hg in 2015 hätte vermieden werden können. Dies entspricht einem Minderungspotenzial der jährlichen Quecksilberfrachten von 81,3% und eine kumulierte Vermeidung der Gesamtfracht von über 12 Tonnen im Zeitraum von 2013 bis 2015.**

a) Ergebnisse Braunkohle-Kraftwerke:

- In 2015 emittierten diese 3.747 kg Hg, was anteilig 75% der Gesamtfracht des deutschen Kohlekraftwerksparks ausmacht.
- Durch die Anwendung von BVT - d.h. bei Einhaltung eines Grenzwertes von $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ - hätte eine Quecksilberemissionsvermeidung von 3.153 kg in 2015 erzielt werden können. Dies entspricht einem Minderungspotential von über 84%.
- Der Durchschnitt der Emissionskonzentrationen lag um ein Achtfaches über BVT ($8.27\mu\text{g}/\text{Nm}^3$).
- Kein einziges deutsches Braunkohlekraftwerk hat Emissionswerte nach dem Stand der Technik von $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ eingehalten. Die Braunkohlekraftwerke Chemnitz, Schkopau und Lippendorf lagen konstant weit über der oberen (schwachen) Bandbreite von $7\mu\text{g}/\text{Nm}^3$. Eschweiler konnte mit max $3.4\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ die geringsten Hg-Konzentrationswerte erzielen. Dieser Wert liegt aber dennoch um ein Dreifaches über den BVT Wert.
- Bei Umsetzung von BVT hätten den Bundesbürgern zwischen 72 bis 164 Millionen € (Emissionen im Jahr 2015) beziehungsweise 214,5 bis 487,6 Millionen € (Emissionen in den Jahren 2013 bis 2015) wegen externalisierter Zusatzkosten durch Hg erspart werden können.

Diese Kurzstudie zeigt ebenfalls, dass der Stickstoffparameter (NO_x) von besonderer Relevanz ist, um Quecksilber-Emissionen sowie auch schädliche Stickoxidemissionen aus den deutschen Kohlekraftwerken zu senken und damit negative Gesundheits- und Umweltauswirkungen konsequent zu reduzieren. Dazu sind höhere Abscheidungen durch Selektive Katalytische Reduktion (SCR), kurz Katalysatoren, nötig. In Deutschland ist ein Katalysator bei Steinkohlekraftwerken seit Jahrzehnten schon Standard, die Betreiber von Braunkohlekraftwerken wurden jedoch von dieser Anforderung, die Zusatzabscheidungen von mindestens 85% NO_x und ca. 36-49 % Quecksilber erzielt, befreit. Die Betreiber wollen diese Anforderung mit Komplizenschaft der Bundesregierung (siehe [Kapitel II.1](#)) ab 2020 aber umgehen.

- 2015 betrugen die NO_x Gesamtfrachten 109.010 Tonnen.
- Bei Anwendung der oberen BVT Bandbreite ($175\text{mg}/\text{Nm}^3$) würden sich die Frachten auf 101.000 Tonnen pro Betriebsjahr reduzieren, welches einer Minderung von nur 9,2% entspricht.
- Der Durchschnitt liegt momentan bei ca. $190\text{mg}/\text{Nm}^3$. Viele BK Blöcke müssten wegen dem NO_x Parameter nachrüsten.

- Jedoch bringt dieser hohe Wert keinen Nebennutzen zur Quecksilber Abscheidung wegen fehlendem Katalysator.
- Bei der Umsetzung eines Grenzwertes, der dem BVT entspricht, d.h. nicht mehr als $85\text{mg}/\text{Nm}^3$, könnten die NO_x Frachten auf 46.106 Tonnen gesenkt werden. Dies entspricht einer Minderung von mindestens 57,7%.
- Ein Grenzwert von $85\text{mg}/\text{Nm}^3$ würde in den meisten Fällen eine Nachrüstung eines Katalysators (Sekundäre DeNox Technik) erfordern. Ein gut ausgelasteter Katalysator (SCR) könnte die Emissionskonzentrationen auf $40\text{mg}/\text{Nm}^3$ bringen, somit könnten die Restemissionen signifikant auf ca. 23.000 Tonnen / Jahr gesenkt werden. Dies entspricht einer Minderung von ca. 86.000 Tonnen pro Betriebsjahr und einer Reduktion von 79%.
- Eine SCR kann zudem die Quecksilberabscheidung signifikant verbessern. Die Oxidation des elementaren Quecksilbers durch diese Art von Sekundärtechnik erlaubt laut Expertenstudien eine Verbesserung der Hg Abscheidung von 36 bis 49 Prozentpunkte.
- Die resultierenden jährlichen gesundheitsbedingten Kosteneinsparungen für die Allgemeinheit durch Einhaltung eines NO_x Grenzwertes von $85\text{mg}/\text{Nm}^3$ beziffern sich auf 1.2 Milliarden € (2015) und 11.9 Milliarden € bei einem angenommenen Weiterbetrieb von 10 Jahren (2017-2027), nur auf Kostenbasis des Schadstoffs NO_x .
- Bei Auslastung der SCR Abscheidetechnik würde die **potentielle Kosteneinsparung** wegen NO_x pro Jahr 1,62 Milliarden € (16,26 Milliarden € bei angenommenen Weiterbetrieb bis 2027) betragen.

b) Resultate Steinkohle-Kraftwerke:

- 2015 emittierten die 39 Steinkohlekraftwerke 1.268 kg Hg, welches anteilig 25 % der Gesamtfracht des deutschen Kohlekraftwerksparks ausmacht.
- Durch die Anwendung von BVT, bei Einhaltung eines Grenzwertes von $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$, hätte eine Quecksilberemissionsvermeidung von 924 kg in 2015 erzielt werden können. Dies entspricht einem Minderungspotential von über 73%.
- Der Durchschnitt der Hg Emissionskonzentrationswerte lag bei $4.53\mu\text{g}/\text{Nm}^3$, also ein Viereinhalbfaches über BVT.
- Kein einziges deutsches Steinkohlekraftwerk hielt den BVT Wert von $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ im Zeitraum 2013 - 2015 ein. Die Steinkohlekraftwerke Duisburg, Moabit, Walsum, Frankfurt, Wedel, Dortmund, Mannheim und Herne lagen konstant über der oberen (schwachen) Bandbreite von $4\mu\text{g}/\text{Nm}^3$. Bei Farge (HB) wurde 2014 ein Wert von $3,51\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ erreicht, wobei 2014 und 2015 die höchsten Konzentrationswerte von Steinkohle ($18,22\mu\text{g}/\text{Nm}^3$) erzielt wurden. Heyden erzielte 2015 mit $1,34\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ die geringsten Konzentrationswerte, gefolgt von Bergkamen ($1,41\mu\text{g}/\text{Nm}^3$) und Hamburg-Moorburg ($1,83\mu\text{g}/\text{Nm}^3$). Werne (NW) lag 2014 mit $1,07\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ ganz knapp über den BVT Wert.
- Bei Umsetzung von BVT hätten den Bundesbürgern zwischen 21,2 bis 48,18 Millionen € (2015 Emissionen) und 75,7 bis 172 Millionen € (2013-2015 Emissionen) externalisierten Zusatzkosten durch Hg erspart werden können.

- 2015 betrugen die Gesamtfrachten von NO_x der Steinkohlekraftwerken 61.504 Tonnen (60 Steinkohlebefeuerte Blöcke) mit einem Durchschnitt der Konzentrationswerte von 176,6mg/Nm³.
- Bei Anwendung der oberen (schwachen) NO_x BVT Bandbreite (150 mg/Nm³) würden sich die Frachten auf Restemissionen von 54.265 Tonnen pro Jahr Betrieb reduzieren, welches eine Minderung von nur 11,8% entspricht.
- Kein einziges Steinkohlekraftwerk hielt 2015 NO_x BVT Emissionskonzentrationswerte von unter 60mg/Nm³ ein. Der Jahresmittelkonzentrationswert betrug 176mg/Nm³.
- Bei der Umsetzung eines Grenzwertes, welcher BVT entspricht, d.h. nicht mehr als 60mg/Nm³, könnten die Restemissionen von NO_x pro Jahr auf 21.706 Tonnen gesenkt werden. Dies entspricht einer Minderung von 39.798 Tonnen pro Betriebsjahr und einer Reduktion von 35,3%.
- Inwieweit diese zusätzliche NO_x Reduzierung zu einer besseren Quecksilberabscheidung führt, kann hier nicht näher beziffert werden. Wenn manche Steinkohlekraftwerke Katalysatorebenen nachrüsten müssten, würden, falls dabei ein optimierter SCR (Triple Action Catalyst) eingebaut wird, als Nebeneffekt Quecksilberemissionen reduziert.
- Bei den folgenden 10 Steinkohlekraftwerken sollten die Emissionsdaten anhand von offiziellen Messdaten überprüft werden, denn es scheint für 2015 eine Überschreitung der rechtlich maximalen EU Grenzwerte nach dem IED Sicherheitsnetz (Grenzwert im Monatsmittel 200mg/Nm³) und der 13. BimschV §4 (8), Nummer 4 vorzuliegen (Grenzwert im Tagesmittel von 200mg/Nm³ bei bestehenden Steinkohlekraftwerken): HKW Braunschweig Mitte (391mg/Nm³), KW Porta Westfalica (342mg/Nm³), HKW Schweinfurt (301 mg/Nm³), HKW Ulm 288mg/Nm³, HKW Erlangen 263m/Nm³ KW Walheim (254mg/Nm³), KW Rostock (228 mg/Nm³), IKW Chemie Marl I-4 (216mg/Nm³) HKW Mehrum (211mg/Nm³) und HKW Kiel Gemeinschaft (202,3mg/Nm³).
- Die Einhaltung eines BVT Grenzwertes von 60mg/Nm³ NO_x hätte nur für das Jahr 2015 für die Allgemeinheit eine jährliche Kosteneinsparungen von 753 Millionen € erbracht. Bei einem angenommen Weiterbetrieb von 10 Jahren (2017 bis 2027) entspricht dies einer möglichen Kosteneinsparung von 7.5 Milliarden Euro.

Die Kurzstudie weist ebenfalls darauf hin, dass **in den USA 234 Kraftwerke (Blöcke) mit einer Kapazität von 382GWh (Stand 29/08/2017) mit spezifischer Hg-Abscheidungstechnik ausgerüstet sind Dies entspricht einem Anteil von 36,7% der gesamten Kohlebefeueren Kraftwerke der USA und entspricht einer Kapazität von ca. 110GWel⁷.** In der EU liegt die Gesamtkapazität von Kohlekraftwerken bei ca. 138 GWel, davon sind 52GWel in Deutschland. **Dies bedeutet dass die US Kohlekraftwerkbetreiber es in weniger als zwei Jahren fertig gebracht haben fast die Gesamtkapazität der gesamten EU und mehr als die doppelte Kapazität Deutschlands mit Quecksilberspezifischen Minderungstechniken nachzurüsten.**

Die internationalen und EU Rahmenbedingungen, insbesondere das 2017 aktualisierte LCP BREF, zwingen die Bundesregierung, jetzt mehr für die Schadstoffvermeidung an der

⁷ Auswertung Christian Schaible, Basis US EPA Datenbank <https://ampd.epa.gov/ampd/> ; MATS reporting

Quelle und für den Gesundheitsschutz für Bürger und Umwelt zu tun. Diese Kurzstudie stellt Eckpunkte für die anstehende Umsetzung durch die Revision der 13. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) vor (siehe [Kapitel IV](#)).

Immissionsschutz und BVT-Standards sollten Hand in Hand mit Anliegen der Klimapolitik gehen. Das EEB regt an, dass die Stellschrauben, die das LCP Merkblatt jetzt bedient, für die Energiewende und aus Gesundheits- und Umweltschutzgründen von der Bundesregierung konsequent genutzt werden sollten. Eine 1:1-Umsetzung nach dem kleinsten gemeinsamen EU-Nenner kommt deshalb nicht in Frage. Das EEB schlägt vor, dass für Kohlekraftwerke mit einer thermischen Leistung von mehr als 300MWth folgendes ab spätestens 2021 gilt:

1. **Bei weiterem Betrieb bis 2024 oder mehr sollen die strikten BVT-Emissionsbandbreiten für Jahresmittel zu Schwefeldioxid (10mg/Nm³), Staub (2mg/Nm³) und Quecksilber (1µg/Nm³) als bundesweite Grenzwerte vorgeschrieben werden;**
2. **Ein Jahresgrenzwert zu NO_x von 85mg/Nm³ oder geringer sollte gesetzt werden, wenn Anlagen noch bis 2024 oder später laufen sollen.**
3. **Die höhere Bandbreite der BVT Standards zur Energieeffizienz sollte ab 2020 bindend gelten.**
4. **Auf Basis von BVT und dem Verschlechterungsverbot nach der Wasserrahmenrichtlinie muss ein Quecksilber-Grenzwert im Wasser von nicht mehr als 0,1µg/l im Tagesmittel umgesetzt werden.** Nach dem phase-out Ziel der Wasserrahmenrichtlinie sollte eine „0 Immission“ im Wasserpfad gelten. **Die Wasserrahmenrichtlinie setzt die Frist für die Einhaltung des guten chemischen Wasserstatus für den 31/12/2021 fest.**

Der EU Rechtsrahmen erlaubt unter spezifischen Kriterien und unter Öffentlichkeitsbeteiligung eine befristete Ausnahme durch die Behörden. Die Betreiber werden sicherlich behaupten, die Kosten (für die Verschmutzter) seien nicht im Verhältnis zu dem Nutzen, d.h. es rechne sich schlecht für die Profit-Maximierung. Auch wenn dieser Ansatz nichts mit dem Vorsorge- und Verursacherprinzip zu tun hat, so sprechen die Fakten ganz klar dafür, dass Schadstoffvermeidung durch die konsequente Anwendung von BVT mehr Nutzen (Gesundheitsschutz) für die Allgemeinheit im Verhältnis zu den Kosten für den Verursacher birgt (siehe [Kapitel III.2.1.3 für Braunkohle](#) und [III.2.2.3 für Steinkohle](#)).

Der quantifizierte Nutzen durch Kosteneinsparung durch die Schadstoffvermeidung bei einer konsequenten Umsetzung von BVT auf den deutschen Kraftwerkspark beziffert sich auf 213 Millionen € für den Schadstoff Quecksilber und bis zu 2,4 Milliarden € für Stickoxid pro Betriebsjahr. **Mit einer Annahme von einem Betrieb bis 2027 beziffert sich dieser potentielle Gewinn für die Allgemeinheit nur wegen dem Schadstoff Hg und NO_x auf 26 Milliarden €.**

Die Kurzstudie regt zu Kompromisslösungen an (siehe [Kapitel IV](#) und *Zusammenfassung der Schlussfolgerungen für Handlungsbedarf*) die nach Ansicht des Autors eine sozialverträglichere Balance zwischen Interessen der Allgemeinheit und des Betreibers schaffen könnten: Falls das Braunkohlekraftwerk bis 2024 unwiderruflich schließt, kann man sich mit der betroffenen Öffentlichkeit verständigen, dass für die Restlaufzeit eine mit billigeren Minderungstechniken erreichbare Obergrenze von 150 mg/Nm³ für NO_x erzielt werden darf und ein Quecksilbergrenzwert von 3µg/Nm³, welcher schon ohne quecksilberspezifischen Minderungstechniken erreicht wird. Bei Steinkohleanlagen ist diese Aufweichung nicht technisch begründbar, denn diese können die strikteren BVT Bandbreiten unmittelbar einhalten. Alternativ kann im Gegenzug zur Drosselung des Betriebs ab 2020 wie im LCP BREF

von 2017 vorgesehen, eine zeitlich beschränkte Betriebsstundenquota in Betracht gezogen werden. Dabei wird besonders der differenzierte Ansatz für den Wärmesektor bei Kraft-Wärme-Kopplung im Sinne der Brainpool / Greenpeace Juni 2017 Studie⁸ begrüßt.

5. **Falls es eine Ausnahmegenehmigung gibt, muss der Betreiber mit Kompensationsmechanismen wegen des volkswirtschaftlichen Schadens durch die Luftverschmutzung geradestehen. Der Betreiber muss auf alle Fälle eine Art „Gesundheitsschutzbeitrag“ leisten.** Die Festlegung der Kompensationsbeiträge wird an der Umweltperformance ausgerichtet.
6. **Für Anlagen, die 2021 über 36 Jahre alt sein werden, ist ein Weiterbetrieb oder eine Nachrüstung mit Blick auf Alter (in-Effizienz), Klimaziele und schlechte Umweltperformance sowieso nicht sinnvoll.**

⁸ Energy Brainpool/Greenpeace Deutschland e.V. „Klimaschutz durch Kohleausstieg. Wie ein Ausstieg aus der Kohle Deutschlands Klimaziele erreichbar macht, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden“; Juni 2017

EXECUTIVE SUMMARY (English version)

German lignite and hard coal plants emit a high amount of mercury (hg) and nitrous oxides (NOx), in particular when compared with US coal power plants. The 54 German coal power plants, with a capacity of 52GW and an electrical output of 245.58TWh, emitted more than 5 tons of mercury in 2015. The intensity of mercury in the coal fired electricity generation was about 20.36kg hg/TWh. In comparison, the US mercury intensity of coal-fired electricity generation was more than four times lower (4.88kg hg/TWh), even assuming an emission of mercury of 6.6 tons in 2015. According to preliminary emission reports submitted by US operators⁹, mercury emissions from coal-fired electricity generation could be 1.3 tons. Under these assumptions the mercury intensity of the US electricity generation could be 0.96kg/TWh, which is up to 21 times lower than in Germany.

The German mercury Emission Limit Value set at 10µg/Nm³, which would apply as from 2019, is at least twice as high compared to the US emission limit value set in 2015 for lignite plants, and seven times higher than the emission limit value set for hard coal plants.

Further, the Emission Limit Value for NOx applicable to the largest existing lignite combustion plants is set at 200mg/Nm³, no single German lignite plant is fitted with a Catalyst (SCR), which would allow further NOx abatement of at least 85%. The US Oak Grove lignite power plant has achieved constant NOx emission concentration levels of 60mg/Nm³ since 2012, and achieved mercury emission concentration levels of 1µg/Nm³ due to improved oxidation of elemental mercury thanks to the catalyst and activated carbon injection. The 2015 emissions from German lignite plants of similar size category and type are at least double as high (117mg/Nm³ Buschhaus, 121mg/Nm³ Goldenberg and 130mg/Nm³ Schwarze Pumpe), the average concentrations are three times higher 187.1mg/Nm³. The SCR technology is used in the EU in the Sostanj 6 lignite plant, which achieved 40mg/Nm³ in trial operation. The German lignite power plants emit about 4.7 times the emission concentration levels that can be achieved with the use of Best Available Techniques (BAT).

Hard coal plants operating in China and Japan achieve levels below 50mg/Nm³.¹⁰ The Dutch Maasvlakte 1 hard coal power plant, dating back to 1987, has achieved (since at least 2010) an annual NOx concentration level of 66mg/Nm³, as has the Danish Nordjyllandsværket Unit 3 in operation since 1998. All German hard coal power plants have the same technology (SCR) installed and could immediately achieve the same levels, however the average 2015 NOx emission concentration level from German hard coal plants was 176.7mg/Nm³, meaning three times the achievable BAT level.

The excessive emissions of mercury and NOx cause a high cost burden to society in Germany, in particular on human health. Mercury (hg) is amongst the most neurotoxic chemical elements, spreading in large areas over wide distances once dispersed in the environment. Due to its persistent and bioaccumulative properties, it accumulates in environmental media (water, soil) and finally ends up in living beings, where it remains. Even small amount of certain organic mercury species can considerably harm human health (Methylmercury), in particular human fetuses and small children. Studies demonstrate that exposure to this pollutant slows down the

⁹ According to emissions reporting under the US Mercury and Air Toxics Standards (MATS), published in US EPA at <https://ampd.epa.gov/ampd/> -Checked on 29.08.2017- coal power plants emitted in 2015 2.884lb of mercury ~ 1,3 tons. The verified data should be available in the next 2 weeks

¹⁰ In certain key regions of China the NOx emission limit value for new power plants is set at 50mg/Nm³, existing plants have been retrofitted to operate below these limits e.g. Shenhua Guohua Sanhe Unit 2 in Hebei (in 2015 yearly average of 35mg/Nm³), Shenergy Waigaoqiao 7 and 8 (both units below 20mg/Nm³). In Japan: Tokyo Electric Hirono (45mg/Nm³), J-Power Shin Isogo (31mg/Nm³)

brain development of children and negatively affects IQ. It has also been linked to various other forms of neurological damage, such as brain damage, cramps, loss of sight, hearing loss, deferred development, disturbance of speech and loss of memory. A recent EU Biomonitoring study (DEMOCOPHES study) highlights that a third of newborns in the EU show a Methylmercury concentration in hair samples above the maximal exposure thresholds of 0.58µg/g.

Nitrous oxide (NO_x) fumes also lead to significant negative human health impacts and a high cost burden to society. Nitrogen Dioxide (NO₂) in particular is associated with increased morbidity, the worsening of respiratory and cardiovascular diseases such as (chronic) asthma and respiratory infections. Long term exposure also may harm lungs and spleen, airway inflammation. Nitrous Oxides contribute to the formation of particulate matter and ground-level ozone. The European Environmental Agency (EEA) attributes more than 100,000 premature deaths in Germany for each year (2012 and 2013) due to exposure to this pollutant¹¹ Lignite plants should be required to reduce the background concentrations of NO_x, considering their close location of urbanized areas in the Rhineland and Berlin. Nitrous oxides also harms the environment: it contributes to the acidification and eutrophication of waters and soils, with negative effects on biodiversity. NO_x, in particular NO₂, harms crop growths in high concentrations, enhances formation of harmful ozone which contributes to damages in crops yields or forests and other ecosystems.

If German coal power plants were to operate in accordance with Best Available Techniques (BAT), a mercury pollution load of 4.077 kg could be prevented per year of operation, which corresponds to a reduction potential of 81.3%. The NO_x emission loads could be reduced by about 125,800 tons every year in case of consistent implementation of BAT, meaning emission concentration of 60mg/Nm³ for hard coal and 40mg/Nm³ for lignite power plants, corresponding to a pollution reduction potential of 79% for lignite plants and 35% for coal plants.

The 2015 contribution of the energy supply industry (ESI) to the total NO_x emissions of Germany were 14.2% (170,553 tons out of 1.2 Million tons), which could be reduced to a level of 44,770 tons by operating in accordance to BAT. That would mean a reduction of the relative share by the ESI of currently 14.2% down to 3.73%, meaning a total country reduction by 10.47%, not 0.2% as claimed by other players.

If coal power plants were to reduce the NO_x pollution load, that would mean a reduction of background pollution levels in cities, in particular in the Ruhr area. Thus air quality emission limits could be respected faster and further driving bans prevented. This requires the retrofitting of Selective Catalytic Reduction (SCR) to German lignite plants, this secondary DeNO_x abatement technique is already standard for car and trucks. The EU Commission has initiated infringement proceedings against Germany due to failure to comply with the NO_x air quality limits in a number of urban areas.

Between EUR 93.2 and 213 Million additional external health costs due to mercury pollution could be avoided, and another EUR 2.379 Billion additional external health costs due to NO_x pollution could be prevented **every year** if tighter BAT standards are implemented. This could be achieved under economically viable conditions for the operator (up to 2% of the energy generation costs for mercury abatement).

Assuming a continued operation of 10 years (2017-2022), the health-related external cost savings of compliance with BAT emission levels could amount to EUR 23.8 Billion, just on the basis of avoided mercury and NO_x emissions.

¹¹ See EEA 2015 and 2016 air quality reports

US plant operators managed to implement dedicated mercury control techniques in less than 2 years in a fleet with more than the double (110GWel) the capacity of Germany's coal power plants.

According to data reported by German power plant operators to the European Pollutant and Transfer Register (E-PRTR), 64 power plants¹² reported 5,344 kg of air emissions of mercury in 2015. The main share 5,015 (94%) is almost exclusively emitted by the 54 coal power plants in operation in 2015. Additional 51.4kg of mercury were emitted by the lignite-fired industrial power plants RWE Fabrik Ville / Berrenrath and ROMONTA Amsdorf.

Just the mercury emissions to air caused an economic damage of 784 Million € in the period 2013-2015, which could have been prevented if operators had implemented abatement equipment in accordance with Best Available Techniques (BAT).

The current weak regulatory requirements offer a blueprint to the polluters to the implementation of mercury-specific abatement techniques in accordance with BAT. The Emission Limit Value of 10µg/Nm³ (yearly averaged) set in the German Federal law and due to apply as from 1st January 2019 is set at such a high level that merely three lignite plants would be faced with a "challenge" in meeting it: Lippendorf, Chemnitz, Schkopau and Buschhaus (only in 2015) exceeded the limit whilst only the hard coal fired power plants Farge and the CHP plant Duisburg exceeded those levels. Whilst it is correct that there is no similar level emission limit in other EU Member States for coal power plants, the emission limit value of 10µg/Nm³ is regarded as "completely ridiculous" in comparison to the US Standards (approximately corresponding to 4.8µg/Nm³ for lignite and 1.5µg/Nm³ for hard coal) and in particular to the BAT standards. The revised 2017 EU Large Combustion Plants Best Available Techniques Reference Document (2017 LCP BREF) sets the emission levels associated with mercury specific BAT to a yearly averaged level **up to 1µg/Nm³**. It was recently adopted, despite some opposition from the German government. The requirements will need to be complied with by summer 2021 at the latest.

The analysis demonstrates that through the consistent implementation of the environmental performance standards in accordance with BAT - meaning an Emission Limit Value of 1µg/Nm³ - **Mercury emission loads of 4,077kg could have been prevented in 2015. That equals an annual emission reduction potential of 81.3% and a cumulative pollution load avoidance potential above 12 tons (2013-2015 period).**

a) Results for lignite power plants

- **3,747kg of Hg were emitted in 2015, corresponding to 75% of the total Hg loads of the entire German coal fired power plants fleet.**
- **3,153kg of Hg emissions could have been prevented through the application of BAT - meaning compliance with an Emission Limit Value of 1µg/Nm³ - corresponding to a pollution reduction potential above 84%.**

¹² That is large combustion plants with a thermal capacity exceeding 50MW reporting emissions to the E-PRTR. Note: the real emissions are higher because the reporting threshold only applies to combustion plants with a thermal capacity exceeding 50MWth and operators may report "0" emissions of Mercury if the threshold of 10kg per year is not exceeded. The coal power plants Duisburg III, Weiher, EVO Offenbach, Braunschweiger Versorgungs AG and GDF Zolling all reported "0" emissions despite significant CO₂ emissions, meaning that either these plants emitted below 10kg or there is an error in reporting. It is clear that there is no such plant emitting "0" mercury, even with the full implementation of best available techniques.

- **The average emission concentration was eight times above BAT concentration levels (8.27µg/Nm³).**
- **No single German lignite plant complied with emission levels achieved with the application of BAT (1µg/Nm³).** The lignite-fired power plants Chemnitz, Schkopau and Lippendorf constantly emitted well above the upper (very lax) emission level of 7µg/Nm³. Eschweiler achieved the lowest Hg concentration levels of max 3.4µg/Nm³, which is still three times above the BAT levels.
- **German citizens could have been spared additional external damage costs due to avoidable Hg pollution of between €72-164 Million (2015 emissions) and between €214.5-487.6 Million (2013-2015 emissions).**

This study also highlights the specific relevance of the Nitrous Oxides (NOx) parameter to tackle mercury emissions but also to reduce the NOx emissions from German power plants in order to tackle the negative health and environmental impacts in a consistent manner.

Higher abatement rates are achieved through the application of Selective Catalytic Reduction (SCR). A SCR system has already been standard for hard coal plants in Germany for more than a decade; however the operators of lignite power plants were exempted from the requirement to apply this type of further secondary abatement, which could lead to an additional NOx pollution abatement of at least 85% NOx and about 36-49% of mercury abatement. The operators even want to circumvent these requirements post 2020, with complicity from the German government (see [Chapter II.1](#)).

- **The NOx loads were 109,100 tons in 2015**
- **The NOx loads could be reduced to a level of 101,000 tons/year of operation if the upper BAT range of 175mg/Nm³ were implemented, corresponding merely to a reduction of 9.2%.**
- **The average concentrations levels are at about 190mg/Nm³. Many lignite units would need to make retrofits due to the 2017 LCP BREF**
- **This high level will however not yield any co-benefit of further mercury abatement due to the absence of a catalyst.**
- **If the implementation would be in accordance to BAT –meaning less than 85mg/Nm³- the NOx loads could be reduced to 46,106 tons, corresponding to a reduction of at least 57.7%.**
- **An emission limit value of 85mg/Nm³ would mean for the most cases a retrofit of a catalyst (SCR). A well performing SCR could bring the emission concentrations down to 40mg/Nm³, the remaining emissions could be significantly reduced down to about 23,000 tons/year.**
- **A SCR would further bring significant co-benefits in mercury abatement. According to experts, the oxidation of elemental mercury would be increased allowing an improvement of Hg capture of about 36-49 percentage points.**
- **The resulting associated health damage cost savings for the general public through the compliance with a NOx emission limit in accordance to BAT of 85mg/Nm³ could amount to €1.2 Billion (2015) and €11.9 Billion in case of an assumed operation over 10 years (2017-2027).**

- In case of use of SCR abatement at its full capacity **the potential external cost savings due to NO_x could amount up to €16.26 Billion.**

b) Results for hardcoal power plants

- 1,268kg of Hg was emitted in 2015, corresponding to 25% of the total Hg loads of the entire German coal-fired power plants fleet
- **924kg of Hg emissions could have been prevented through the application of BAT-meaning compliance with an Emission Limit Value of 1µg/Nm³, corresponding to a pollution reduction potential above 73%.**
- **The average emission concentration was more than four times above BAT concentration levels (4.53µg/Nm³).**
- **No single German hard coal plant complied with emission levels achieved with the application of BAT (1µg/Nm³) over the 2013-2015 period.** The hard coal-fired power plants Duisburg, Moabit, Walsum, Frankfurt, Wedel, Dortmund, Mannheim and Herne constantly emitted above the upper (laxist) emission level of 4µg/Nm³. Farge reached a concentration level of 3.51µg/Nm³ in 2014 but emitted the highest concentration levels (18,22µg) in 2014-2015. Heyden (NW) achieved the lowest 2015 Hg concentration levels of 1.34µg/Nm³, followed by Bergkamen (1.41µg/Nm³) and Hamburg-Moorburg (1.83µg). Werne (NW) managed in 2014 a concentration of 1.07µg/Nm³, slightly above the BAT level.
- **German citizens could have been spared of additional external damage costs due to avoidable Hg pollution through the application of BAT of between €21,2 - 48,18 Million (2015 emissions) and between €75,7 - 172 Million (2013-2015 emissions).**
- **The NO_x loads from hardcoal plants were 61,504 tons in 2015** (60 hardcoal fired units).
- **The NO_x loads could be reduced to a level of 54,265 tons/year of operation if the (laxist) upper BAT range of 150mg/Nm³ would be implemented, corresponding merely to a reduction of 11.8%.**
- **No coal fired power plant emitted BAT emission concentration below 60mg/Nm³ in 2015.** The average concentrations levels are at about 175mg/Nm³.
- **If the emission levels would be in accordance to BAT -meaning less than 60mg/Nm³- the NO_x loads could be reduced to remaining emissions of 21,706 tons/year. This corresponds to a reduction of 37,798 tons/year of operation and 35.3% reduction.**
- **It could not been quantified to what extend the improved NO_x abatement would further bring significant co-benefits in mercury abatement. Mercury abatement could be improved if further catalyst layers would need to be added, in particular if that involved enhanced SCR versions for the purpose of Hg abatement (triple action catalysts).**
- **Emissions data should be verified with official monitoring data for the following 10 hard coal-fired power plants because it seems that these breach the binding**

minimal EU safety net emission limits set in the IED (monthly averaged emission limit value of 200mg/Nm³) and the 13. BlmschV. Daily averaged 200mg/Nm³ emission limit value: HKW Braunschweig Mitte (391mg/Nm³), KW Porta Westfalica (342mg/Nm³), HKW Schweinfurt (301 mg/Nm³), HKW Ulm 288mg/Nm³), HKW Erlangen 263m/Nm³ KW Walheim (254mg/Nm³), KW Rostock (228 mg/Nm³), IKW Chemie Marl I-4 (216mg/Nm³) HKW Mehrum (211mg/Nm³) und HKW Kiel Gemeinschaft (202,3mg/Nm³).

- **The resulting associated health damage cost savings for the general public through the compliance with a NO_x emission limit in accordance to BAT of 60mg/Nm³ could amount to €753 Million (2015) and €7.5 Billion in case of an assumed operation over 10 years (2017-2027).**

This study also highlights that in the USA 180GWel of coal-fired capacity (107 coal units) had implemented a mercury specific abatement technique by the end of Mai 2015. This doubled by end of March 2017: 324 coal units with a total capacity of 381GWel had a dedicated Hg technique installed¹³. The EU has a total coal-fired capacity of about 138GWel, of which 52GWel in Germany. **This means that the US coal operators managed to retrofit more than the total EU coal-fired capacity in less than two years with dedicated Hg abatement controls.**

The international and EU frameworks, in particular the revised 2017 LCP BREF, will oblige the German government to finally take more action to reduce mercury pollution at source and to do more for health and environmental protection.

This study presents recommendations for the upcoming implementation through the revision of the 13. BlmschV (German Federal Emissions protection regulation), see [Chapter IV](#).

Emissions regulations and BAT Standards should work together with objectives set under climate policy. The EEB strongly recommends to the Federal government of Germany to make consequent use of the opportunities laid down within the revised 2017 LCP BREF, in light of objectives set under the Energy transition (*Energiewende*) as well as health and environmental protection imperatives. A 1:1 transposition based on the lowest common EU denominator is therefore out of the question. The EEB proposes the following to apply as from 2020 to the coal fired combustion plants >300MWth:

1. **In case of continued operation up to 2024 or beyond, all the stricter yearly averaged emission ranges associated with BAT shall apply as emission limit value at the federal level: SO_x 10mg/Nm³, Dust 2mg/Nm³ and Mercury set at 1µg/Nm³.**
2. **A yearly averaged emission limit value for NO_x of 85mg/Nm³ or lower shall be set if plants would operate up to 2024 or beyond.**
3. **The higher BAT performance range for energy efficiency should be binding as from 2020.**
4. **A daily averaged emission limit of not more than 0,1µg/l for water emissions should be implemented on the basis of BAT and the no-deterioration principle set in the Water Framework Directive.** In accordance to the phase out obligation set within the Water Framework Directive a "0 emission" objective should be achieved, meaning the end of indirect emissions through the air dispersion route. **The Water Framework Directive sets the deadline for the achievement of the good chemical status of waters to 31/12/2021.**

¹³ Assessment by Christian Schaible based on US EPA Database: <https://ampd.epa.gov/ampd/>

The EU Framework allows a limited derogation for the competent authority under specific local conditions and subject to public participation. The operators would surely claim that the costs (for the polluters) would be disproportionate to the benefits i.e. compliance with BAT does not add up for profit-optimisations. Irrespective that this sort of approach has nothing to do with the polluter pays and prevention principles, the facts clearly demonstrate that the prevention of pollution through the application of BAT yields significantly more benefits (including health benefits) for the public in comparison to the costs to the polluters (see [Chapter III.2.1.3](#) for lignite plants and [Chapter III.2.2.3](#) for hard coal plants). The quantified benefits due to external damage cost savings due to pollution prevention due to the consistent implementation of BAT on the German coal power plant operators amount to €213 Million and up to € 2.4 Billion per year of operation. **Assuming a continued operation up to 2027 would translate to associated cost savings for the public to €26 Billion due to reductions in mercury and NOx pollution alone.**

This report refers to some compromise considerations (see [Chapter IV](#) and conclusions on required actions) which, in the opinion of the author, could provide a better balance between the public and operator's interests: if the lignite power plant would definitely close by 2024, an upper limit of 150mg/Nm³ for NOx and 3µg for mercury could be agreed with the public concerned which would mean low-cost DeNox techniques and no further Hg abatement investments in exchange. For hardcoal fired power plants there is no technical justification for these relaxations.

As an alternative, a time-limited derogation could be considered in exchange for reduced operation as from 2020, which is foreseen in the 2017 LCP BREF. In these cases a differentiated approach for the Combined Heat and Power plants is supported, in line with the approach promoted by the Brainpool/Greenpeace June 2017 study.¹⁴

5. **The operator should be liable in case of derogations to compensate for all associated external damage costs. The operator should in any case be required to pay a "Health protection contribution".** The amount of the contribution should be staggered in accordance to the environmental performance of the plant.
6. For plants older than 36 Years in 2021 the continued operation or retrofit would not make any sense from the perspectives of age (in-efficiency), climate objectives and overall bad environmental performance.

¹⁴ Energy Brainpool/Greenpeace Deutschland e.V. „Klimaschutz durch Kohleausstieg. Wie ein Ausstieg aus der Kohle Deutschlands Klimaziele erreichbar macht, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden“; Juni 2017

ZUSAMMENFASSUNG DER SCHLUSSFOLGERUNGEN FÜR HANDLUNGSBEDARF AN DIE POLITIK (Bundesregierung) UND GENEHMIGUNGSBEHÖRDEN

EEB Vorschläge (Eckpunkte) für 13. BimschV (Kohlekraftwerke ab 300MWth):

- 1. Konsequenz müssen bei weiterem Betrieb bis 2024 oder mehr die strikten BVT-Emissionsbandbreiten zu Schwefeldioxid ($10\text{mg}/\text{Nm}^3$ JMW), Staub ($2\text{mg}/\text{Nm}^3$ JMW) und Quecksilber ($1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ JMW) vorgeschrieben werden.**
- 2. Ein Jahresgrenzwert zu NO_x von $85\text{mg}/\text{Nm}^3$ oder geringer sollte gesetzt werden, wenn Anlagen noch bis 2024 oder mehr laufen sollen**
- 3. Evtl. Kompromisslösungen (Ausnahmen zu Punkt 1 und 2):** Falls eine Braunkohle-Anlage bis 2024 unwiderruflich schließt, kann man sich mit der betroffenen Öffentlichkeit verständigen, dass eine Obergrenze von $150\text{ mg}/\text{Nm}^3$ für NO_x und $3\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ Quecksilber erzielt werden darf. Alternativ kann ausgehandelt werden, dass der Betreiber eine Ausnahme einfordern kann, aber im Gegenzug muss der Betrieb ab 2020 gedrosselt werden. Der EU Rechtsrahmen lässt eine zeitlich befristete Ausnahme von 17.500 Stundenquota bis 2024 zu (im Gegenzug zur Einstellung des Betriebs). Das BVT Merkblatt erlaubt den status quo für deutsche Braunkohlekraftwerke, falls diese den Betrieb auf maximal 1500 Stunden pro Jahr drosseln. Diese Ausnahme sollte aber nur für den gesamten Standort, nicht einzelne Blöcke gelten.
- 4. Minimale Energieeffizienzstandards sollten bindend ab 2020 gelten**
Das LCP BREF setzt minimale Energieeffizienzstandards, welche mit den Besten Verfügbaren Techniken erreicht werden können fest (BAT-AEPL), dabei sollten die Anforderungen für Bestandsanlagen sich an die Standards für „Neuanlagen“ festlegen.
- 5. Falls es eine Ausnahmegenehmigung geben soll, muss der Betreiber mit Kompensationsmechanismen wegen des volkswirtschaftlichen Schadens durch die Luftverschmutzung geradestehen.** Der Betreiber sollte auf alle Fälle eine Art „Gesundheitsschutzbeitrag“ leisten. Die Festlegung der Kompensationsbeiträge sollte an der Umweltperformance nach Punkt 2 und 4 gestaffelt werden.
- 6. Für die Anlagen, die 2021 über 36 Jahre alt sein werden, ist ein Weiterbetrieb oder eine Nachrüstung mit Blick auf Alter, Klimaziele und schlechte Umweltperformance sowieso nicht sinnvoll.**

Diese Vorgaben müssen in der kommenden Legislaturperiode umgesetzt werden z.B. Revision der 13. BimschV.

I. Einführung mit Hintergrund zu Quecksilberproblematik

1.1 Ziel dieser Kurzstudie

Diese Kurzstudie ist als Aktualisierung der folgenden Studien gedacht:

- Studie „Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken in Deutschland – Stand der Technik der Emissionsminderung“ von Dr. Barbara Zeschmar-Lahl (BZL) –hier ‚Zeschmar-Lahl Quecksilberstudie‘.
- Gutachten „Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken“ von Christian Tebert (Ökopol, 21 Dezember 2015).

Sie ergänzt die Studie der EEB und von Greenpeace im Mai 2015, welche die externen Kosten des Quecksilberausstoßes in die Luft (Zeitraum gemittelt 2010 bis 2012) der damals 257 in Betrieb befindlichen EU Kohlekraftwerke quantifiziert hat¹⁵.

Dabei werden folgende Aspekte ergänzt und im Fokus stehen:

- Auswertung von Emissionsdaten von 2015, Vergleich zu 2013 und aktuelleres Hintergrundmaterial zur Quecksilberproblematik besonders relevanter Kraftwerke z.B. Lippendorf. Um einen besseren Vergleich zu erlauben, wurde der gleiche Ansatz für die Konvertierung der Daten verwendet;
- Ergänzungen zum internationalen Quecksilberabkommen (Minamata-Konvention) und BAT/BEP guidance sowie zur Verabschiedung der Novelle des Merkblatts für Beste Verfügbare Technik für Großfeuerungsanlagen (LCP BREF);
- Schwerpunkt der Daten (Szenarien) ist die Umsetzung des Jahresmittelwerts nach dem Stand der Technik (BVT) von $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ und die Darstellung des daraus resultierenden Emissionsverminderungspotenzials der Deutschen Kraftwerke;
-Emissionsminderungspotenzial von Quecksilber durch striktere Grenzwerte für Stickoxid (NOx) als Zusatznutzen wird ebenfalls betrachtet, in Hinsicht auf positive Synergie-Effekte für ein höheres Umwelt- und Gesundheitsschutzniveau und die Beschleunigung der Energiewende, insbesondere für Braunkohlekraftwerke;
- Auswertung der externalisierten Kosten von Quecksilberemissionen und Stickoxidemissionen je nach Umsetzungsszenarien von immissionsschutzrechtlichen Anforderungen;
- Wasserpfad: kurze Einführung zum Stand der Technik und Vorgaben zur Einleitung von Quecksilber in Oberflächenwasser nach Kläranlage;
- Schlussfolgerungen zum Regelungsbedarf für Politik insb. Revision der 13. BimschV. und Handlungsbedarf von Genehmigungsbehörden.

1.2 Hintergrund der Quecksilberproblematik

Quecksilber (Hg) zählt zu den schädlichsten neurotoxischen Substanzen. Einmal in der Atmosphäre, breitet sich Quecksilber weiträumig und über weite Distanzen in der Umwelt aus.

Da dieses Schwermetall persistent und bioakkumulativ ist, reichert sich dieser Stoff in den Umweltmedien Wasser, Boden und schließlich den Lebewesen an. Das Gift verbleibt aber nicht nur lange in der Umwelt, sondern sammelt sich im menschlichen Körper an und baut sich dort nicht wieder ab.

¹⁵ EEB/GP "Health and Economic implications of alternative emission limits for coal-fired power plants in the EU", Mai 2015
<http://eeb.org/publications/61/industrial-production/2415/health-and-economic-impacts-of-alternative-emission-limits-for-coal-power-plants-in-the-eu.pdf>

Bereits kleine Mengen von bestimmten organischen Quecksilberverbindungen können dem Menschen schaden. Besonders gefährdet sind Embryos und Kleinkinder. Untersuchungen beweisen, dass Quecksilberbelastung die geistige Entwicklung von Kindern verlangsamen und damit den Intelligenzquotienten mindern kann. Nach UNEP kann eine erhöhte Methyl-Quecksilberbelastung in der frühkindlichen Entwicklungsphase zu verschiedenen neurologischen Schäden wie geistiger Behinderung, Krampfanfälle, Seh- und Hörverlust, verzögerter Entwicklung, Sprachstörungen und Gedächtnisverlust führen [Zeschmar-Lahl (2014), Nedellec V. und Rabl A. (2016)].

In Kapitel [3.2.1.3](#) (Braunkohle) und [3.2.2.3](#) (Steinkohle) wird jedoch eine vereinfachte Quantifizierung der Gesundheitskosten auf den deutschen Kohlekraftwerkpark vorgenommen. Laut Europäischer Umweltagentur [EEA (2014)] werden marginale Gesundheitskosten pro kg emittierten Quecksilbers in Deutschland auf 2 860€ / kg Hg Emission evaluiert, welche ausschließlich die negativen Auswirkung auf den IQ Verlust „beziffert“.

Andere Experten auf diesem Gebiet betrachten aber ebenfalls die Effekte auf kardiovaskuläre Sterblichkeit. Prof. Rabl und Spadaro setzen die Gesundheitskosten pro Kg Hg Emissionen eher bei 22 937€/kg – 52 129€ /kg an, davon entfallen 91% auf Herzkrankheiten [Nedellec V. und Rabl A. (2016)].

Nach dem von der deutschen Verfassung gebotenen Vorsorge- und Präventionsprinzip gilt es generell, die anthropogenen Quellen der Emissionen zu vermeiden, um schädliche Auswirkungen zu unterbinden.

II. „Stand der Technik“ und Rechtsrahmen zur Quecksilberminderung

2.1 Gesetzgebung Deutschland

In Deutschland gilt momentan für Großfeuerungsanlagen mit einer Feuerungsleistung ab 50MW thermischer Leistung ein Grenzwert für Luftemissionen von **30µg/Nm³** (Konzentrationswert) im Tagesmittel.

Erst ab dem 1. Januar 2019 greift für bestehende Großfeuerungsanlagen mit einer Feuerungsleistung ab 100MW thermischer Leistung ein **Jahresgrenzwert von 10µg/Nm³** (13. BImSchV § 11 Abs.. 2).

Auch wenn im EU-Vergleich keine vergleichbaren Hg Grenzwerte für Kohlekraftwerke in anderen Mitgliedstaaten erlassen wurden, so ist der 10µg/Nm³ Grenzwert als sehr schwach im Vergleich zu US Standards (umgerechnet ca. 4.8µg/Nm³ für Braunkohle und 1.5µg/Nm³ für Steinkohle¹⁶) und insbesondere des „Standes der Technik“ (1µg/Nm³) zu bewerten.

Es gab dazu Diskussionen zur richtigen Konvertierung der US Grenzwerte. Nach Berechnung von Kather, A. und Klostermann, M. sei der korrekte Grenzwert für Steinkohle zwischen 1.5-2.5µg/Nm³ und für Braunkohle zwischen 5-5.4µg/Nm³ (je nach Wirkungsgrad des Kraftwerks)¹⁷. Diese Diskussion der korrekten Umrechnung der Grenzwerte ist jedoch fehlleitend, denn die Werte haben nichts mit dem Stand der Technik (BVT) zu tun.

In deren Artikeln wurde jedoch nicht erwähnt, dass in der Auswirkung die US Grenzwerte von 4.8 bzw. 5.4µg/Nm³ dennoch strikter sind als die EU Bandbreiten, denn der US Grenzwert muss als „rollierender“ 30-Tagesmittelwert, d.h. Mittel der Stunden von 30 Tagen, eingehalten werden. Die EU Bandbreiten bis 7µg/Nm³ für Braunkohlekraftwerke und der deutsche 10µg/Nm³ Jahresgrenzwert muss im Jahresmittel eingehalten werden und somit können in der EU Monatsmittelwerte höher ausfallen, falls diese in anderen Monaten „ausgeglichen“ werden. In der USA muss der Betreiber aber jeden Monat einen „Sicherheitsabstand“ zum Grenzwert einhalten, um stets diesen rollierenden Monatsgrenzwert zu unterschreiten.

Zudem sind die EU mit BVT assoziierten Emissionsbandbreiten keine Grenzwerte, sondern stellen die Emissionswerte dar, welche mit BVT unter ökonomisch und technisch vertretbaren Bedingungen im Betrieb eingehalten werden können. Grenzwerte werden von der Genehmigungsbehörde in einem zweiten Schritt in der Umsetzung festgelegt.

Der US Grenzwert beinhaltet ebenfalls striktere Einhaltungsanforderungen, welche zu geringeren realen Emissionen führen: die Anforderungen zur Kontrolle der Messgeräte sind strikter als in der EU und in Deutschland, und zwar mit minimalen Frequenzen der Kalibrierung der Messgeräte, um die Genauigkeit der Messergebnisse zu garantieren. In Deutschland dürfen die Betreiber zudem die Messdaten immer zu eigenen Gunsten, zum Beispiel durch Abzüge von Messunsicherheit, zurechtbiegen.

¹⁶ Annahmen mit Volumenstrom von 360,6m³/GJ für Braunkohle mit Wirkungsgrad von 38%, Volumenstrom von 3563,4m³/tCO₂

¹⁷ „Grenzwerte für Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken“, Kather, A. und Klostermann, M. VGB Powertech 12 /2015

2.2 Aktuelle Rahmenbedingungen des internationalen Rechts (Minamata) und der EU zu Emissionen von Kraftwerken

Die internationalen Rahmenbedingungen sind von den Anforderungen zu Quecksilber aus der Minamata Konvention und deren EU Umsetzung (hier „EU Minamata Verordnung“) und insbesondere durch die EU Richtlinie zu Industrieemissionen (hier „IED“ genannt) und dessen jetzt klar verbindlichen BVT Schlussfolgerungen vorgegeben. *Der hier vorgestellte Rechtsrahmen ist nicht exhaustiv und bezieht sich nur auf wesentliche Aspekte für die Quecksilberabscheidung von Kohlekraftwerken im Betrieb.*

2.2.1 Minamata Konvention und EU-Verordnung

Die „Minamata Konvention“ wurde 2013 von der EU¹⁸ und Deutschland unterzeichnet und trat am 16 August 2017 in Kraft. Diese verfolgt das Ziel, jede Art von anthropogener Freisetzung von Quecksilber zu verhindern oder zu minimieren.

Für stationäre Quellen wie Kohlekraftwerke bedeutet dies

- dass nach Artikel 8 / 9 die Entscheidungsträger Maßnahmen ergreifen müssen, die in einem Emissionsminderungsplan vorgelegt werden müssen.
- Dass Emissionen verhindert und/oder durch die Anwendung von BVT so gering wie möglich gehalten werden müssen.

Die Minamata Konvention wurde in der EU durch eine Verordnung¹⁹ umgesetzt, welche am 25 April 2017 von den Institutionen formell verabschiedet wurde²⁰. Dort wurden Änderungsanträge eingereicht, die vom EEB sehr begrüßt wurden, da diese die Hauptemittenten zu konkreten Maßnahmen für die Emissionsminderungen an der Quelle gezwungen hätten. Dies beinhaltete folgende Forderungen zu Kohlekraftwerken:

- Emissionsgrenzwert (Luft) von 1µg/Nm³ ab 2020 für alle Feuerungsanlagen >300MWth
- Grenzwert von Quecksilbergehalt in der Kohle von 25µg/kg
- Grenzwert (Wasser) von 0.75µg/l ab 2021²¹.

Diese Änderungsanträge wurden aber von den Mitgliedstaaten in den Verhandlungen abgewiesen. Die Minamata Konvention sieht vor, dass für die Hauptemissionsquellen wie Kohlekraftwerke sogenannte „guidelines“ zum Stand der Technik zu erstellen sind, welche in dem Best Available Techniques / Best Environmental Practices (hier „UN BAT/BEP Merkblatt für Kohlekraftwerke“) erarbeitet wurden. Dies ist mittlerweile erfolgt und wurde 2016 veröffentlicht.

Die internationale Expertengruppe unter der Minamata Konvention, welche die BVT/BEP Merkblätter²² auf internationaler Ebene ausgearbeitet hat kommt zu folgenden Schlussfolgerungen:

Quecksilberabscheidung durch Co-Benefit traditioneller Minderungstechniken:

¹⁸ Entscheidung des Rates der Europäischen Union, vom 18 Mai 2017

¹⁹ Eine vorläufige Version dieser Verordnung ist hier erhältlich: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CONSIL:PE_4_2017_REV_1&from=EN

²⁰ Die politische Einigung erfolgte schon am 8 Dezember 2016

²¹ Siehe die Vorschläge in Punkt 13, Seite 13-14 (in Englisch): http://www.zeromercury.org/index.php?option=com_phocadownload&view=file&id=213:eeb-proposals-to-ensure-a-robust-revised-eu-mercury-regulation-sent-to-envi&Itemid=15

²² UN Environment 2016, „Guidance on best available techniques and best environmental practices: Coal fired power plants and coal-fired industrial boilers“

„Die Kombination von einer Anwendung von Minderungstechniken wie SCR, Elektro-Filter und Rauchgasentschwefelungsanlage (REA), welche weit verbreitet in der EU, USA, China und Japan angewendet wird, **kann Hg Abscheideraten von bis zu 95% und Konzentrationswerte von Quecksilber unter $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ im Rohgas von Steinkohleanlagen erreichen.**“

„Die Kombination von SCR, Gewebefilter und REA kann Hg **Abscheideraten von bis zu 99% und Konzentrationswerte von Quecksilber unter $0.5\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ im Rohgas von Braunkohlekraftwerke erreichen.**“²³

Quecksilberabscheidung durch Hg spezifische Minderungstechniken:

„Zur Zeit wird die Aktivkohle-Eindüsung kommerziell weitgehend in den USA für Kohlekraftwerke angewendet und erlaubt eine erfolgreiche Einhaltung der Emissionsgrenzwerte, welche 85-95% der Minderung ausmacht, über einen Zeitraum von mehr als 5 Jahren (Massachusetts Abteilung von Umweltschutz, 2015). Die Anwendung von Aktivkohle in der USA zeigen, dass Hg **Emissionskonzentrationen im Rohgas nach Aktivkohle-Eindüsung und Gewebefilter geringer als $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ sein können.**“²⁴

Der Emissionsminderungsplan muss bis spätestens 16. August 2021 vorgelegt werden, die Maßnahmen für Bestandsanlagen sollten „so früh wie praktisch möglich“ aber spätestens bis 2026 umgesetzt werden. **Das UN BAT/BEP Merkblatt für Kohlekraftwerke legt den $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ Emissionswert als technisch machbar und ökonomisch vertretbar fest und kann in Deutschland sofort umgesetzt werden. Dazu Bedarf es einer Entscheidung der Bundesregierung und/oder strengerer Vorgaben durch die Genehmigungsbehörden.**

2.2.2 EU Richtlinie für Industrieemissionen (IED)

Die in 2010 verabschiedete Richtlinie über Industrieemissionen (IED²⁵) setzt EU-weite Mindestgrenzwerte für drei Luftschadstoffe (NO_x, Schwefeldioxid und Feinstaub) für alle Großfeuerungsanlagen über 50MW thermischer Leistung fest. Diese EU-weiten Grenzwerte und Mindestvorgaben zur Überwachung sind als „EU Sicherheitsnetz“ bekannt (Anhang V der IED), da diese auf die oberen Emissionsbandbreiten des Merkblatts für Großfeuerungsanlagen von 2006 (2006 LCP BREF²⁶) basieren. Die IED gab eine Umsetzungsfrist bis 2016 vor, erlitt jedoch signifikante Aufweichungen mit Aufschiebungsfristen bis 2024 und sonstigen Abweichungen im Mitentscheidungsverfahren. *Siehe dazu [EEB, CAN-EU, WWF, HEAL, Sandbag (2016) Lichtet die dunkle Wolke]*

Weder die IED noch das 2006 LCP BREF setzen quecksilberspezifische Vorgaben (Grenzwerte) fest, jedoch werden Quecksilberemissionen als Co-Benefit wegen Grenzwerten zu den anderen Schadstoffen und die damit verbundenen Anforderungen für Minderungstechniken zu Feinstaub (z.B. E-Filter) und Schwefeldioxid (Rauchgasentschwefelungsanlage oder Wäscher) herausgefiltert. Quecksilber wird also somit indirekt durch die Grenzwertsetzung zu anderen Schadstoffen zu einem gewissen Teil reguliert. Die Hauptanforderungen werden in den Schlussfolgerungen der BVT Merkblätter festgelegt, die durch einen von der EU Kommission organisierten Informationsaustausch zwischen Mitgliedstaaten, Industrievertretern und Umweltverbänden (vertreten durch das EEB) erarbeitet wird.

Der verbindliche Teil, d.h. die BVT Schlussfolgerungen, die mit BVT assoziierten Emissionsbandbreiten beinhalten, wurden von den Mitgliedstaaten in ein Votum durch

²³ Ibid, siehe Kapitel 4.1.3, Übersetzung und Hervorhebung Christian Schaible

²⁴ Ibid, siehe Kapitel 4.1.3, Übersetzung und Hervorhebung Christian Schaible

²⁵ Richtlinie 2010/75/EU über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung), ABl. L 334 vom 17.12.2010 <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/AUTO/?uri=CELEX:32010L0075&qid=1501511782882&rid=1>

²⁶ http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/lcp_bref_0706.pdf

Komitologieverfahren²⁷ verabschiedet. Die neuen BVT Schlussfolgerungen zu Großfeuerungsanlagen (2017 LCP BVT Merkblatt) wurden am 28 April 2017 verabschiedet und am 17. August 2017 im EU Amtsblatt veröffentlicht²⁸. Die Umsetzung erfolgt in Deutschland in zwei Phasen:

1. Bundesweit durch die Revision der 13. BImSchV. Diese steht jetzt an und sollte bis Mitte 2018 abgeschlossen sein.
2. Durch die zuständigen Genehmigungsbehörden, welche die Genehmigungsvorgaben aktualisieren und ggf. anpassen müssen.

Die Einhaltungfrist der neuen Vorgaben ist innerhalb von 4 Jahren nach der Veröffentlichung der Novelle BVT Merkblatt BVT sicherzustellen, d.h. bis spätestens 17. August 2021.

Die IED erlaubt jedoch im Einzelfall unter bestimmten Kriterien und Öffentlichkeitsbeteiligung eine Abweichung wenn die Kosten gegenüber dem Umweltnutzen unverhältnismäßig höher sind (Artikel 15.4 IED Abweichung).

Grundsätzlich soll aber die Einhaltung von Umweltqualitätsnormen, z.B. Gewässerschutz unter der Wasserrahmenrichtlinie oder Luftqualität, gewährleistet werden (siehe Artikel 18 der IED).

2.2.3 Wasserrahmenrichtlinie (EU WRRL)

Die 2000 verabschiedete EU-Wasserrahmenrichtlinie (2000/60/EG) setzt den Grundsatz fest, dass eine „Beendigung oder schrittweise Einstellung von Einleitungen, Emissionen und Verlusten von prioritären gefährlichen Stoffen, und zwar mit dem Endziel, in der Meeresumwelt für natürlich anfallende Stoffe Konzentrationen in der Nähe der Hintergrundwerte und für anthropogene synthetische Konzentrationen nahe Null zu erreichen.“ Das sogenannte ‚Phase-Out Ziel‘ muss für prioritär gefährliche Stoffe erreicht werden und es gilt die grundsätzlichen Anforderungen, dass eine Verschlechterung des chemischen Zustands vermieden werden muss (Verschlechterungsverbot) und ein „guter ökologischer“ und „guter chemischer“ Zustand erreicht werden sollte (Verbesserungsgebot).

Quecksilber ist der Stoffgruppe der prioritär gefährlichen Stoffe zugeordnet, für die das phase-out Ziel gilt. Dazu wurde durch Richtlinie 2013/39/EG der Biota Grenzwert festgelegt bei dem der Hg Gehalt in Fischen von 20µg/Nm³ (Nassgewicht) nicht überschritten werden darf, kombiniert mit einem Grenzwert von Höchstkonzentrationen von 0,07µg/l in Oberflächengewässer.

In Deutschland gilt ein Grenzwert von 30µg Hg/l Abwasser der Wäsche von Rauchgasen aus Kohlekraftwerken nach Anhang 47 der Abwasserverordnung²⁹.

Das 2017 LCP BVT Merkblatt setzt die Bandbreite von 0.2 – 3µg/l im Tagesmittel fest. Auch wenn die EU Vorgaben eine zehnfache Verschärfung darstellen, sind diese Werte weit entfernt vom technisch Machbaren (siehe [Kapitel II 2.5.1](#), Seite 32).

Auf Anfrage der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen hat die Bundesregierung mitgeteilt dass Deutschland von diesem Schutzziel weit entfernt sei: *„Die Umweltqualitätsnorm für Quecksilber ist*

²⁷ D.h. Votum eines Durchführungsbeschlusses seitens der Europäischen Kommission durch das zuständige Ressort im Ministerium, in Deutschland das BMUB

²⁸ Siehe Durchführungsbeschluss (EU) 2017/1442 der Kommission vom 31. Juli 2017; EU Amtsblatt L 212/1 vom 17.8.2017: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017D1442&qid=1503382082324&from=EN>

²⁹ Mehr Informationen zu Wasser-Emissionen aus Kohlekraftwerken sind in Kapitel 2.5 und 5.7 des Gutachten „Quecksilber Minderungsstrategie für Nordrhein-Westfalen“, 2. April 2006; Christian Tebert, Susanne Volz (Ökopol), Peter Gebhardt, Günter Dehoust (Öko-Institut); Peter Kremer (Rechtsanwalt)

in Fischen der Umweltprobendatenbankstellen an Rhein, Saar, Elbe, Mulde, Saale und Donau dauerhaft und flächendeckend **um das Fünf- bis 15 fache überschritten.**“³⁰

2.3 “Stand der Technik” (BVT)

Der EU „Stand der Technik“ nach den Besten Verfügbaren Techniken (BVT) wird im sogenannten Sevilla-Prozess unter dem Rechtsrahmen der IED festgelegt. Das LCP BVT Merkblatt von 2006 (2006 LCP BREF/Merkblatt)³¹ beinhaltet keine Anforderungen zu quecksilberspezifischen Minderungstechniken für den Luftpfad aber beinhaltet Emissionsbandbreiten für Abwasser (10-20µg/Nm³). Diese EU Mindestvorgaben gelten für alle Anlagen unabhängig von der Luftverschmutzung, die Grenzwerte setzen aber die Behörden in den Genehmigungsbescheiden fest.

Die Revision des 2006 LCP BREFs startete Ende Oktober 2011. Nach jahrelangen und intensiven Verhandlungen wurden die in der Abschlusssitzung vom 1.-9. Juni 2015 diskutierten Emissionsbandbreiten nach BVT festgelegt. Diese Schlussfolgerungen beinhalten zum ersten Mal quecksilberspezifische Maßnahmen für den Luftpfad und eine Verschärfung für den ebenfalls quecksilberrelevanten Schadstoff Stickoxid (NO_x), auf welchen in dieser Kurzstudie eingegangen wird, auch wenn Anforderungen für SO_x und Staub ebenfalls positive Synergieeffekte auf die Quecksilberabscheidung herbeiführen.

Die BVT Emissionsbandbreiten wurden auf Basis von verifizierten Emissionsdaten von Behörden aus dem Jahr 2010 abgeleitet und im EU Amtsblatt am 17. August 2017 veröffentlicht³². Die Einhaltungfrist für die Betreiber läuft ab dato in 4 Jahren ab (17. August 2021).

2.3.1 BVT Vorgaben zu Quecksilber:

Das Quecksilberproblem kommt vom Rohstoff, d.h. der Kohle selbst, wo sich das Quecksilber anreichert. Dies ist am Beispiel Lippendorf, wie unten erläutert, eklatant. Das Kernproblem entsteht also bei der Verbrennung des Brennstoff, hier der Kohle selbst. Techniken, die hier für den Luftpfad vorgestellt werden, können diese Emissionen signifikant reduzieren.

Die kürzlich veröffentlichten BVT Schlussfolgerungen setzen die Emissionsbandbreiten von bestehenden Kohlekraftwerken mit einer thermischen Leistung ab 300MW_{th} bei Steinkohle auf <1µg - 4µg/Nm³ und bei Braunkohleanlagen auf <1-7µg/Nm³ im Jahresmittel fest (siehe Tabelle 1).

Es geht hierbei aus Sicht des EEB ganz klar hervor, dass nur die strikteren BVT Bandbreiten, also der Wert „<1µg“, den Stand der Technik / BVT darstellen sollten. Denn eine Fussnote zu diesen Emissionsbandbreiten spezifiziert „das untere Ende des Wertbereichs kann mit quecksilberspezifischen Minderungstechniken erreicht werden.“ Darum sollte es ja eigentlich in der folgenden Tabelle gehen, die den „Stand der Technik“ zu Quecksilberspezifischen Minderungstechniken darstellen soll.

30 Siehe Antwort (Seite 5) der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Annalena Baerbock, Peter Meiwald, Oliver Krischer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen vom 25.2.2015 (Drucksache 18/4134), Schreiben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit vom 12.3.2015, Drucksache 18/4311, 16.3.2015. Online verfügbar unter <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/18/043/1804311.pdf>

31 <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/lcp.html>

32 Siehe Durchführungsbeschluss (EU) 2017/1442 der Kommission vom 31. Juli 2017; EU Amtsblatt L 212/1 vom 17.8.2017 <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017D1442&qid=1503382082324&from=EN>

Tabelle 1: Endfassung der BVT Emissionsbandbreiten (Luft) zu Quecksilber für Kohlekraftwerke im 2017 LCP BREF

BVT-assoziierte Emissionswerte für Quecksilberemissionen in die Luft, die bei der Verbrennung von Stein- und/oder Braunkohle entstehen

Feuerungswärmeleistung (MW _a) der Feuerungsanlage	BVT-assoziierte Emissionswerte (µg/Nm³)			
	Jahresmittelwert oder Mittelwert der im Verlauf eines Jahres gewonnenen Proben			
	Neue Anlage		Bestehende Anlage (*)	
	Steinkohle	Braunkohle	Steinkohle	Braunkohle
< 300	< 1-3	< 1-5	< 1-9	< 1-10
≥ 300	< 1-2	< 1-4	< 1-4	< 1-7

(*) Das untere Ende dieses Wertebereichs BVT-assoziiertes Emissionswerte kann mit spezifischen Techniken zur Quecksilberminderung erreicht werden.

Das EEB verlangte jedoch auf Basis der vorgelegten Fakten, (EU 2010 Daten und insbesondere auf Basis von mit US Kollegen vom SierraClub gesammelten Daten und Studien zu US Kraftwerken) **dass die obere Bandbreite für bestehende Braunkohlekraftwerke >300MWth auf maximal 3µg (EU Daten) oder 1µg (auf Basis von US Daten zu Oak Grove Braunkohlekraftwerk) herabgesetzt wird. Für Steinkohlekraftwerke 0.2-1.5µg/Nm³** ³³.

Verifizierte Emissionsdaten belegen, dass Emissionswerte bis 1µg/Nm³ im Jahresmittel mit quecksilberspezifischen Techniken erreicht werden.

Werte unter 1µg (SK) und 3µg (BK) einhaltbar durch „Co-Benefit“-Minderungstechniken:

Co-Benefit Minderungstechnik bedeutet, dass Quecksilber als Zusatznutzen, also indirekt abgeschieden wird, indem eine Technik installiert wird, deren Zweck es ist, einen anderen Schadstoff, z.B. Feinstaub, Schwefeldioxide und Stickoxide abzuscheiden. Quecksilber wird bei diesen Techniken zusätzlich mit abgeschieden.

2010 berichteten alte Braunkohlekraftwerke wie Neurath Block E (1975) oder Block A (1972) Quecksilberkonzentrationen von 3µg/Nm³, und dies allein als Co-benefit durch die Abscheidung des Wäschers und E-Filters. Das Tschechische Braunkohle- Heizkraftwerk Teplarna Komorany – Most (1951!) erreichte Emissionswerte unter 1µg/Nm³ mit einem Gewebefilter. Auch das tschechische Braunkohlekraftwerk Tusimice (2009) berichtete 2010 Emissionswerte von 2.6µg/Nm³ durch die Abscheidung des Wäschers und E-Filters. Dabei sei erwähnt, dass im Gegensatz zu Steinkohlekraftwerken die deutschen Braunkohlekraftwerke keinen Katalysator (SCR) anwenden welches die Oxidation des elementaren Quecksilbers und damit dessen Abscheidung deutlich verbessern (siehe Kapitel [2.3.2](#)).

Steinkohlekraftwerke, die schon 2010 nur dank Abscheidung der traditionellen Minderungstechniken unter 1µg/Nm³ emittierten, werden hier kurz als Beispielsanlagen aufgeführt:

³³ Siehe EEB Position vor der Abschlusssitzung zu den BVT Bandbreiten Kohle <http://eeb.org/publications/61/industrial-production/36821/technical-annex-proposals-for-coal-and-lignite-fired-lcps.pdf> (in Englisch) und <http://eeb.org/publications/61/industrial-production/39616/summary-of-the-eebs-position-on-the-lcp-bref.pdf> (in Englisch)

Tabelle 2: Beispielsanlagen von Steinkohle Kraftwerken welche mit Co-benefit -Techniken unter 1µg/Nm³ emittieren

Name	Konzentrationswerte (normalisiert 6% Sauerstoffbezug)	Kesselgröße (MWth)	Minderungs- techniken
Federico II Brindisi (IT)	0.69	1700	E-Filter+SCR+wFGD
Torrevaldaliga Nord (IT)	0.99	1420	GF+SCR+wFGD
Impianto termoelettrico di Fusina (IT)	0.8	431	GF+SCR+wFGD
Heyden (DE)	0.5	2150	E-Filter+SCR+wFGD
FHKW Mellach (AT)0.5	0.5	543	GF+SCR+wFGD
Brindisi III+II	0.5	857	E-Filter+SCR
Currenta (Krefeld)	0.2	105	GF
Salem Harbour (USA)	0.2-0.4	300	E-Filter

Abkürzungen: GF Gewebefilter, SCR Selektive Katalytische Reduktion (Katalysator); wFGD nasse Rauchgasentschwefelungsanlage.

Quelle: UN Environment 2016, „Guidance on best available techniques and best environmental practices: Coal fired power plants and coal-fired industrial boilers“ Auszug Tabelle 4. Diese Daten sind verifiziert und stammen von Referenzanlagen vom 2017 LCP BREF. Übersetzung Christian Schaible.

Werte unter 1µg mit quecksilberspezifischen Minderungstechniken:

Die EU Gesetzgebung hinkt bei der Quecksilberproblematik von Kohlekraftwerken weit hinter den USA her. Da kein quecksilberspezifischer Grenzwert in der EU gilt, mussten die Betreiber bis jetzt gar nichts weiter tun um den Quecksilberaustrag von Kraftwerken einzudämmen, d.h. quecksilberspezifische Minderungstechniken wurden noch nicht eingesetzt. Es ist deshalb nicht verwunderlich, dass die gelieferten Emissionsdaten von 2010, oder auch bis 2015 „nichts Brauchbares“ liefern können, um den Stand der Technik in diesem Bereich festzulegen.

Die vom EEB gelieferten kontinuierlichen Messdaten (2012-2013) des US Braunkohlekraftwerks Oak Grove belegen, dass durch die Kombination aus Wäscher, Gewebefilter, SCR (Katalysator) und Aktivkohle-Eindüsung Emissionswerte unter 1µg/Nm³ erreicht werden können. Letztere zwei Quecksilberabscheide-Techniken, d.h. SCR und Aktivkohle-Eindüsung, sind in der EU bei Braunkohlekraftwerke nicht Praxis.

Tabelle 3: Beispielanlagen von Kraftwerken, die mit Hg-spezifischen Minderungstechniken unter 1µg/Nm³ emittieren

Name	Kohle- Typ	Konzentrationswerte (normalisiert 6% Sauerstoffbezug)	Mittelwert gebildet aus	Kesselgröße (MWth)	Minderungs- techniken
Oak Grove 1 (USA)	BK	<0.8 (in 2012)	Monatlich / kontinuierlich	870	GF+SCR+FGD+ ACI
PPI Montana Corette (USA)	SK	0.9	kontinuierlich	163	E-Filter+ ACI (Zement kompatible Version)
Brayton Point, Blöcke 1-3 (USA)	SK	0.2	jährlich	1350	E- Filter+SCR+SDA +ACI
Bridgeport Harbor, Block 3 (USA)	SK	0.2-0.5	periodisch	400	ACI+E-Filter

Abkürzungen: GF Gewebefilter, ESP; SCR Selektive Katalytische Reduktion (Katalysator); ACI Aktivkohle Eindüsung; FGD Rauchgasentschwefelungsanlage (nass); SDA trockene Entschwefelungstechnik.

Quelle: UN Environment 2016, „Guidance on best available techniques and best environmental practices: Coal fired power plants and coal-fired industrial boilers“ Tabelle 6. Übersetzung Christian Schaible.

Das Gutachten zur Quecksilberminderungsstrategie für Nordrhein-Westfalen [Tebert C., Volz S., Gebhardt P., Dehoust G., Kremer, P. NRW Quecksilbergutachten (2016)] kommt zu dem Schluss, dass die von der EU Kommission vorgeschlagenen oberen BVT Bandbreiten für Braunkohlekraftwerke nur mit Co-Benefit-Techniken bereits eingehalten werden.

Die technischen Optionen zur Quecksilberabscheidung in deutschen Anlagen sind vielfältig und können in Kombination verwendet werden. Elektro-Filter und Nass-Wäscher sowie selektive Katalytische Reduktion (SCR) (überwiegend für Steinkohle) sind in deutschen Kohlkraftwerken (>300MWth) schon installiert und werden deshalb nicht näher betrachtet. Es geht darum, wie quecksilberspezifische Minderungstechniken die bestehenden Reinigungsstufen ergänzen bzw. in diese integriert werden können. Nachfolgend wird eine tabellarische Kurzübersicht dieser Techniken dargestellt. Für eine detaillierte Übersicht wird auf Kapitel 3.1.2 der Tebert et al 2016 NRW Studie verwiesen.

Mit den bekannten Verfahren spezieller Quecksilberminderungsmaßnahmen bei Kohlekraftwerken bzw. mit Kombinationen aus diesen Verfahren lassen sich Emissionswerte im Bereich von 1 µg/Nm³ sicher erreichen. Die hierfür möglichen Strompreiserhöhung liegen bei nahezu allen Techniken deutlich unter 0,005–0,1 cents / kWh. Die Kostenaufwendungen für den Betreiber in Deutschland entsprechen anteilig unter 2 % der Stromgestehungskosten. Bei einer Abschreibung über 10 Jahre entspricht dies einem Anteil an den Stromgestehungskosten von nur 0,1% - 1,5% bei Steinkohle und nur 0,1% - 2,2% bei Braunkohle [siehe dazu Tebert C., Volz S., Gebhardt P., Dehoust G., Kremer, P. NRW Quecksilbergutachten (2016), Kapitel 3.1.2].

Tabelle 4: Minderungstechniken zu Quecksilberabscheidung

Technik	Kurzbeschreibung	Umweltnutzen (auf Quecksilber bezogen)	Negative Nebeneffekte (Umwelt)	Kosten / Wirtschaftlichkeit	Kommentare
Flugstromverfahren	Quecksilber-Adsorption durch Zugabe von Sorbentien wie Aktivkohle (imprägniert oder nicht).	US EPA Studien belegen eine Abscheidung von bis zu 96 %, welche durch Gewebefilter maximiert ist, da längere Verweilzeit. Oak Grove (Braunkohle) erzielte Werte sicher unter $<1 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$.	Ggf. Verwertung in Zementwerken in Frage gestellt	Kleiner 1 % der Stromgestehungskosten. 1/3 der Sorbentien kann bei Gewebefilter im Vergleich zu E-Filter eingespart werden.	
Zugabe von Halogenen (z. B. Brom) in Brennstoff / Kessel	Zusatz von Halogeniden (Br) in den Kessel.	Umwandlung in HgCl_2 wird im Rauchgas erhöht, hierdurch bessere Abscheidung durch den E-Filter / REA.	Bromidgehalt in Abwasser erhöht Korrosionsprobleme insbes. im Lufterhitzer wurden erwähnt.	Wesentlich kleiner 1 % der Stromgestehungskosten.	In den USA häufig eingesetzt.
Zugabe von Aktivkohle vor dem Wäscher	Zugabe von Aktivkohle vor dem Wäscher.	Verhinderung von Hg-Re-Emissionen aus dem Wäscher; Werte unter $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ erreichbar	Ggf. erhöhte Hg-Gehalte im Gips; kann durch spezielle Hydrocyclontechnik vermieden werden	Kleiner 1% der Stromgestehungskosten.	Technik in Deutschland bei Kraftwerken der STEAG bereits im Einsatz.
Zugabe von Fällungsmitteln in den Wäscher	Zugabe von Fällungsmitteln in den Wäscher.	In Kombination mit TRAC-Katalysator Werte unter $1 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ erreichbar.	Erhöhung der Hg-Konzentration im Gips möglich.	Wesentlich kleiner 1 % der Stromgestehungskosten.	
Gore© SPC-Technik	Hg-Adsorption in elementarer und oxidierter Form in speziellen Membran-Modulen aus ePTFE(Waben schnitt).	Referenzanlagen zeigen Emissionswerte unter $0.3\mu\text{g}/\text{Nm}^3$.	Keine	Im Bereich von 1% der Stromgestehungskosten bei Einbau in bereits vorhandenen Wäscher. Beim Einsatz als „Stand Alone-Technik“ deutlich höhere Kosten.	Als positiver Nebeneffekt wird Schwefelsäure abgeschieden.
Triple Action Catalyst TRAC (optimierter SCR)	Die Oxidation des elementaren Quecksilbers wird verstärkt, welches in Form von HgX_2 in der REA abgeschieden werden kann.	Block 5 des Kraftwerk Staudinger 5 hielt 2012 im Tagesmittel Werte $< 3\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ ein ³⁴ . Versuche mit verschiedenen Fällungsmitteln ergaben Werte, die teilweise unter $1 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ lagen.	Keine	Kann in bestehenden SCR Katalysatoren (Standard bei Steinkohle) als Zusatzlage eingesetzt werden. Kosten für den Austausch einer herkömmlichen SCR-Schicht gegen eine TRAC-Schicht liegen derzeit nicht vor.	DE: Stand der Technik für neue Braunkohle Anlagen. USA: SCR installiert in Oak Grove (bestehende Anlage), erreicht Hg-Emissionen $<1 \mu\text{g} / \text{Nm}^3$

³⁴ Gemittelt nach UIG Anfrage Umweltverbände

Meij und Winkel³⁵ berichten für kohlegefeuerte Kraftwerke ohne DeNox Katalysator (SCR) von einem etwa 75%igen Hg Gesamtabseidegrad (49,5% über E-Filter und 50,2% über Wäscher).

Wie schon in der Einführung erwähnt, besteht in Deutschland nur für das Braunkohlekraftwerk Lippendorf ab 2019 die „Herausforderung“, den 10µg Hg Grenzwert einzuhalten, denn dieses Kraftwerk verfeuert Braunkohle mit einem sehr hohem Quecksilbergehalt. Eine Antwort auf eine kleine Anfrage des Abgeordneten und energiepolitischen Sprechers der Fraktion Bündnis 90/ die Grünen Lippold, G. (Drs 6/835) ergab, dass die Braunkohle aus dem mitteldeutschen MIBRAG-Tagebau Vereinigtes Schleenhain bei Leipzig einen acht bis zehnfachen Gehalt an Quecksilber gegenüber der Lausitzer Kohle enthält³⁶. Der Quecksilbergehalt der Rohbraunkohle liegt im Schnitt bei 0,40mg/kg. Dazu verfeuert das Lippendorf Kraftwerk ca. 2,7% Klärschlamm mit einem Quecksilbergehalt von 0,72-0,87mg/kg. Die Hg-Bilanz zeigt, dass die Kohle die Haupteintragsquelle des Quecksilbers ist (97,7%)³⁷. Zum Vergleich gibt das UN im BAT/BEP Merkblatt für Kohlekraftwerke einen Schnitt von 0,05mg/kg in Deutschland an.

Der Halogenidgehalt ist ebenfalls ein wesentlicher und stark schwankender Parameter für die Abscheidung. Der Betreiber von Lippendorf hat im Zeitraum 2010 bis 2015 Tests zur Hg-Abscheidung durchgeführt. Während diesem Zeitraum wurden für drei Wochen eine im 2017 LCP BREF beschriebene Hg-spezifische Minderungstechnik angewandt, d.h. die Eindüsung von sulfidischem Fällungsmittel (TMT) in die Oxidationszone des Wäschersumpfes. Dadurch wurde laut Studie von Schütze et al. eine HG-Abscheidung von durchschnittlich 70% erzielt. Es wird zudem erwähnt, dass in „*einem Langzeitversuch über zehn Monate [...] eine durchschnittliche Hg-Emissionsminderung von ca 80% erreicht*“ wurde. Die Ergebnisse in der mittleren Spalte zeigen, dass ein Konzentrationswert von unter 7µg/Nm³ bereits erreicht wurde.

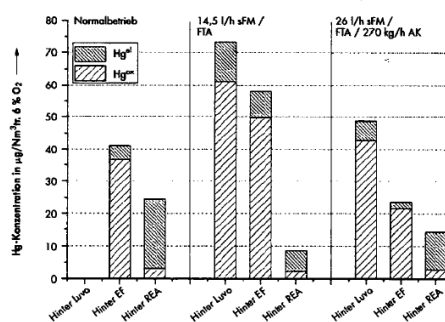


Bild 6. Gemittelte Hg-Spezieskonzentrationen im Normalbetrieb (Messungen am 06.05.2011), mit Fällungsmitteldosierung – sFM und Feinteilausscheidung – FIA (24.05.2012) sowie mit Kombination von Aktivkohleindüsung vor E-Filter – AK, Dosierung des sulfidischen Fällungsmittels und Feinteilausscheidung.

Quelle: Schütze, J et al, „Quecksilber-Abscheidung am Beispiel des Kraftwerkes Lippendorf“, VGB Power Tech 12//2015

Der Betreiber hat eine ebenfalls im 2017 LCP BREF beschriebene und alternative Hg-spezifische Minderungstechnik angewandt, d.h. die Eindüsung von Aktivkohle zum Rohgas vor dem E-Filter – in der [Tabelle 4](#) „Flugstromverfahren“. Diese Technik wird hauptsächlich in den USA angewendet. Die Studie berichtet von einer mittleren Abscheidung von 64% bei einer Adsorbenten-Dosis von 90-160mg/Nm³³⁸.

Zudem belegen von Behörden verifizierte Emissionsdaten, dass das Kraftwerk Lippendorf 2013 einen Jahresmittelwert von ca. 7µg/Nm³ erreichte (Block R 7,35µg/Nm³, Block S 7,04µg/Nm³). Schon 2013 erreichte Block S einen Jahresmittelwert von 5,84µg/Nm³, der sehr wahrscheinlich durch den Einsatz quecksilberspezifischer Abscheidetechniken erreicht wurde.

³⁵ Meij, Winkel The emissions of heavy metals and POP from modern coal-fired power stations; Atmospheric Environment 2007, 41:9262-9272

³⁶ Siehe <http://www.gruene-fraktion-sachsen.de/presse/pressemitteilungen/2015/sachsen-hat-mit-der-mibrag-braunkohle-ein-besonders-großes-quecksilberproblem/>

³⁷ Siehe Schütze, J. et al, „Quecksilber-Abscheidung am Beispiel des Kraftwerkes Lippendorf“, VGB Power Tech 12//2015

³⁸ Ibid siehe Tabelle 1, Adsorbens C mit 64 Dosierpunkten

In manchen US-Bundesstaaten (z.B. New York) gelten ab dem 1. Januar 2015 Emissionsgrenzwerte von 0.6lbs/Tbtu also ca. **0.5µg/Nm³ (im Monatsmittel)** und werden dort auch eingehalten, z.B. vom Cayuga Steinkohlekraftwerk Lansing.

Block 1 hat eine SCR, welches die Oxidation des elementaren Quecksilbers erhöht und das somit über den Wäscher besser abgeschieden wird. Block 2 ist mit 160MW_{el} seit Oktober 2014 in Betrieb, hat aber keine SCR und kann damit keinen Co-Benefit durch SCR nutzen. Dort wurde ein Gore System in Block 2 eingebaut. Dieses modulare System, bei dem kohlenstoffhaltige Sorbentien, z. B. bromierte Aktivkohlen in eine fluoropolymer basierte Textilmatrix eingebettet sind (SPS-Technik), ist eine Hg spezifische Minderungstechnik. Mit dem System kann sowohl elementares als auch oxidiertes Quecksilber aus dem Rauchgasstrom abgeschieden werden. Diese Technik kann ebenfalls in nasser Umgebung effektiv eingesetzt werden, beispielsweise über dem Tröpfchenabscheider in einem Wäscher. Der Vorteil dieses Systems gegenüber Aktivkohle ist, dass das System unabhängig von SO₃ im Rohgas effektiv arbeitet und deshalb auch für schwefelreiche Kohle (wie Braunkohle) geeignet ist. Da keine (Ad)Sorbentien erforderlich sind, sind negative Effekte auf die Flugasche oder im REA Waschwasser nicht zu befürchten. Im Betrieb wurden folgende Emissionswerte erreicht: Ausgangszustand **2.8 µg/m³**, 1 Ebene **1.7 µg/m³**, 2 Ebenen **1.4 µg/m³**, 3 Ebenen **0.4 µg/m³**, 4 Ebenen **0.3 µg/m³**, 5 Ebenen **0.1 µg/m³**.

Das EEB lieferte zwar Daten und Informationen zu dieser spezifischen Quecksilber-Minderungstechnik, die aber nicht im 2017 LCP BREF erwähnt wird. Das zeigt, dass es eine Vielzahl von verschiedenen technischen Möglichkeiten gibt, das Quecksilberproblem neben dem Verzicht von Feuerung von Brennstoff mit Quecksilbergehalt wie Kohle zu beheben.

Für den Wasserpfad wurden die BVT Emissionsbandbreiten zu Quecksilber für Kohlekraftwerke im 2017 LCP BREF auf 0.2-3µg/l im Tagesmittel festgelegt, welche für die Behandlung des Abwassers nach der Rauchgasbehandlung gelten. Diese Bandbreiten sind extrem lasch. Der Stand der Technik ermöglicht die Einhaltung eines Jahresmittelwertes von 0,06 µg/l; bei Anwendung der Techniken können Maximalwerte bis 0,1 µg/l auftreten. Das Erreichen solcher Emissionswerte ist in der NRW Studie³⁹ belegt worden: Messdaten für NRW (KW Westfalen, HKW Walsum und Mark-E) zeigen auf, dass alle Messwerte unter der Bestimmungsgrenze (<0.05µg/l) lagen. Für das KW Heyden, das eine zweistufige Fällung und die Membranfiltration anwendet, lagen die Emissionsmesswerte bei max 0,1µg/l. Somit liegen die jährlichen Frachten von Wasseremissionen unter 1 kg, dieser Wert ist ebenfalls Schwellenwert für Berichtspflichten nach dem EU-PRTR. Deshalb berichten viele Betreiber „0“ Emissionen ins Abwasser.

Bei Braunkohlekraftwerken ist es Praxis, das Abwasser einfach in den Tagebau zu verkippen. Deshalb liegen hier keine Emissionsdaten vor.

2.3.2 BVT Vorgaben zu Stickoxiden:

Die Vorgaben zu Stickoxiden (NO_x) sind ebenfalls sehr relevant für die Quecksilberabscheidung in Kohlekraftwerken. Falls ein nachgeschalteter Katalysator (SCR) eingesetzt wird, erzielt dieser eine verbesserte Oxidation des elementaren Quecksilbers, das dann deutlich besser in der Nass-Rauchgasentschwefelungsanlage abgeschieden werden kann. Nach [Freeman Sibley 2015] wird bestätigt, dass Katalysatoren elementares Quecksilber (Hg₀) oxidieren, so dass Quecksilber in seine wasserlösliche Form (Hg₂⁺) umgewandelt wird und somit besser abgeschieden werden kann.

³⁹ Gutachten „Quecksilber Minderungsstrategie für Nordrhein-Westfalen“, 2. April 2016; Christian Tebert, Susanne Volz (Ökopoll), Peter Gebhardt, Günter Dehoust (Öko-Institut); Peter Kremer (Rechtsanwalt)

Die Schwankungen beim Halogengehalt können bei Braunkohle hoch sein, denn die Brennstoffeigenschaften variieren hier sehr und das Oxidationspotential ist vom Gehalt an Halogenen (Chlor) abhängig⁴⁰. Im UNEP BAT/BEP Merkblatt wird deshalb darauf hingewiesen, dass eine Maximierung des Co-Benefits durch die Zugabe einer Mischung von Kohlen und Bromid (Br), ein in Deutschland entwickeltes und patentiertes Verfahren, erreicht wird.

Teststudien zeigen eine Verbesserung der Oxidation des elementaren Quecksilbers durch diese Art von Sekundärtechnik (SCR) von 36 Prozentpunkten, in anderen Fällen 49 Prozentpunkten mit einer verbesserten Abscheidung von 84-92% (mit SCR) im Vergleich zu 43-51% (ohne SCR Betrieb) [siehe UNEP BAT/BEP Merkblatt, Seite 19].

Die NRW Studie erwähnt bei der Halogenzugabe zum Zwecke der Quecksilberoxidation: „*Von Vorteil ist ein Katalysator auf der heißen Rauchgasseite, d. h. vor der Quecksilberabscheidung (z. B. im Wäscher): Durch De-NOX-Katalysatoren lässt sich das erforderliche Brge/Hgges-Verhältnis um etwa Faktor 10 verringern. [Dombrowski 2008] [Vosteen 2010] [Chang et al. 2010]. Die Bromzugabe kann auch in Kombination mit einer Aktivkohle-Eindüsung im Wäscher eingesetzt werden. [Andritz 2015a]“.* **„Mit dem Verfahren werden Quecksilberabscheideraten von über 90% erzielt.“** [siehe dazu NRW Gutachten 2016 Tebert C; et al, Kapitel 3.1.2.5].

Untersuchungen der STEAG an den Kraftwerken Mark und Herne ergaben Emissionskonzentrationen im Reingas **von deutlich unter 1µg/Nm³** [siehe dazu NRW Gutachten 2016 Tebert C; et al, Kapitel 3.1.2.5] [Ahrens 2011] [Marsan et al 2012].

Für Steinkohleanlagen ist ein Katalysator schon seit spätestens 2013 bundesweit „Stand der Technik“. Steinkohleanlagen in China und Japan emittieren 50mg/Nm³ NOx.

In China gilt für bestimmte Regionen für Neuanlagen ein NOx Grenzwert von 50mg/Nm³, bestehende Kraftwerke wurden nachgerüstet um diese Werte zu unterschreiten welche mit 2015 Emissionsdaten belegt werden: z.B. Shenhua Guohua Sanhe Block 2 KW in Hebei (35mg/Nm³), Shenergy Waigaoqiao 7 und 8 (beide Blöcke unter 20mg/Nm³).

In Japan emittieren die Steinkohlekraftwerke unter 50mg/Nm³ NOx, z.B. Tokyo Electric Hirono (45mg/Nm³), J-Power Shin Isogo (31mg/Nm³).

Das niederländische Steinkohlekraftwerk Maasvlakte 1, welches 1987 in Betrieb ging, erreichte im Jahresmittel seit 2010 NOx Konzentrationswerte von 66mg/Nm³, ebenso das dänische Steinkohlekraftwerk Nordjyllandsværket Block 3 (ab 1998 in Betrieb). Der einfache Grund ist, dass die Genehmigungsbehörde in den Niederlanden einen Jahresgrenzwert von 75mg/Nm³ festgelegt hat, der Betreiber kann die Abscheidungsrate des SCR so festlegen, dass ein „Sicherheitsabstand“ zum Grenzwert gesichert ist, und so liegen die Emissionswerte leicht drunter.

Das Steinkohlekraftwerk Hamburg-Moorburg emittierte 2015 bei einem Jahresgrenzwert von 100mg/Nm³ im Jahresmittel 65mg/Nm³. Die Emissionswerte lagen am 29/08/2017 bei 65mg/Nm³ (Block A) und bei 59mg/Nm³ (Block B)⁴¹.

Auch wenn bei Steinkohleanlagen eine SCR Standard ist, konnte der in der IED von 2010 verabschiedete EU-Mindestgrenzwert von 200mg/Nm³ bei Braunkohlekraftwerken nur mit Primärmaßnahmen im Kessel (d.h. z.B. LowNOx Kessel, Feuerungsoptimierung) eingehalten werden.

Dazu gibt es speziell entwickelte Katalysatoren, welche für eine verbesserte Quecksilberoxidation ausgelegt sind, sogenannte Triple Action Catalysts -TRAC® Katalysatoren, ursprünglich von Hitachi Power Systems entwickelt und ebenfalls von dem in Deutschland angesiedelten Katalysatorhersteller der Firma Johnson Matthey Catalysts (Deutschland) GmbH

⁴⁰ Siehe dazu Chu,2004 und Favele et al . 2013

⁴¹ Siehe <http://kraftwerk-moorburg.hamburg/kraftwerk-moorburg/umweltschutz/> und Umwelterklärung 2015/2016.

im Vertrieb. Laut NRW Studie werden somit **Quecksilber-Oxidationsraten von mehr als 90% erzielt** [siehe NRW Gutachten 2016 Tebert C; et al, Seite 135].

Nach jetziger Datenlage sind verbesserte quecksilberspezifische SCR nur vereinzelt in EU-Kohlekraftwerken im großtechnischen Dauerbetrieb (TRAC-Kat / SCR ggf. mit Fällungsmittelzugabe in den Kraftwerken Staudinger und in Lünen). Block 5 des Kraftwerks Staudinger 5 hielt 2012 im Tagesmittel Werte unter $3\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ ein⁴². Versuche mit verschiedenen Fällungsmitteln ergaben Werte, die teilweise unter $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ lagen.

Ein Katalysator würde eine signifikante Verbesserung der Quecksilberabscheidung erzielen. Zudem würde diese DeNOx Sekundärtechnik eine signifikante zusätzliche Reduktion von Stickoxiden von mindestens 85 – 95% ergeben. Dies bedeutet, dass **die NOx Frachten auf weniger als ein Drittel gesenkt werden können** (siehe positive Auswirkungen in [Kapitel 3.2.1.3](#) BK und [Kapitel 3.2.2.3](#) SK).

Der neue 2007 LCP BREF setzt die NOx Bandbreite (Jahresgemittelt) für bestehende Braunkohle ab 300MWth auf „<85*-175mg/Nm³“ fest. Dabei besagt die Fußnote, dass „**der Emissionswert von <85mg/Nm³ mit einer SCR erreicht werden kann**“.

Der Jahresmittelwert von 85mg/Nm³ stellt also nach Meinung des EEB in Wirklichkeit eine Obergrenze der Emissionsbandbreite dar, die mit tatsächlichem BVT erreicht wird.

Diese BVT Bandbreite war das Hauptproblem der deutschen und EU-Braunkohlelobby und Grund, weshalb die Bundesregierung gegen den 2017 LCP BREF gestimmt hat⁴³. Denn viele deutsche Braunkohlekraftwerke liegen über der oberen NOx Bandbreite von 175mg/Nm³ und müssten deshalb eine Sekundär-DeNOx-Abscheidetechnik nachinstallieren.

Das EEB hat im Informationsaustausch Daten von der Braunkohleanlage Oak Grove (US) geliefert, die eine SCR installiert hat und zwischen 2010 und 2013 konstant NOx Emissionen von unter 70mg/Nm³ im Jahresmittel erreichte.

Zudem belegen die Emissionsdaten von 2015 aus dem einzigen EU-Braunkohlekraftwerk mit einer SCR, Sostanj 6 (Slowenien), dass NOx Emissionswerte im Tagesmittel bis zu 46mg/Nm³ erreicht werden können. Dieser Wert wurde sicherlich im Testbetrieb auf freiwilliger Basis erreicht, denn der Grenzwert der Behörde ist sehr generös: 150mg/Nm³, also um ein Dreifaches höher als technisch machbar, angepasst an den maximal zulässigen Grenzwert nach den Mindestvorgaben des EU- Sicherheitsnetzes von 2010 (IED).

Es gibt auch eine kostengünstigere DeNOx Variante, die Selektive Nicht-Katalytische Reduktion (SNCR). Diese ist aber im Vergleich zu SCR eine nicht effektive Abscheidetechnik. Bei diesen Kesselgrößen wird nur eine NOx- Abscheidung von 30-50% erreicht, die zusätzlich mit sehr wahrscheinlich hohem Ammoniakslupf erreicht wird. Ein wesentlicher Schwachpunkt dieser Technik ist ebenfalls, dass Quecksilber nicht zusätzlich abgeschieden wird, denn wegen des Fehlens des Katalysators wird keine Oxidationsverbesserung des Quecksilbers und damit dessen Abscheidung erzielt.

Aus diesen Gründen wird sie vom EEB für diese riesigen Feuerungsanlagen nicht als „BVT“ eingestuft. **Eine Bandbreite von 40-80mg NOx /Nm³ stellt den Stand der Technik für bestehende Braunkohlekraftwerke und 65mg/ NOx/Nm³ für Steinkohlekraftwerke (ab 300MWth) dar**⁴⁴.

⁴² Gemittelt nach UIG Anfrage Umweltverbände

⁴³ Siehe <https://www.bund.net/service/presse/pressemitteilungen/detail/news/deutschland-will-weiter-dreck-schleudern-eu-stimmt-ueber-schaerfere-emissionsvorgaben-fuer-kraftwerke/>

⁴⁴ Siehe auf Basis von 2010 EU und 2010-2013 US Daten <http://eeb.org/publications/61/industrial-production/36821/technical-annex-proposals-for-coal-and-lignite-fired-lcps.pdf> (auf Englisch)

Da diese SNCR Technik sehr simpel und relativ billig ist, wurde sie in manchen EU-Braunkohlekraftwerken nachgerüstet, wie im polnischen Belchatow, dem größten Braunkohlekraftwerk Europas. NO_x Emissionen unter 150mg/Nm³ werden mit dieser Technik locker erreicht, aber ohne Zusatzabscheidung von Quecksilber.

III. Auswertung von Emissionsdaten (Quecksilber und Stickoxide)

3.1 Methodik

Für einen besseren Vergleich wurde die gleiche Methodik nach der Studie ‚Zeschmar-Lahl Quecksilberstudie‘ und dem Gutachten „Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken“ von [Tebert, C. Ökopol, 21 Dezember 2015], verwendet.

Die Umrechnung der in PRTR dargestellten Frachten auf Konzentrationswerte erfolgt anhand der Kohlendioxidemissionen, die von den Betreibern im Jahr 2013 bis 2015 im EU-PRTR gemeldet wurden. Die gemeldete Kohlendioxidmenge wird durch ihr Molgewicht (44,01 g/mol) geteilt und die ideale Gasmenge berechnet. Weiterhin liegt der Umrechnung die Annahme zugrunde, dass bei einem Sauerstoffgehalt von 6 % und einem Luftüberschuss (Lambda) von 1,35 im Abgas eine CO₂-Konzentration von 13,7 % vorliegt. Die Berechnungsformel für die Bestimmung der Quecksilberkonzentration lautet: $Hg [\mu g/m^3] = Hg [kg/a] \times 1.000.000.000 / ((CO_2 [kg/a] / 44,01 \times 22,26) / 13,7 \%)$. Weitere Ausführungen siehe [Tebert, C. Ökopol (2015)]

Für die Evaluierung der NO_x Konzentrationen von 2013 bis 2015 wurden die blockspezifischen Betreiberdaten nach Berichtspflichten unter der EU- Grossfeuerungsanlagenrichtlinie benutzt und konvertiert. In dieser Datenbank der EU- Umweltagentur⁴⁵ werden Brennstoffmenge und Art angegeben. Somit können differenzierte Volumenstromfaktoren je nach Brennstoff errechnet und genauere Konzentrationswerte ermittelt werden. Für die Konvertierung über Volumenstromkalkulation wurden differenzierte Faktoren für Braunkohle von 394-407 Nm³/GJ angewendet, da diese Faktoren von Brennstoffeigenschaften wie Wassergehalt, Asche und Heizwert der Braunkohle abhängen. Eine Differenzierung erfolgte je Braunkohlerevier auf Basis von Informationen von DEBRIV (Kohlequalitäten Stand 31.12.2014) und dem EEB / EEA Methodik. Für Lippendorf und Schkopau wurden spezifische Daten zu verfeuerter Braunkohle (BK) verwendet.

Revier	Angewendeter Volumenstromfaktor in Nm ³ /GJ
Rheinland	404
Lausitz	407
Mitteldeutschland	395 (BK für Lippendorf 394, BK für Schkopau 397)

Bei Steinkohlekraftwerke wurde ein Volumenstromfaktor von 350 Nm³/GJ angewendet.

Für eine schadstoffspezifische Darstellung der externalisierten Gesundheitskosten wurde eine vereinfachte Methodik nach der Europäischen Umweltagentur (EEA) angewendet:

NO_x: Die angenommenen Kosten pro Tonne Schadstoff Austrag in die Luft für Deutschland (externalisierte Kostenfaktor), welche in der EEA Studie [EEA 2014] aufgeführt wurden, sind in dieser Kostenanalyse angewendet. Dieser externalisierte Kostenfaktor betrug 2005 **19059€ pro Tonne NO_x Emission**, nach Wert eines statistischen Lebens (High VSL). Da diese Kostenevaluation schon 12 Jahre zurückliegt, wurde eine Inflationsrate von 15,43%⁴⁶ angenommen. Um eine Differenzierung von Austragspotentialen durch hohe Schornsteine anzurechnen, wurden die Eurodelta II Korrekturfaktoren des Energiesektors für Deutschland, d.h. Faktor 0,86, angewendet. Die Berechnung der externalisierten Schäden für eine Tonne NO_x ergibt demnach: $(19059€ + 19059€ \times 15,43\%) \times 0,86 = 18\,919€/ \text{Tonne NO}_x$.

⁴⁵ <http://prtr.ec.europa.eu/#/lcplevels>

⁴⁶ Nach Eurostat

Quecksilber: In der oben zitierten EEA Studie und der EEB/GP 2015 Mai Studie wurden die marginalen Gesundheitskosten pro kg Quecksilber nach der RiskPoll Version 2.0 Methodik auf 2 860€ / kg Hg-Emission angewandt. Diese Methodik ist aber ausschließlich auf die negativen Auswirkung von IQ-Verlust „beziffert“ und deshalb nicht mehr aktuell und unvollständig.

Deshalb wurden die Kostenfaktoren nach Prof. Rabl und Spadaro verwendet. Die Gesundheitskosten pro Kg Hg-Emissionen wurden hier auf **22 937€/kg – 52 129€ /kg** geschätzt. Diese Kostenfaktoren wurden in der Analyse angesetzt und Ergebnisse werden differenziert dargestellt, je nachdem ob der „niedrige“ oder „höhere Kostensatz“ verwendet wird.

3.2 Auswertung von Quecksilberemissionen (Übersicht)

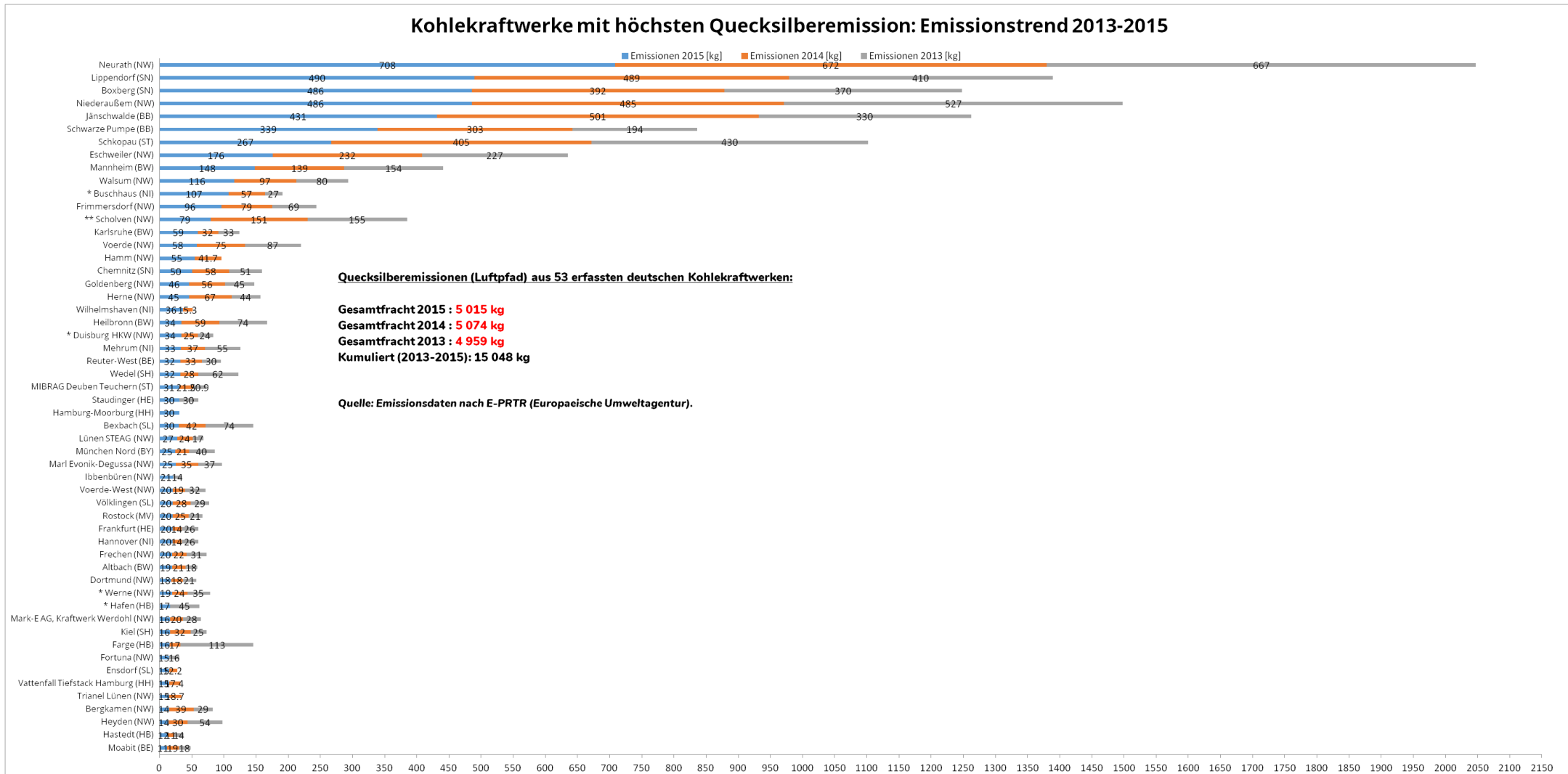
Auf Basis der Emissionserklärungen der Betreiber von Kraftwerken an das europäische Schadstoffregister emittierten 64⁴⁷ deutsche Kraftwerke 2015 insgesamt 5.344 kg Quecksilber in die Luft. Der Hauptanteil dieser Emissionen – 5.015 kg (94%) – stammt fast ausschließlich aus den 54 in Betrieb befindlichen Kohlekraftwerken.

Dazu kamen 51,4 kg Quecksilber aus den braunkohlebefeueten Industriekraftwerken RWE Fabrik Ville / Berrenrath und ROMONTA Amsdorf. Die restlichen Quecksilberemissionen wurden aus den sehr wahrscheinlich kohlebefeueten- Industriekraftwerken CropEnergies Bioethanol Zeitz (20kg), ROGESA Roheisengesellschaft Saar mbH in Dillingen (126kg) emittiert. Die restlichen Emissionen kamen aus den Chemiekraftwerken BASF Ludwigshafen (61,2kg) und Evonik-Degussa in Lüssdorf (47,2kg), sowie dem EnBW Heizkraftwerk Stuttgart-Münster mit Müllverbrennungsanlage (18,7kg).

Die folgende Abbildung führt die kumulierten Emissionen im Zeitraum 2013 bis 2015 auf. **Es ist generell kein wesentlicher Verbesserungstrend bei den Kraftwerken ersichtlich, die Gesamtemissionen sind relativ konstant im Vergleich zu 2013 (+1,12%) und 2014 (-1,18%).**

⁴⁷ D.h. Feuerungsanlagen mit einer thermischen Leistung ab 50MW welche diese Emissionen berichtet haben. Es sei hier angemerkt dass die realen Emissionen höher liegen denn einerseits gilt die Betreiberpflicht nur ab grossen Feuerungsanlagen (ab 50MWth) und andererseits darf der Betreiber „0“ Emissionen berichten falls der Schwellenwert von 10kg/Jahr nicht überschritten wird. Die Kraftwerke Duisburg III, Weiher, EVO Offenbach, Braunschweiger Versorgungs AG und GDF Zolling, berichteten „0“ Emissionen trotz signifikanter CO₂ Ausstoß, d.h. entweder diese Anlagen emittierten <10kg oder es liegt ein Fehler in der Berichtserstattung vor. Es ist jedoch klar dass es keine „0“ Quecksilberemissionen –auch bei Anwendung von BVT-gibt.

Abbildung 5. Kohlekraftwerke mit höchsten Quecksilberemissionen in 2015, Vergleich mit 2013 und 2014.



Quelle: E-PRTR Emissionsdaten <http://prtr.ec.europa.eu/#/home> ,konvertiert EEB auf Basis von Methodik BVL / Ökopoll

In der folgenden Tabelle sind die relativen Veränderungen der Emissionen von 2015 im Vergleich zu 2013 pro Kraftwerk aufgeführt. Die stärksten Verschlechterungen, d.h. über 50%, erfolgten bei Buschhaus (+296%), Karlsruhe (+79%), Schwarze Pumpe (+75%), Lünen (+60%) und Ibbenbüren (+50%). Deutliche Verbesserungen erfolgten bei Farge (-86%), Heyden (-75%), Hafen (-63%), Bexbach (-60%), Heilbronn (-54%) und Bergkamen (-51%).

Tabelle 6. Veränderungen von Emissionen von 2015 im Vergleich zu 2013

KW Name	Fracht 2015 in kg	Fracht 2013 in kg	Differenz zu 2013
Buschhaus (BK)*	107	27	+296%
Karlsruhe (SK)	59	33	+79%
Schwarze Pumpe (BK)	339	194	+75%
Lünen STEAG (SK)	27	17	+60%
Ibbenbüren (SK)	21	14	+50%
MIBRAG Deuben/Teuchern (BK)	31	20,9	+46%
Walsum (SK)	116	80	+45%
Duisburg HKW (SK)	34	24	+42%
Frimmersdorf (BK)	96	69	+39%
Boxberg (BK)	486	370	+31%
Jänschwalde (BK)	431	330	+31%
Lippendorf (BK)	490	410	+20%
Reuter-West (SK)	32	30	+8%
Altbach (SK)	19	18	+7%
Neurath (BK)	708	667	+6%
Herne (SK)	45,4	44	+3%
Goldenberg (BK)	46	45	+2%
Staudinger	30,3	30	+1%
Chemnitz (BK)	50,4	51	-1%
Mannheim (SK)	148	154	-4%
Rostock (SK)	20	21	-4%
Niederaussem (BK)	486	527	-8%
Fortuna (BK)	15	16	-8%
Hastedt (SK)	12	14	-14%
Dortmund (SK)	18	21	-14%
Eschweiler (BK)	176	227	-22%
Hannover (SK)	20	26	-23%
Frankfurt (SK)			
Völklingen (SK)	20	29	-30%
Marl Evonik-Degussa (SK)	25	37	-32%
Voerde (SK)	58	87	-33%
Kiel (SK)	16	25	-35%
Frechen (BK)	20	31	-37%
Voerde-West (SK)	20	32	-37%
Schkopau (BK)	267	430	-38%
Mehrum (SK)	33	55	-38%
Moabit (SK)	11	18	-38%
München Nord (SK)	25	40	-39%
Mark-E Werdohl (SK)	16	28	-43%
Werne (SK)	19	35	-45%
Wedel (SK)	32	62	-48%
Scholven (SK)	79	155	-49%
Bergkamen (SK)	14	29	-51%
Heilbronn (SK)	34	74	-54%
Bexbach (SK)	30	74	-60%
Hafen (SK)	17	45	-63%
Heyden (SK)	14	54	-75%
Farge (SK)	16	113	-86%

Die Auswertung ergibt, dass 2015 die gesamten Luftemissionen von Quecksilber über Kohlekraftwerke über fünf Tonnen betrugen (5.015 kg). Dabei sind die Spitzenreiter die folgenden Braunkohlekraftwerke: RWE Neurath (708 kg), EPH/EnBW Lippendorf (490 kg), EPH Boxberg und RWE Niederaussem (jeweils 486 kg), EPH Jänschwalde (431 kg) und EPH Schwarze Pumpe (339 kg) gefolgt von UNIPER Schkopau (267 kg) und RWE Eschweiler (176 kg).

Der größte Steinkohle-Emittent war GKM Mannheim (148 kg), gefolgt von STEAG Walsum (116 kg).

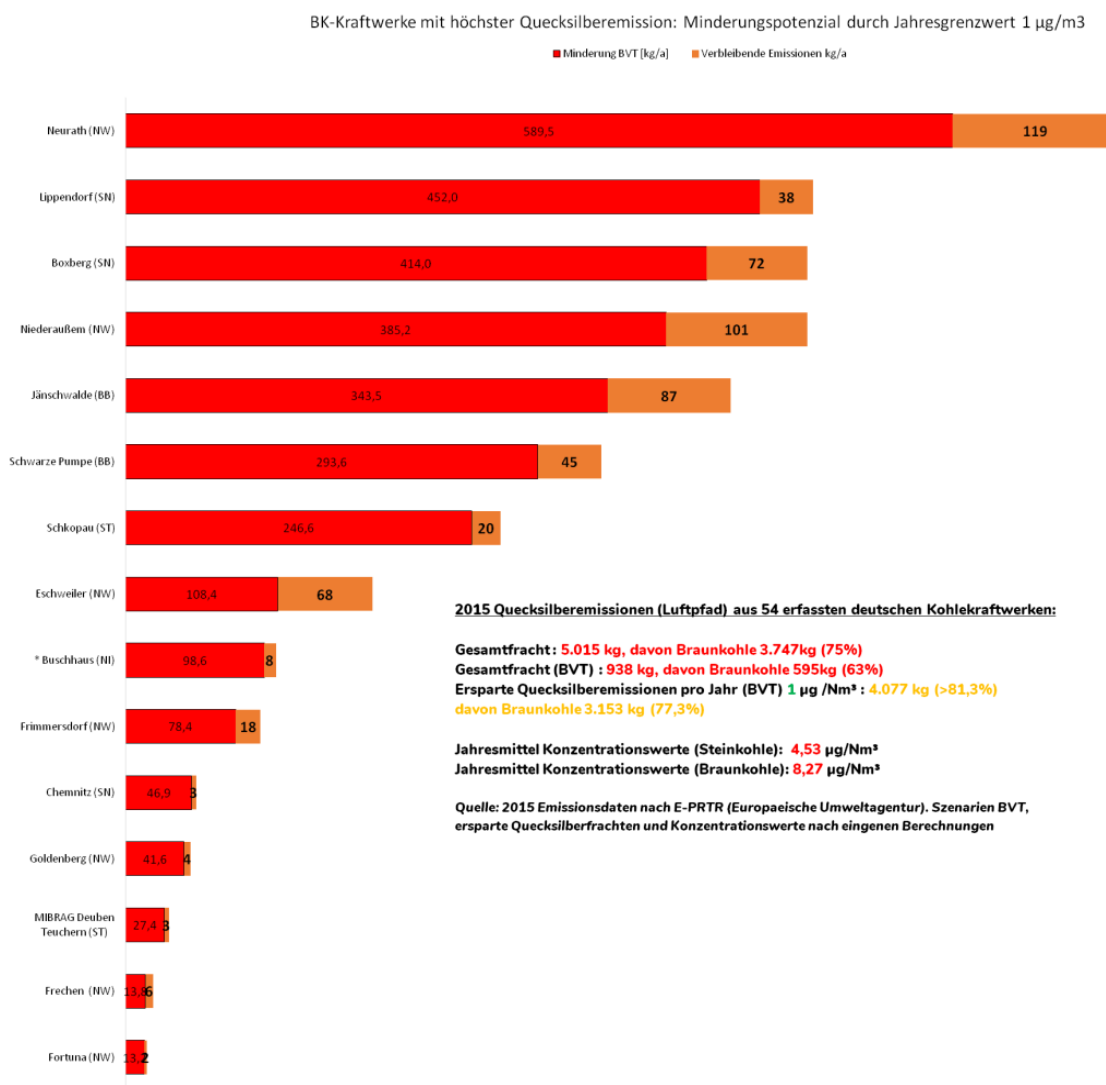
3.2.1 Auswertung zu Braunkohlekraftwerken

3.2.1.1 Quecksilber-Emissionen aus Braunkohlekraftwerken und Minderungspotenzial

2015 emittierten die 15 Braunkohlekraftwerke 3.747 kg Hg, welches anteilig 75% der Gesamtfracht des deutschen Kohlekraftwerksparks ausmacht.

Durch die Anwendung von BVT und der Einhaltung eines Grenzwertes von $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ hätte 2015 eine Quecksilberemissionsvermeidung von 3.153 kg erzielt werden können. Dies entspricht einem Minderungspotenzial von über 84%

Abbildung Z: Minderungspotenzial auf Basis von BVT und verbleibende Hg Emissionen Braunkohlekraftwerke



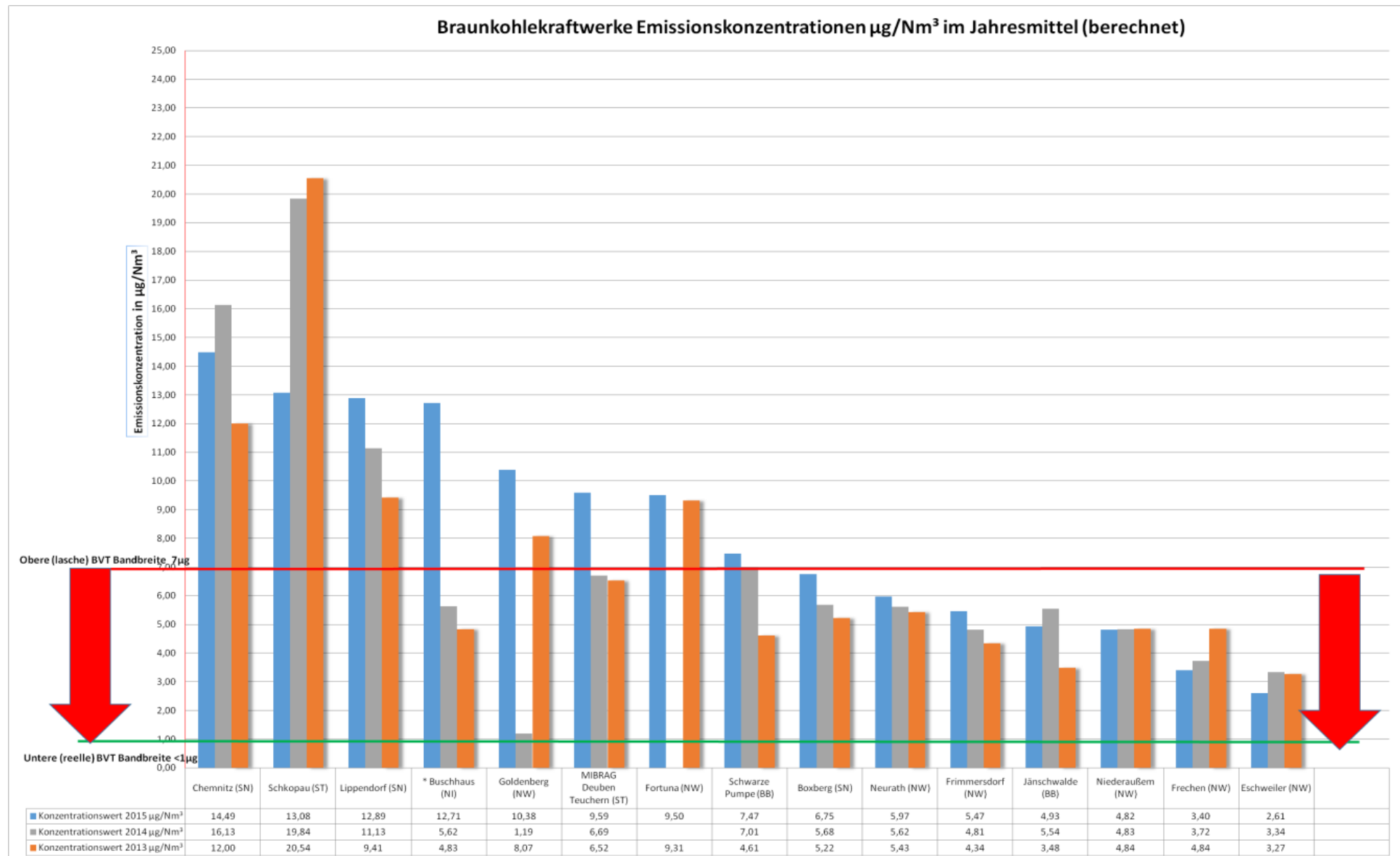
Quelle: E-PRTR 2015 Daten

Der Durchschnitt der Hg Emissionskonzentrationswerte lag bei $8,27\mu\text{g}/\text{Nm}^3$.

In der folgenden Tabelle werden die erreichten Konzentrationswerte pro Kraftwerk in $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ über den Zeitraum 2013 bis 2015 aufgeführt. Dabei wird klar, dass kein **einziges deutsches Braunkohlekraftwerk den Wert von $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ einhielt.**

Die Braunkohlekraftwerke Chemnitz, Schkopau und Lippendorf lagen konstant weit über der oberen Bandbreite des BVT-Merkblatts von $7\mu\text{g}/\text{Nm}^3$. Eschweiler konnte mit max $3.4\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ die geringsten Hg-Konzentrationswerte erzielen. Dieser Wert liegt aber dennoch um ein Dreifaches über dem BVT Wert.

Abbildung 8: Emissionskonzentrationen Hg von BK-Kraftwerken für die Jahre 2013 - 2015. Vergleich mit den Werten der oberen und unteren Bandbreite



*Buschhaus wurde ab 2016 in die BK Reserve überführt.

3.2.1.2 Stickoxid-Emissionen aus Braunkohlekraftwerken und Minderungspotenzial

2015 betrug die Gesamtfrachten von 44 Braunkohle-Blöcken (20 Kraftwerke) 109.010 Tonnen. Bei Anwendung der oberen BVT Bandbreite (175mg/Nm³) würden sich die Rest-Frachten auf 101.000 Tonnen pro Betriebsjahr reduzieren, was einer Minderung von nur 9,2% (- 8.010 Tonnen) entspricht.

Bei der Umsetzung eines entsprechenden BVT-Grenzwertes von nicht mehr als 85mg/Nm³ könnten die NO_x Rest-Frachten auf 46.100 Tonnen gesenkt werden. Dies entspricht einer Minderung auf 42,30% der Emissionen im Vergleich zu 2015. Die Einhaltung eines Emissionswertes von 85mg/Nm³ würde nur den ungünstigsten Fall annehmen, denn aus technischer Sicht erreicht eine gut ausgelegte und funktionierende SCR eine zusätzliche NO_x Abscheidung von mindestens 85 bis 95 %. In Deutschland liegen die NO_x Konzentrationswerte im Schnitt (2013-2015) bei 190,3mg/Nm³. Eine **gut ausgelastete SCR könnte die Emissionskonzentrationen auf 40mg/Nm³ senken, somit könnten die Rest-Emissionen signifikant auf 23.054 Tonnen pro Betriebsjahr gesenkt werden. Dies entspricht einer Schadstoffvermeidung von 85.957 Tonnen NO_x pro Betriebsjahr!**

Ob die Betreiber von deutschen Braunkohleanlagen eine sekundäre DeNO_x-Technik wie SCR nachrüsten müssen, hängt davon ab, wie momentan die NO_x Konzentrationswerte liegen und wie hoch der Grenzwert von der Bundesregierung (13. BImSchV) und den Genehmigungsbehörden (im Genehmigungsbescheid) umgesetzt wird. Eine weitere Verpflichtung für eine Sekundäre DeNO_x-Technik erfolgt meistens bei Emissionswerten ab 175mg/Nm³, welche als obere BVT Emissionsbandbreite für BK Kraftwerke unter 300MWth mit Betriebszeit über 1500 Stunden pro Jahr im 2017 LCP BREF festgelegt wurde. Dabei werden aber Emissionswerte von 100mg/Nm³ ebenfalls mit der Nicht- Katalytischen Version erreicht (SNCR). Diese Technik bringt aber keinen Co-Benefit zur Quecksilberabscheidung und hat möglicherweise negative, medienübergreifende Auswirkungen (Ammoniakschlupf, Gefahrenpotenzial für Wasser und bei Lagerung des Reduktionsmittels). Die Nachrüstung eines Katalysators (SCR) wird nur erzwungen, wenn die Bundesregierung die striktere BVT Emissionsbandbreite von maximal 85mg/Nm³ umsetzt ([siehe Kapitel IV](#)).

In der folgenden Tabelle führt eine Analyse der Klima-Allianz auf Basis der Emissionsdaten von 2010 bis 2014 auf, welche BK Kraftwerke evtl. nachrüsten müssten. Die Braunkohlewirtschaft unterstellt, dass insbesondere die nach dem Stand der Technik erreichbare obere Emissionsbandbreite für NO_x von 175 mg/Nm³ kostenträchtige Nachrüstungen für deutsche Braunkohlekraftwerke nach sich ziehen würde und „nicht zumutbar“ sei. Tatsächlich erreichen sowohl viele deutsche als auch europäische Braunkohleanlagen in der EU diese aus EEB Sicht zu großzügigen Emissionsbandbreiten schon seit 2010 ohne weitere Maßnahmen.

Jedoch spielen klimaschutzrelevante Aspekte eine wesentliche Rolle bei der Entscheidungsfindung. Der Großteil der Kraftwerke muss in der nächsten Legislaturperiode ohnehin vom Netz gehen, um Klimaziele und die internationalen Verpflichtungen des UN-Klimaabkommens von Paris einzuhalten.

Zum Inkrafttreten der neuen EU-Standards im Jahr 2021 ist die Mehrheit der Kraftwerke über 40 bzw. sogar über 50 Jahre alt und hat ihre technologische Lebensdauer erreicht. Ein Weiterbetrieb oder eine Nachrüstung dieser Kraftwerke ist mit Blick auf das Alter und die Klimaziele nicht sinnvoll. Ein Abschaltplan von Greenpeace, der den EEB Zeitplan unterstützt, wurde deshalb in dieser Tabelle ergänzt.

Tabelle 9: Welche Braunkohleblöcke ab 300MW müssen bei einem Stickoxid-Standard von 175mg/Nm³ (obere BVT-Bandbreite) nachrüsten?

Kraftwerk	Block	Region	Inbetriebnahme	Alter in 2021	Kapazität MW	Stilllegung ²			Analyseergebnis	
						WWF 95 % bis 2050	Agora Energiewende 80 % bis 2050	Greenpeace 100% bis 2030	Umgerechnet auf Basis LCP-D Emissionsdaten 2010-2014	
Neurath	F BoA2	NRW	2012	9	1100	2035	2039	2028	(✓) hält 175 mg NOx/Nm ³ teilweise ein	Nachrüsten
Neurath	F BoA3	NRW	2012	9	1100	2035	2039	2028	(✓) hält 175 mg NOx/Nm ³ teilweise ein	
Boxberg	IV-Q	Lausitz	2000	21	857	2031	2032	2027	X Nachrüsten (lange Restlaufzeit)	
Boxberg	IV-R	Lausitz	2012	9	640	2038	2039	2028	✓ hält überwiegend ein	Technisch optimieren
Niederaußem	K	NRW	2003	18	944	2033	2032	2027	✓ hält überwiegend ein	
Lippendorf	R	Mitteldeut.	2000	21	875	2031	2032	2027	✓ hält ein	
Lippendorf	S	Mitteldeut.	1999	22	875	2030	2033	2027	✓ hält ein	
Schwarze Pumpe	B	Lausitz	1998	23	750	2029	2031	2026	✓ hält ein	
Schwarze Pumpe	A	Lausitz	1997	24	750	2028	2031	2026	✓ hält ein	
Schkopau	A	Mitteldeut.	1996	25	450	2027	2031	2025	✓ hält ein ³	
Schkopau	B	Mitteldeut.	1996	25	450	2027	2031	2025	✓ hält ein	

² Das Kohleausstiegsszenario von Agora Energiewende simuliert auf Basis eines Klimaschutzziels von 80 % Einsparung von THG bis 2050. Das Ökoinstitut / WWF berücksichtigt bereits die Beschlüsse von Paris und zielt auf ein Klimaziel von 95 % Einsparung von THG bis 2050 ab. Greenpeace Juni 2017 verfolgt ein Ziel der Einsparung von 40% THG bis 2020 mit Kohleausstieg bis 2030 unter besonderer Beachtung der Auswirkungen auf den Wärmesektor. Die Bundesregierung verfolgt ein Klimaziel von Einsparung von THG von 80 bis 95 % bis 2050.

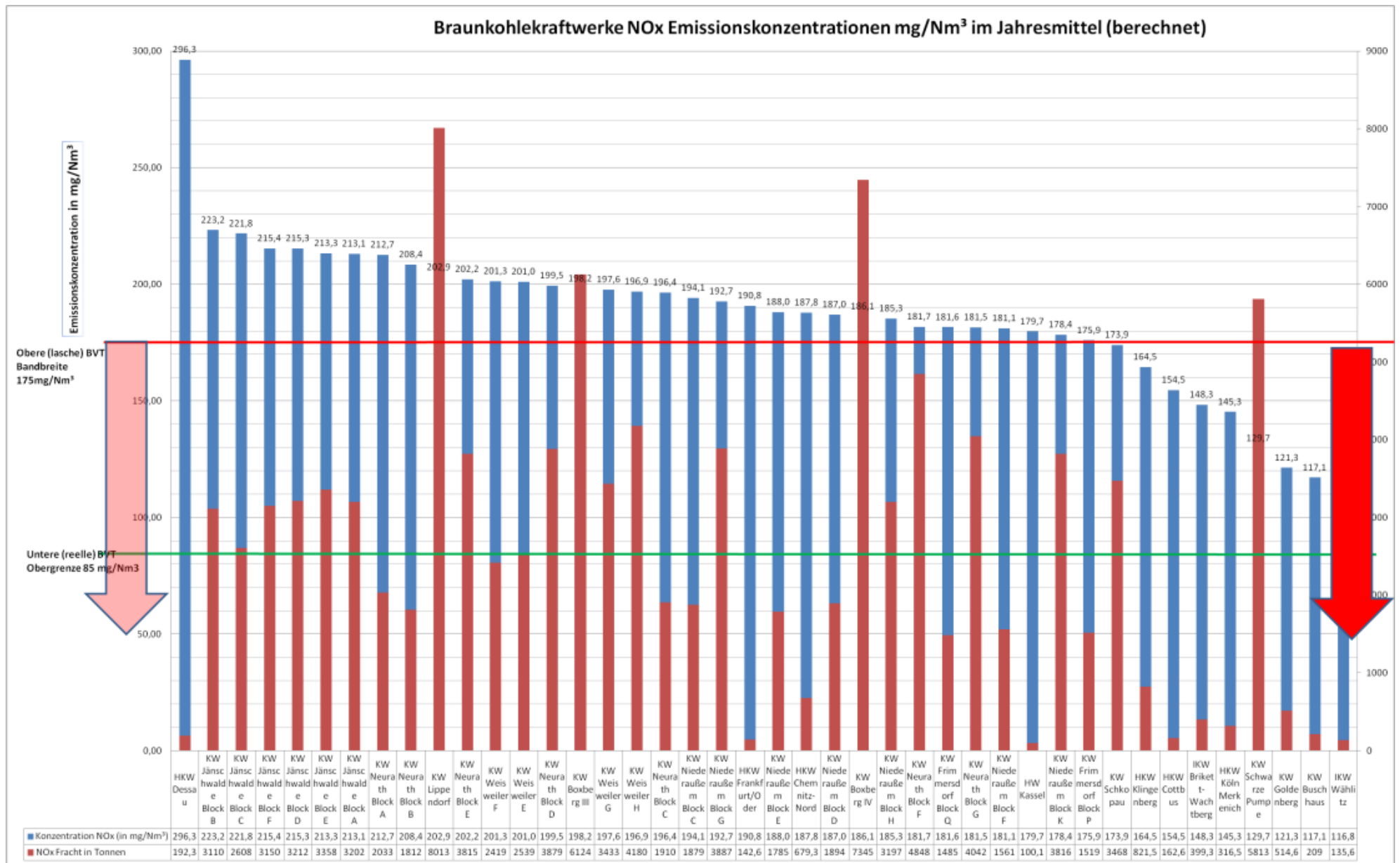
³ Schkopau hielt den Wert von 175mg/Nm³ ab 2009 ein, außer in 2011 (181mg/Nm³)

Kraftwerk	Block	Region	Inbetriebnahme	Alter in 2021	Kapazität MW	Stilllegung ²			Analyseergebnis	
						WWF 95 % bis 2050	Agora Energiewende 80 % bis 2050	Greenpeace 100% bis 2030	Umgerechnet auf Basis LCP-D Emissionsdaten 2010-2014	
Jänschwalde	D	Lausitz	1985	36	465	2019	2025	2022		Weiterbetrieb mit Blick auf Alter und Klimaziele nicht sinnvoll
Jänschwalde	C	Lausitz	1984	37	465	2019	2025	2022	Stilllegung sinnvoll	
Jänschwalde	B	Lausitz	1982	39	465	2019	2019	2023	Stilllegung sinnvoll	
Jänschwalde	A	Lausitz	1981	40	465	2019	2021	2023	Stilllegung sinnvoll	
Boxberg	III-P	Lausitz	1980	41	489	2019	2022	2023	Stilllegung sinnvoll	
Boxberg	III-N	Lausitz	1979	42	489	2019	2021	2023	Stilllegung sinnvoll	
Neurath	E	NRW	1976	45	604	2019	2021	2020	Stilllegung sinnvoll	
Neurath	D	NRW	1975	46	607	2019	2022	2020	Stilllegung sinnvoll	
Weisweiler	H	NRW	1975	46	592	2019	2023	2020	Stilllegung sinnvoll	
Niederaußem	E	NRW	1974	47	653	2019	2024	2018	Stilllegung sinnvoll	
Niederaußem	F	NRW	1974	47	648	2019	2024	2018	Stilllegung sinnvoll	
Niederaußem	G	NRW	1974	47	653	2019	2023	2025	Stilllegung sinnvoll	
Niederaußem	H	NRW	1974	47	648	2019	2023	2025	Stilllegung sinnvoll	
Weisweiler	G	NRW	1974	47	590	2019	2023	2020	Stilllegung sinnvoll	
Weisweiler	F	NRW	1967	54	304	2019	2022	2019	Stilllegung sinnvoll	
Weisweiler	E	NRW	1965	56	294	2019	2022	2020	Stilllegung sinnvoll	

Quelle: Klima-Allianz April 2017 <http://www.klima-allianz.de/publikationen/publikation/braunkohle-und-stickoxide-umweltstandards-fuer-kohlekraftwerke/>, leicht ergänzt (GP 2030 Szenario). Konvertierung nach LCP-Berichtsdaten von Guillermo Gea und Christian Schaible (EEB) und Julia Gogolewska (HEAL)

Die folgende Abbildung errechnet die NOx Konzentrationen auf Basis von LCP-D 2015 Daten. Die Berechnung ergibt eine **NOx Gesamtfracht von 109.010 Tonnen** mit einem **mittleren Konzentrationswert von 187,1mg/Nm³**.

Abbildung 10: NOx Konzentrationswerte 2015 mit NOx Frachten in Tonnen NOx



Quelle: Berechnung auf Basis von 2015 LCP-D Datenbank, differenzierte Volumenstromfaktoren.

2015 hielt keine BK Anlage die BVT Emissionskonzentrationswerte von unter 85mg/Nm³ ein. Das IKW Wähltitz erreichte die „geringsten“ Werte (116,8 mg/Nm³), gefolgt vom KW Buschhaus (117,1mg/Nm³), KW Goldenberg (121,3 mg/Nm³) und KW Schwarze Pumpe (129,7mg/Nm³).

Die schlechtesten Konzentrationswerte wurden von HKW Dessau (296,3mg/Nm³), mehreren Jänschwalde Blöcken (213,1 - 223,2mg/Nm³), mehreren Neurath Blöcken (196,4 - 212,7 mg/Nm³), Lippendorf (202,9 mg/Nm³) und Niederaussem Blöcken (178,4mg/Nm³ - 194,1mg/Nm³) erzielt. *Jedoch sei hier angemerkt dass das HKW Dessau mit 299MWth eine relativ kleine Anlage im Vergleich zu den anderen KW ist und deshalb schwächeren Immissionsschutzrechtlichen Anforderungen unterliegt.*

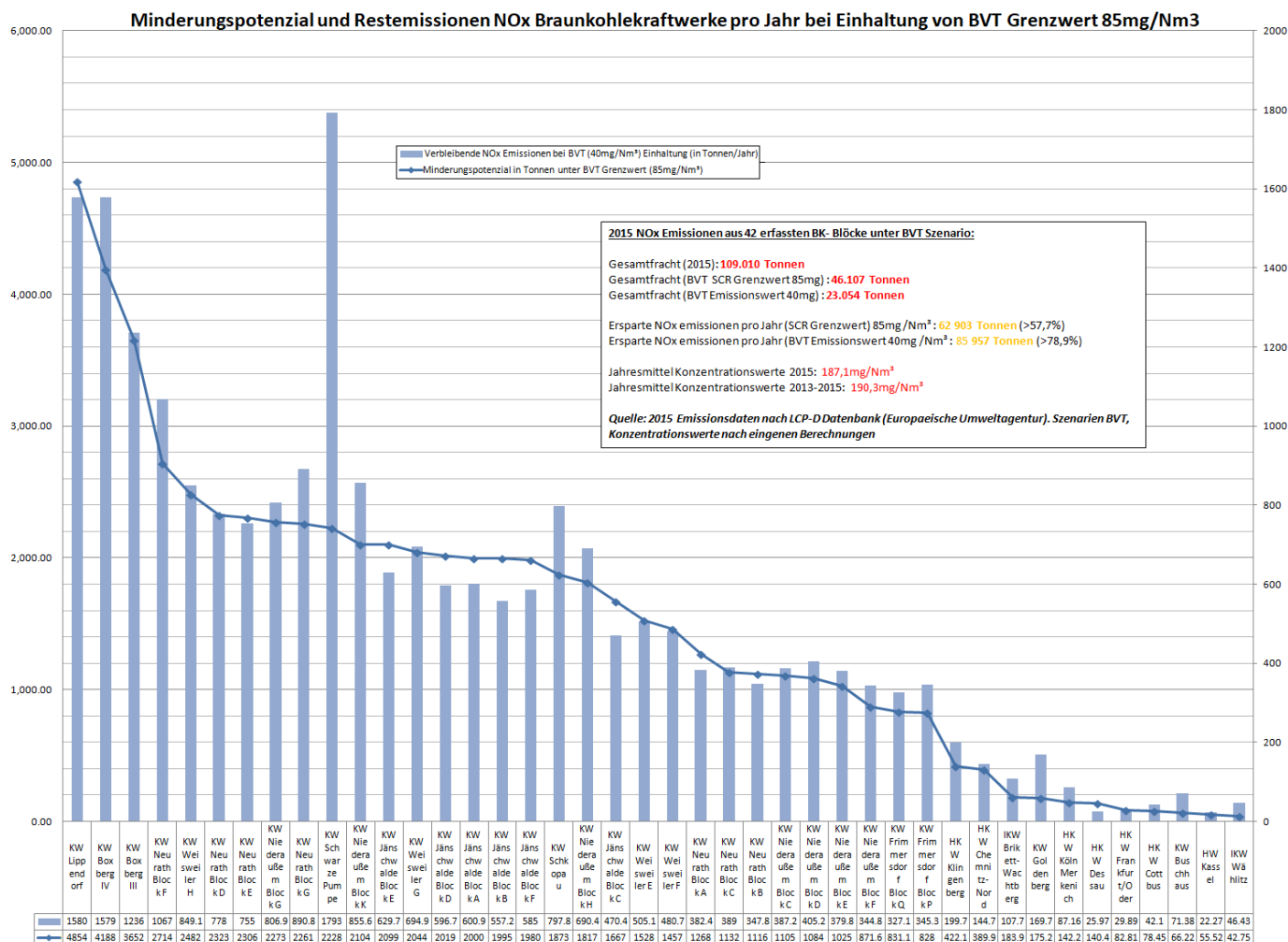
Sogar „neue“ Blöcke lagen 2015 weit über dem 2017 BVT Standard (z.B. Neurath F 181,7mg/Nm³, Boxberg IV 186,1mg/Nm³ und Niederaussem K 181,1mg/Nm³).

Das Minderungspotential auf Basis von Daten für 2015 und dem EEB Ansatz (differenzierte Emissionsfaktoren) bestätigt, dass bei Anwendung von BVT, welches einen NO_x Grenzwert von höchstens 85 mg/Nm³ voraussetzt, Emissionen signifikant reduziert werden können. *Dabei wird in den Berechnungen angenommen, dass die Emissionswerte im Schnitt bei 80mg/Nm³ liegen, um einen „Sicherheitsabstand“ von 5mg/Nm³ zum Grenzwert sicherzustellen. Die Betreiber können den Katalysator so einstellen, dass die Emissionswerte im Betrieb ganz knapp unter dem Grenzwert gefahren werden.*

Wie die Abbildung 11 zeigt, hätten 2015 die Gesamtfrachten von 109.010 Tonnen NO_x bei Anwendung von BVT (d. h. Grenzwert von 85mg/Nm³) auf Restemissionen von höchstens 46.107 Tonnen reduziert werden können.

Wie der Abbildung 11 zu entnehmen ist, hätten den Bundesbürgern und der Umwelt ebenfalls mindestens 62.903 Tonnen NO_x pro Betriebsjahr erspart werden können, wenn die Betreiber dieser Braunkohleblöcke auf den "Stand der Technik" verpflichtet gewesen wären. Dies hätte einem Reduktionspotential von über 57% entsprochen.

Abbildung 11: Minderungspotential in Tonnen/Jahr Betrieb und verbleibende Emissionen bei Umsetzung eines NO_x Grenzwertes von 85mg/Nm³ (auf Basis 2015 Daten)



Ein Grenzwert von 85mg/Nm³ setzt die Nachschaltung einer effektiven sekundären DeNox-Technik voraus, d.h. ein Katalysator (SCR). Wie im [BVT Kapitel](#) erläutert stellt die Einhaltung eines Emissionswertes von 85mg/Nm³ und die daraus in der obigen Abbildung 11 dargestellten Reduktion von 57% nur den ungünstigsten Fall dar. Aus technischer Sicht erreicht eine gut ausgelegte und funktionierende SCR eine zusätzliche NO_x Abscheidung von mindestens 85 – 95 %. Eine gut ausgelastete SCR könnte die Emissionskonzentrationen auf 40mg/Nm³ senken, somit könnten die Emissionen signifikant auf 23.054 Tonnen pro Betriebsjahr gesenkt werden. Dies entspricht einer Schadstoffvermeidung von 85.957 Tonnen NO_x pro Betriebsjahr!

3.2.1.3 Vereinfachte Kostenanalyse von externalisierten Gesundheits- und Umweltschäden wegen Zusatzbelastung aus Braunkohlekraftwerken im Vergleich zu BVT

Die Studie vom EEB, CAN, EU, HEAL, Sandbag und WWF Oktober 2016, „Die dunkle Wolke über Europa lichten: Wie durch weniger Kohleabgase Leben gerettet werden“⁴⁸ gibt Auskunft über externalisierte Kosten pro Kraftwerk auf Basis von Emissionen im Jahr 2013. In dieser Studie wurden die externalisierten Kosten des Schadstoffaustrags SO_x und NO_x auf Basis von verschiedenen Grenzwertszenarien errechnet. Für Deutschland wird davon ausgegangen, dass die IED Sicherheitsnetz Mindestgrenzwerte schon eingehalten werden, mit wenigen Ausnahmen (z.B. Lippendorf zum SO_x Parameter). Aus diesen Daten können folgende Gesundheitskosten pro Betriebsjahr wegen des Schadstoffes NO_x und SO_x aufgelistet werden:

Tabelle 12: Externalisierte Kostenberechnung SO_x und NO_x für Braunkohle-KW

Grenzwertszenario für 16 BK , auf Basis von konvertierten 2013 Daten	Vorzeitige Todesfälle	Externalisierte Kosten in Millionen € / Jahr	Technisch ersparte Gesundheitskosten bei Einhaltung von BVT (SO _x und NO _x Parameter) in Millionen € / Jahr
IED Grenzwerte (Referenzfall)	2 358	7 032	
BREF lasche Bandbreite	2 014	5 477	1 555
BVT	692	1 863	5 169

Wenn die Betreiber von deutschen Braunkohlekraftwerke BVT Emissionswerte zu NO_x und SO_x einhalten würden, könnten im Vergleich zu Mindestanforderungen nach dem EU-Sicherheitsnetz 5.2 Milliarden € externalisierte Gesundheitskosten pro Betriebsjahr eingespart werden.

In der folgenden Tabelle sind die externalisierten Gesundheitskosten zu Quecksilber-Emissionen von Braunkohlekraftwerken nach vereinfachter Kostenbilanz nach Ansatz von Nedellec, V. und Rabl, A dargestellt:

Tabelle 13: Externalisierte Kostenberechnung Hg für Braunkohle-KW

Szenario	Geringer Satz externalisierte Gesundheitsschäden Hg in Millionen €	Höherer Kostensatz externalisierte Gesundheitsschäden Hg in Millionen €
Emissionen 2015: 3.748 kg	85,96	195,4
Emissionen 2013-2015: 10.935 kg	250,8	570
Vermeidbare Kosten nach BVT (2015): 3.153kg	72,32	164,4
Vermeidbare Kosten nach BVT (2013-2015): 9.353kg	214,5	487,6

Dem Bundesbürger hätten bei Umsetzung von BVT zwischen 72-164 Millionen € (2015 Emissionen) und 214,5 - 487,6 Millionen € (2013-2015 Emissionen) wegen Hg-verursachter externalisierter Zusatzkosten erspart werden können.

Wie der Tabelle 14 zu entnehmen ist, hätte die Einhaltung eines BVT Grenzwertes von 85mg/Nm³ zu NO_x jährliche Kosteneinsparungen von 1.2 Milliarden € wegen des Stickoxidaustrags für die Allgemeinheit erbracht. Bei einem angenommen Weiterbetrieb von 10 Jahren (2017-2027) entspricht dies einer möglichen Kosteneinsparung von 11.9 Milliarden €!

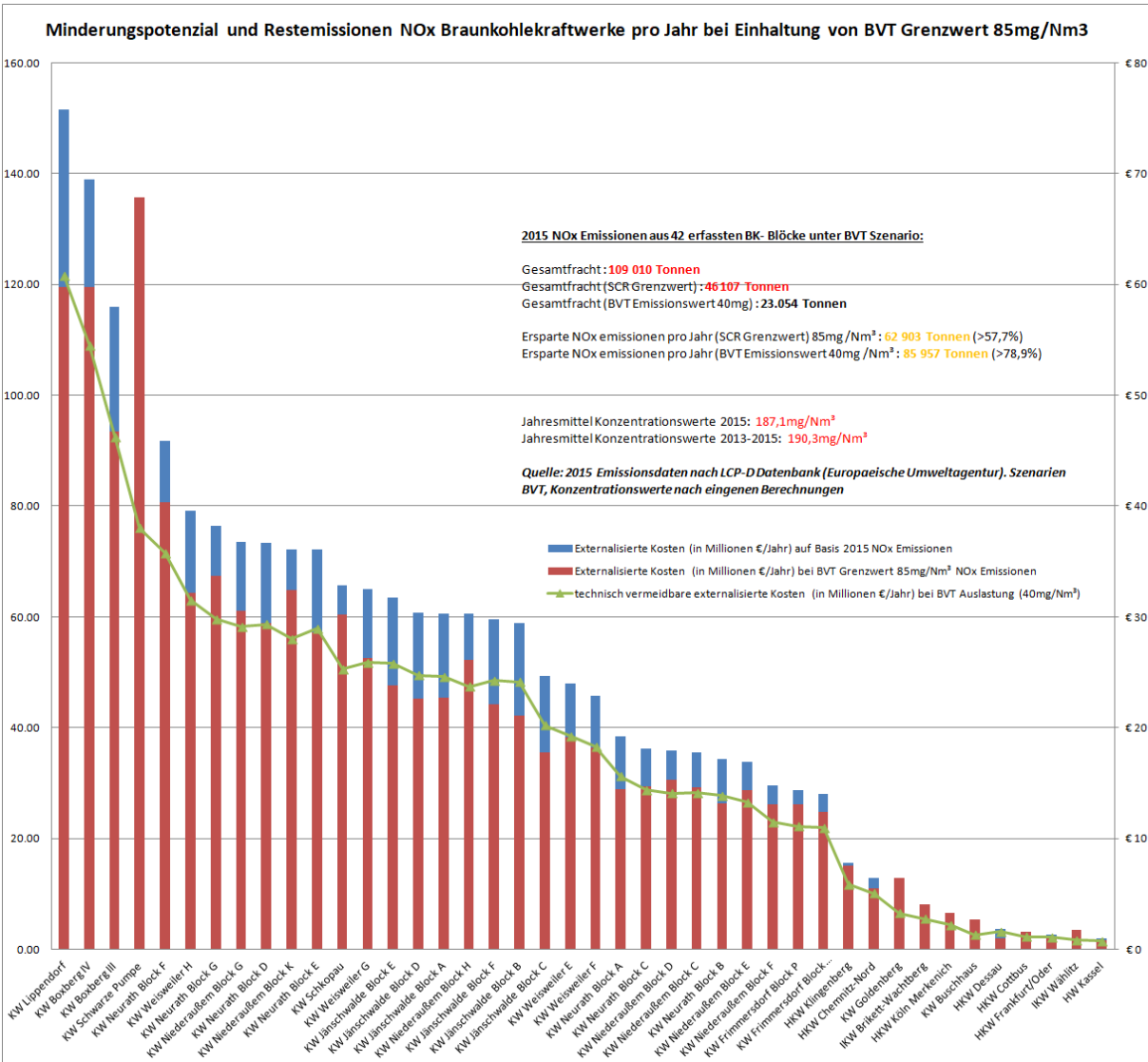
⁴⁸ <http://eeb.org/publications/61/industrial-production/2263/die-dunkle-wolke-uber-europa-lichten.pdf>

Da ein solcher Grenzwert die Betreiber zum Nachrüsten eines Katalysators zwingen würde, könnten technisch bedingt die Konzentrationswerte der NO_x Emissionen auf 40mg/Nm³ reduziert werden mit **potentiellen Kosteneinsparungen von bis zu 16.26 Milliarden €**.

Tabelle 14: Errechnete externalisierte Kosten wegen NO_x Parameter Braunkohle auf Basis von LCP-D 2015 Daten

Grenzwertszenario für 42 BK Blöcke	Externalisierte Kosten in Millionen € / Jahr	Technisch ersparte Gesundheitskosten NO _x Parameter in Millionen €
2015 NO _x Emissionen	2.062	-
BVT NO _x Obergrenze (85mg/Nm ³) - 2015	872	1.190
BVT NO _x Obergrenze (85mg/Nm ³) - 10 Jahre Betrieb	8.720	11.900
Technisch machbare BVT NO _x Emissionen mit SCR (40mg/Nm ³) - 2015	436	1.626
Technisch machbare BVT NO _x Emissionen mit SCR (40mg/Nm ³) -10 Jahre Betrieb	4.360	16.260

Abbildung 15: Minderungspotential und mögliche Gesundheitskostenvermeidung wegen NO_x Parameter Braunkohle auf Basis von LCP-D 2015 Daten



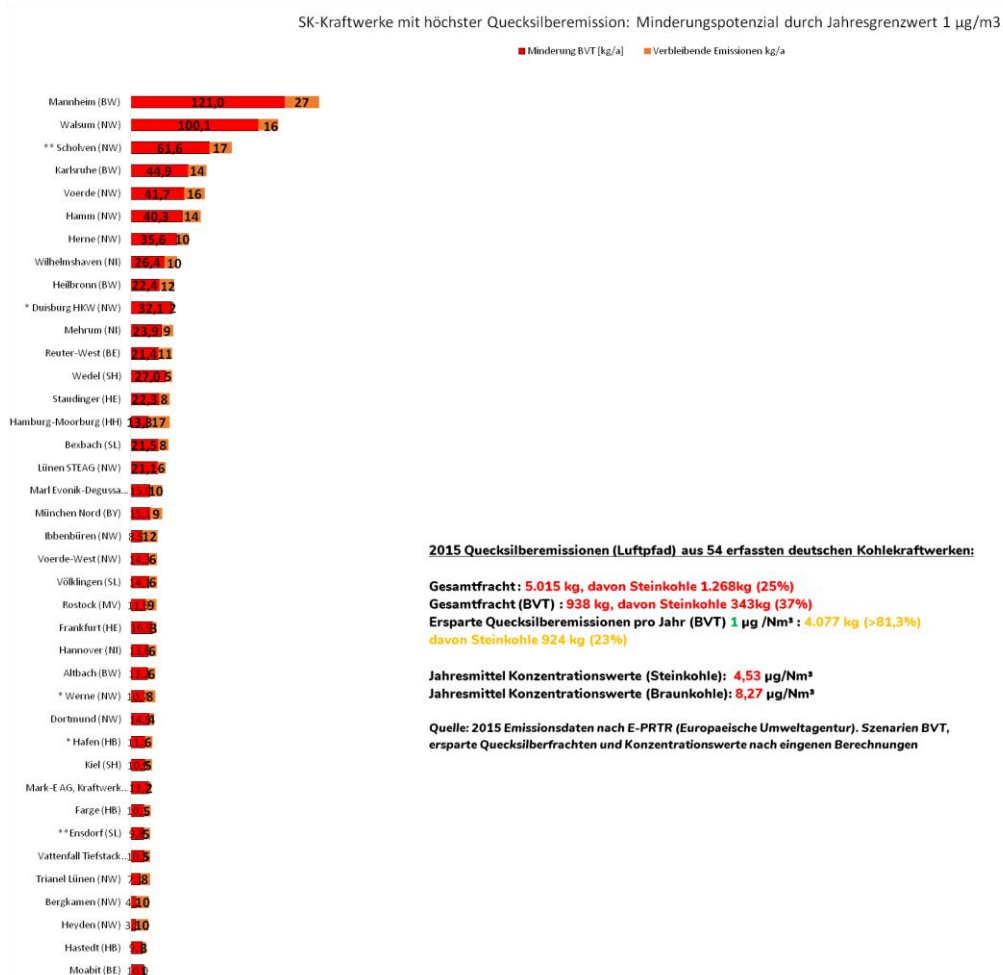
3.2.2 Auswertung zu Steinkohlekraftwerken

3.2.2.1 Quecksilberemissionen aus Steinkohlekraftwerken und Minderungspotenzial

2015 emittierten die 39 Steinkohlekraftwerke 1.268 kg Hg, die anteilig 25,3 % der Gesamtfracht des deutschen Kohlekraftwerksparks ausmachen.

Wie die Abbildung 15 zeigt, hätte 2015 bei Anwendung von BVT, d.h. bei Einhaltung eines Grenzwertes von $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$, eine Quecksilberemissionsvermeidung von 924 kg erzielt werden können. Dies entspricht einem Minderungspotential von über 73%

Abbildung 16: Minderungspotenzial auf Basis von BVT und verbleibende Hg Emissionen Steinkohlekraftwerke



*Duisburg HKW Stilllegung für Ende 2017 geplant, ** VSE Ensdorf, Stilllegung für 1. Januar 2018 geplant.

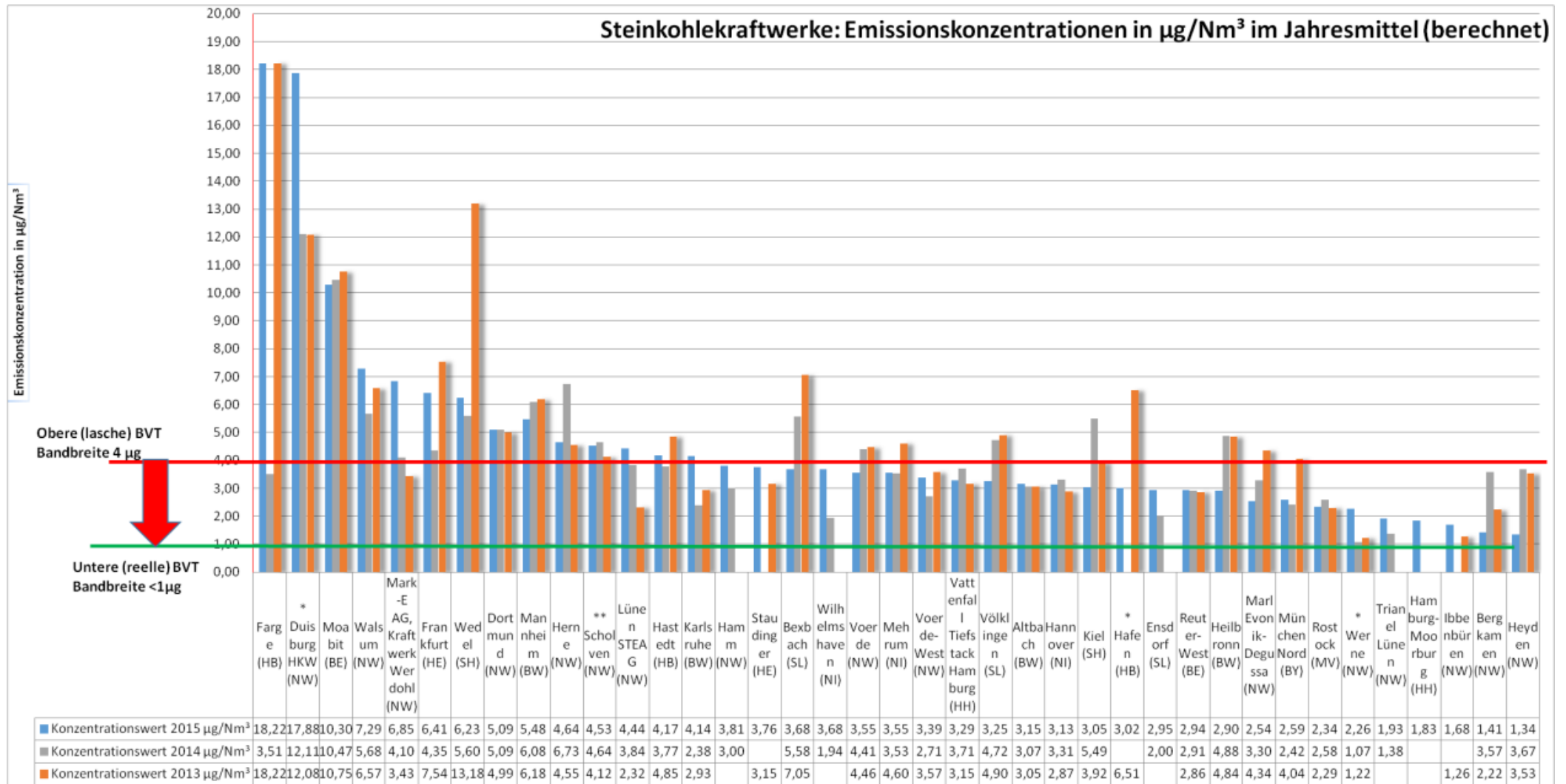
Der Durchschnitt der Hg Emissionskonzentrationswerte lag bei $4,53\mu\text{g}/\text{Nm}^3$.

In der folgenden Abbildung 16 werden die erreichten Konzentrationswerte pro Kraftwerk in $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ über den Zeitraum 2013 bis 2015 aufgeführt. Dabei wird klar dass **kein einziges deutsches Steinkohlekraftwerk den BVT Wert von $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ einhielt.**

Die Steinkohlekraftwerke Duisburg, Moabit, Walsum, Frankfurt, Wedel, Dortmund, Mannheim und Herne lagen konstant über der oberen Emissionsbandbreite von $4\mu\text{g}/\text{Nm}^3$. Bei Farge (HB) wurde 2014 ein Wert von $3,51\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ erreicht, wobei 2014 und 2015 die höchsten Konzentrationswerte von Steinkohle ($18,22\mu\text{g}/\text{Nm}^3$) erzielt wurden. Ibbenbüren (NW) mit jeweils $1,68\mu\text{g}$ und $1,26\mu\text{g}$, gefolgt von Trianel/ Lünen (NW) mit jeweils $1,93\mu\text{g}$ und $1,38\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ konnten die geringsten Betriebswerte erzielen. Heyden (NW) erzielte 2015 mit $1,34\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ die geringsten Konzentrationswerte, gefolgt von Bergkamen ($1,41\mu\text{g}/\text{Nm}^3$) und Hamburg-Moorburg ($1,83\mu\text{g}/\text{Nm}^3$).

Keines der deutschen SK KW erreichte den BVT Wert. Den niedrigsten Wert wies Werne (NW) in 2014 mit $1,1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ auf.

Abbildung 17: Emissionskonzentrationen Hg von SK auf Basis von BVT und verbleibende Hg Emissionen (2013-2015)



Quelle: Berechnung auf Basis von 2015 LCP-D Datenbank, Annahme von Volumenstromfaktor von 350 Nm^3/GJ

3.2.2.2. Stickoxid-Emissionen aus Steinkohlekraftwerken und Minderungspotenzial

Nach Berichtspflichten unter der Grossfeuerungsanlagen-Richtlinie betrugen 2015 die NO_x Frachten 61.504 Tonnen bei 60 Steinkohlebefeuerten Kraftwerks-Blöcken (58 Kraftwerke, KW Datteln 6/7 wurde ausgenommen, da keine SK verfeuert wurde, 3 IKW Chemie Marl Blöcke wurden als ein Standort zusammengeführt).

Bei Anwendung der oberen schwachen NO_x BVT Bandbreite (150mg/Nm³ im Jahresmittel) würden sich die Frachten auf Restemissionen von 54.265 Tonnen pro Betriebsjahr reduzieren, was einer Minderung von nur 11,8% entspricht.

Bei der Umsetzung eines NO_x Grenzwertes, der BVT entspricht, d.h. nicht mehr als 60mg/Nm³, könnten die Restemission von NO_x pro Jahr auf 21.706 Tonnen gesenkt werden. Dies entspricht einer Minderung von 39.798 Tonnen pro Betrieb und einer Reduktion von 35,3%.

Kein Steinkohlekraftwerk hielt 2015 die BVT Emissionskonzentrationswerte von unter 60mg/Nm³ ein. Der Jahresmittelkonzentrationswert betrug 176mg/Nm³.

Das Steinkohlekraftwerk Hamburg Moorburg erreichte 2015 die geringsten NO_x Emissionskonzentrationswerte von 65mg/Nm³, bei einem Jahresgrenzwert von 100mg/Nm³. Diese Emissionswerte wurden aber nicht an die LCP_D Datenbank berichtet und liegen deshalb in der Abbildung 17 nicht vor⁴⁹.

Das IKW Leverkusen G berichtete die „geringsten“ Werte (71 mg/Nm³), gefolgt vom KW Wilhelmshaven Nord (77 mg/Nm³), KW Lünen Sturmhafen (79mg/Nm³) und HKW Stuttgart Gaisburg (87mg/Nm³, geringste Fracht mit 56 Tonnen).

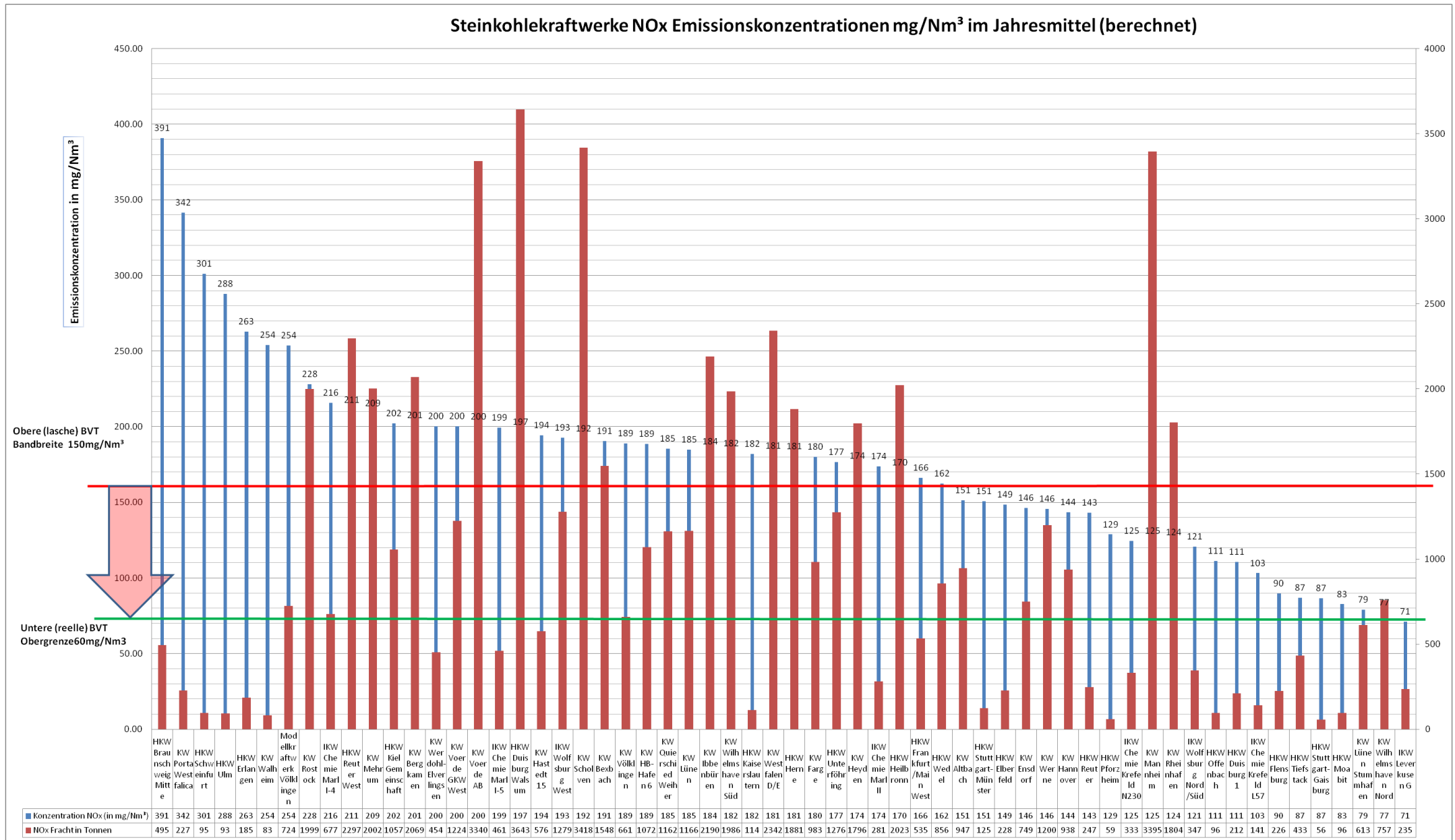
Die höchsten Konzentrationswerte wurden vom HKW Braunschweig Mitte (391mg/Nm³), KW PortaWestfalica (342mg/Nm³), HKW Scheinfurt (301mg/Nm³) und HKW Ulm (288mg/Nm³) erzielt.

Die höchsten Frachten wurden von HKW Duisburg: 3.643 Tonnen bei 197mg/Nm³, KW Scholven 3.418 Tonnen bei 192mg/Nm³, KW Mannheim 3.395 Tonnen bei 125mg/Nm³, KW Voerde AB 3.340 Tonnen bei 200mg/Nm³ und KW Westfalen D/E 2.342 Tonnen bei 181mg/Nm³ emittiert.

Bei den folgenden zehn Steinkohlekraftwerken sollten die Emissionsdaten anhand von offiziellen Messdaten überprüft werden, denn es scheint hier eine Überschreitung der rechtlich maximalen EU-Grenzwerte nach dem IED Sicherheitsnetz (d.h. Grenzwert im Monatsmittel 200mg/Nm³) und der 13. BimschV (200mg/Nm³ im Tagesmittel) vorzuliegen: HKW Braunschweig Mitte (391mg/Nm³), KW Porta Westfalica (342mg/Nm³), HKW Schweinfurt (301 mg/Nm³), HKW Ulm 288mg/Nm³), HKW Erlangen 263m/Nm³ KW Walheim (254mg/Nm³), KW Rostock (228 mg/Nm³), IKW Chemie Marl I-4 (216mg/Nm³), HKW Mehrum (211mg/Nm³) und HKW Kiel Gemeinschaft (202,3mg/Nm³).

⁴⁹ Siehe <http://kraftwerk-moorburg.hamburg/kraftwerk-moorburg/umweltschutz/> und Umwelterklärung 2015/2016.

Abbildung 18: NOx Emissionskonzentrationen Steinkohlekraftwerke in mg/Nm³ (2015) und verbleibende Restemissionen nach BVT (60mg/Nm³)



Berechnung auf Basis von 2015 LCP-D Datenbank. Annahme von Volumenstromfaktor von 350 Nm³/GJ

3.2.2.3 Vereinfachte Kostenanalyse von externalisierten Gesundheits- und Umweltschäden wegen Zusatzbelastung aus Steinkohlekraftwerken im Vergleich zu BVT

Die Studie vom EEB, CAN, EU, HEAL, Sandbag und WWF Oktober 2016, „Die dunkle Wolke über Europa lichten: Wie durch weniger Kohleabgase Leben gerettet werden“⁵⁰ gibt Auskunft von Externalisierten Kosten pro KW auf Basis von 2013 NOx und SOx Emissionsdaten. Dort wurden die externalisierten Kosten des Schadstoffaustrags SOx und NOx auf Basis von verschiedenen Grenzwertszenarien errechnet. Für Deutschland wird davon ausgegangen dass die IED Sicherheitsnetz Mindestgrenzwerte schon eingehalten werden, unter Vorbehalt der Überprüfung zu den zehn aufgeführten Steinkohlekraftwerke, welche den EU Grenzwert von 200mg/Nm³ / 13. BimschV überschritten haben.

Aus diesen Daten können folgende Gesundheitskosten –pro Betriebsjahr- wegen des Schadstoffes NOx und SOx aufgelistet werden, welche in Tabelle 18 aufgeführt werden:

Tabelle 19: Externalisierte Kostenberechnung NOx und SOx für Steinkohle-KW

Grenzwertszenario für 47 SK, auf Basis von konvertierten 2013 Daten	Vorzeitige Todesfälle	Externalisierte Kosten in Millionen € / Jahr	Technisch ersparte Gesundheitskosten bei Einhaltung von BVT (SOx und NOx Parameter) in Millionen € / Jahr
IED Grenzwerte (Referenzfall)	1 713	4.664	
BREF lasche Bandbreite	1 429	3.891	773
BVT	360	964	3.700

Falls die Betreiber von Steinkohlekraftwerke BVT Emissionswerte zu NOx und SOx einhalten würden, könnten 3.7 Milliarden € externalisierte Gesundheitskosten pro Betriebsjahr eingespart werden.

Eine Auflistung nach einzelnen Kraftwerken ist [hier](#) erhältlich⁵¹.

In der folgenden Tabelle sind die externalisierten Gesundheitskosten zu Quecksilber Emissionen von Steinkohlekraftwerken nach vereinfachter Kostenbilanz nach Ansatz von Nedellec, V. und Rabl, A dargestellt:

Tabelle 20: Externalisierte Kostenberechnung Hg für Steinkohle-KW

Szenario	Geringer Satz externalisierte Gesundheitsschäden Hg in Millionen €	Höherer Kostensatz externalisierte Gesundheitsschäden Hg
Emissionen 2015: 1.268 kg	29,07	66,08
Emissionen 2013-2015: 2.845 kg	99,9	227,05
Vermeidbare Kosten nach BVT (2015): 924 kg	21,2	48,18
Vermeidbare Kosten nach BVT (2013-2015): 3.300kg	75,70	172,04

Den Bundesbürgern hätte bei Umsetzung von BVT zwischen 21,2 - 48,18 Millionen € (2015 Emissionen) und 75,7- 172,04 Millionen € (2013-2015 Emissionen) wegen Hg verursachten externalisierten Zusatzkosten erspart werden können.

Wie der Tabelle 20 zu entnehmen ist, hätte die Einhaltung eines BVT Grenzwertes von 60mg/Nm³ zu NOx eine Kosteneinsparungen von 753 Millionen € nur für das Jahr 2015 für

⁵⁰ <http://eeb.org/publications/61/industrial-production/2263/die-dunkle-wolke-uber-europa-lichten.pdf>

⁵¹ <https://drive.google.com/drive/folders/0BwqAA6pVCTfWTjdXTHBMY0hfdms>

die Allgemeinheit erbracht. Bei einem angenommenen Weiterbetrieb von 10 Jahren (2017-2027) entspricht dies einer möglichen Kosteneinsparung von 7.5 Milliarden €.

Tabelle 21: Errechnete externalisierte Kosten wegen NOx Parameter SK, auf Basis von 2015 LCP-D Daten

Grenzwertszenario für 60 SK Blöcke	Externalisierte Kosten in Millionen € / Jahr	Technisch ersparte Gesundheitskosten NOx Parameter in Millionen €
2015 NOx Emissionen	1.164	-
BVT NOx Obergrenze (60mg/Nm ³) - 2015	411	753
BVT NOx Obergrenze (60mg/Nm ³) - 10 Jahre Betrieb	4.110	7.530

IV. Handlungsbedarf für die Bundesregierung zur Einhaltung von „Stand der Technik“ auf den deutschen Kohlekraftwerkspark im Einklang mit der Energiewende

Trotz intensiver Lobby seitens der Braunkohle zu den Emissionsbandbreiten für Stickoxid und Quecksilber wurden diese ohne die von den Betreibern gewünschte (und von der Bundesregierung unterstützte) Abschwächung verabschiedet.

Es gab vehemente Vorstöße seitens der deutschen Regierung, die NO_x Vorgaben im Interesse der Betreiber von Braunkohlekraftwerke aufzuweichen⁵². Die deutsche Bundesregierung zusammen mit Polen, der Tschechischen Republik, Bulgarien, Ungarn, Slowakei, Rumänien und Finnland, versuchte sogar, die Verabschiedung von diesen Umweltstandards zu kippen, obwohl diese jährlich mehr als 20.000 durch die EU-Kohlekraftwerke verursachten vorzeitigen Todesfälle verhindern würden.

Am 28 April 2017 wurden die Schlussfolgerungen des 2017 LCP Merkblatts mit knapper Mehrheit verabschiedet⁵³ und am 17. August 2017 im EU-Amtsblatt veröffentlicht.

Die obere BVT Bandbreite zu Quecksilber (4µg/Nm³ für Steinkohle und 7µg/Nm³ für Braunkohle) ist nach Sicht des EEB nur ein fauler politischer Kompromiss auf den kleinsten gemeinsamen EU Nenner, auf den sich die EU Kommission eingelassen hat. Ursprünglich wollte die EU Kommission (DG JRC) den deutschen Grenzwert von 10µg/Nm³ einfach 1:1 übernehmen, es gab jedoch auf Druck seitens des EEB und Greenpeace eine Unterstützung seitens des BMUB für den Wert von 7µg/Nm³, der dann als „Kompromiss“ in der Abschlussitzung von der EU Kommission sozusagen aus der Luft vorgeschlagen wurde. Sogar Daten von 2010 belegen, dass die Einhaltung von Hg -Emissionswerten von 1µg technisch machbar und ökonomisch vertretbar sind.

In den USA wurden 234 Kraftwerke (Blöcke) mit einer Kapazität von 382GWh (Stand 29/08/2017) mit spezifischer Hg-Abscheidungstechnik aufgelistet. Dies entspricht einem Anteil von 36,7% der gesamten kohlebefeuelten Kraftwerke der USA und entspricht einer Kapazität von ca. 110GWel⁵⁴.

In der EU liegt die Gesamtkapazität von Kohlekraftwerken bei ca. 138 GWel, davon 52GWel in Deutschland. **Dies bedeutet, dass die US Kohlekraftwerkbetreiber es in weniger als zwei Jahren fertig gebracht haben, fast die Gesamtkapazität der gesamten EU und mehr als die doppelte Kapazität Deutschlands mit quecksilberspezifischen Minderungstechniken nachzurüsten. Es wäre völlig unakzeptabel, dass die EU Betreiber diesem eklatanten Nachholbedarf nicht Folge leisten würden.**

Selbstverständlich ist die einzig nachhaltige und umwelt- sowie auch gesundheitsfreundlichste Lösung komplett auf eine Verbrennung von Rohstoffen zur Energie-Erzeugung zu verzichten. Hier kann eine Parallele zu dem Automobilsektor gezogen werden: Die Verbrennungsmotoren haben auf lange Sicht keine Zukunft und dies erkennt die Branche selbst. Energieerzeugung ohne Verfeuerung der Rohstoffe, erneuerbare Energien und Energieeffizienz ist deshalb die bessere Lösung im Vergleich zu jeder Art von Filtertechnik „end of pipe“ auf Feuerungsanlagen, denn es entstehen immer Emissionen von Schadstoffen durch den chemischen

⁵² Siehe <http://eeb.org/publications/61/industrial-production/2410/notes-on-the-main-discussion-points-and-positions-taken-by-member-states-at-the-20-october-2016-ied-article-13-forum-meeting-on-the-revised-lcp-bref.pdf> (Englisch) und http://www.eeb.org/EEB/assets/File/IED_FORUM_Notes_20161020.pdf (Englisch) und http://www.klima-allianz.de/fileadmin/user_upload/Daten/Publikationen/Hintergrund/2016_10_Die_Bundesregierung_schwaecht_europaeische_Umwelt-_und_Gesundheitsstandards_zugunsten_alter_Braunkohlekraftwerke.pdf

⁵³ <http://eeb.org/cleaner-air-the-winner-after-germany-fails-to-block-new-eu-rules/> (Englisch)

⁵⁴ Auswertung Christian Schaible, Basis US EPA Datenbank <https://ampd.epa.gov/ampd/> ; MATS reporting

Verbrennungsprozess. Feuerungsanlagen mit „0“ Emission gibt es deshalb nicht, auch wenn die Industrie mit dem Vorstoß zu High Efficiency Low Emissions (HELE) wirbt.

Die Studien wie EB/GP *“Health and Economic implications of alternative emission limits for coal-fired power plants in the EU”* von Mai 2015 und EEB, CAN, EU, HEAL, Sandbag und WWF von Oktober 2016, *„Die dunkle Wolke über Europa lichten: Wie durch weniger Kohleabgase Leben gerettet werden“* belegen dass trotz Umsetzung von BVT signifikante Gesundheitsauswirkungen erhalten bleiben.

Deshalb ist ein Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken auch unter BVT Einhaltung nicht Umwelt- und Gesundheitskompatibel. Das EEB hat sich deshalb auf ein Endziel für die Kohlestromverfeuerung in der EU auf spätestens 2030 verständigt⁵⁵.

Immissionsschutz und BVT-Standards sollten Hand in Hand mit Anliegen der Klimapolitik gehen. Das EEB regt an, dass die Stellschrauben, welche das LCP Merkblatt jetzt bedient, für die Energiewende und aus Gesundheits- und Umweltschutzgründen von der Bundesregierung konsequent genutzt werden sollten. Eine 1:1-Umsetzung nach dem kleinsten gemeinsamen EU-Nenner kommt deshalb nicht in Frage.

4.1 EEB Eckpunkte zur Anpassung der anstehenden Revision der 13. BImSchV. (Luftemissionen)

Wie die Auswertung in [Kapitel III](#) belegt, sind gerade mal drei Braunkohlekraftwerke einer „Herausforderung“ gestellt: Lippendorf, Chemnitz, Schkopau und Buschhaus (nur in 2015) emittierten mehr als 10µg/Nm³. Das Steinkohlekraftwerk Farge und Steinkohleheizkraftwerk Duisburg emittierten ebenfalls über diesen Grenzwert. Alle anderen dürften bei Umsetzung der oberen EU BVT Bandbreite weiteremittieren wie bisher.

Die Analyse belegt, dass bei einer konsequenten Umsetzung der immissionsschutzrechtlichen Anforderungen auf Basis von BVT ein Emissionsgrenzwert von 1µg/Nm³ für Quecksilber und maximal 85 mg/Nm³ für Stickoxide (NOx) gelten sollte.

Dadurch würden die Betreiber **eine Gesamtfracht von 4.077kg Quecksilber pro Jahr vermeiden. Dies entspricht einem Minderungspotenzial der jährlichen Quecksilberfrachten von 81,3% und hätte zu einer kumulierten Vermeidung der Gesamtfracht von über 15 Tonnen im Zeitraum 2013 bis 2015 geführt.**

Der Stickstoffparameter (NOx) ist ebenfalls von besonderer Relevanz, um die Quecksilberemissionen und auch schädliche Stickoxidemissionen aus den deutschen Kohlekraftwerken zu senken und damit negative Gesundheits- und Umweltauswirkungen konsequent zu reduzieren. Dazu sind höhere Abscheidungen durch Selektive Katalytische Reduktion (SCR)- - kurz Katalysatoren- von besonderer Bedeutung, zum Einen um die Oxidation des Quecksilbers zu erhöhen und somit dessen Abscheidung signifikant zu verbessern. Zum Anderen um die NOx Frachten signifikant zu reduzieren und das Luftqualitätsproblem in Deutschland besser in den Griff zu bekommen.

Ein Katalysator ist schon bei Steinkohlekraftwerken in Deutschland seit Jahrzehnten Standard, sogar jeder EUROVI PKW und LKW hat eine sekundäre DeNox-Technik (KAT) installiert, um Standards zur Minderung von Luftverschmutzung einzuhalten. Die Betreiber von Braunkohlekraftwerken sind jedoch von dieser Anforderung, welche Zusatzabscheidungen von mindestens 85% NOx und ca. 33-49% Quecksilber erzielt, befreit. Diese Fehlentscheidung im ausschließlichen Privatinteresse der Braunkohleindustrie muss umgehend korrigiert werden.

Die internationalen und EU Rahmenbedingungen d.h. die Minamata Konvention und das aktualisierte 2017 LCP BREF zwingen jedoch die Bundesregierung jetzt mehr für die

⁵⁵ Siehe „EEB Medium Term Strategy 2016-2019“, im Oktober 2016 vom Vorstand verabschiedet , Seite 12 <http://eeb.org/wp-content/uploads/2017/05/EEB-MTS-2016-2019.pdf>

Schadstoffvermeidung an der Quelle zu tun. Dies steht in der baldigen Umsetzung durch eine Revision der 13. BimschV an.

Der Staatssekretär des BMWi Matthias Machnig (SPD) scheint hier aber den Wunschgedanken der deutschen Kraftwerksbetreiber und der Braunkohlelobbyisten des DEBRIV nachzugehen. Die Industrie hatte sich beschwert, dass durch die Novelle des BVT Merkblatts EU-weit ab 2021 ein Grenzwert von unter 10µg/ festgelegt wird. Im Antwortbrief an die Geschäftsführung von RWE, STEAG, Vattenfall und DEBRIV, welcher dem EEB vorliegt, befriedigt Herr Machnig die Braunkohlelobby, indem er beschwichtigt: „Wir sind im Ergebnis übereingekommen, dass wir das von Ihnen dargestellte Problem auf der nationalen Ebene lösen werden, wenn die Umsetzung der BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen ansteht. **Um Ihren Bedenken Rechnung zu tragen, haben wir uns konkret verständigt, bei der nationalen Umsetzung die bestehenden Spielräume zu nutzen und den Grenzwert für Quecksilber im oberen Bereich der vom BREF vorgegebenen Spannbreite festzulegen.**“ Die Bundesregierung wollte ebenfalls die NOx Vorgaben für Braunkohlebetreiber beim status quo für die nächsten Jahrzehnte belassen. Dieser Ansatz lässt aber die negativen Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit und Umweltschutz außer Betracht.

Das EEB schlägt vor, dass für Kohlekraftwerke mit einer thermischen Leistung von mehr als 300MWth ab spätestens 2021 folgendes gilt:

EEB Vorschläge (Eckpunkte) für 13. BimschV (Kohlekraftwerke ab 300MWth):

1. **Konsequent müssen bei weiterem Betrieb bis 2024 oder mehr die strikten BVT-Emissionsbandbreiten zu Schwefeldioxid (10mg/Nm³ JMW), Staub (2mg/Nm³ JMW) und Quecksilber (1µg/Nm³ JMW) vorgeschrieben werden.**
2. **Ein Jahresgrenzwert zu NOx von 85mg/Nm³ oder geringer sollte gesetzt werden, wenn Anlagen noch bis 2024 oder mehr laufen sollen**
3. **Evtl. Kompromisslösungen (Ausnahmen zu Punkt 1 und 2):** Falls eine Braunkohle-Anlage bis 2024 unwiderruflich schließt, kann man sich mit der betroffenen Öffentlichkeit verständigen, dass eine Obergrenze von 150 mg/Nm³ für NOx und 3µg/Nm³ Quecksilber gelten darf. Somit werden Betreiber von Kraftwerken, die Braunkohle und Betreiber von Kraftwerken, die Steinkohle und feste Biomasse verfeuern, bei den kostenintensiveren Parametern (NOx) nach dem Gleichbehandlungsgrundsatz gleichgestellt. Dort wurde eine obere Bandbreite von 150mg/Nm³ festgelegt, Betreiber von Braunkohlekraftwerken sollten in keinem Fall Immissionsschutzrechtlich bevorzugt werden.
4. Alternativ kann ausgehandelt werden, dass der Betreiber eine Ausnahme einfordern kann, aber im Gegenzug muss der Betrieb ab 2020 gedrosselt werden: Der EU Rechtsrahmen lässt eine zeitlich befristete Ausnahme im Gegenzug von 17.500 Stunden und Abschaltung bis 2024 zu. Das BVT Merkblatt erlaubt ebenfalls den status quo für deutsche Braunkohlekraftwerke, falls diese den Betrieb auf maximal 1.500 Stunden pro Jahr drosseln. Diese Ausnahme sollte aber nur für den gesamten Standort, nicht einzelne Blöcke gelten und unter öffentlicher Beteiligung in einem vertretbaren Rahmen diskutiert werden.
5. **Minimale Energieeffizienzstandards sollten bindend ab 2020 gelten**
Das LCP BREF setzt in BVT 19. minimale Energieeffizienzstandards, welche mit den Besten Verfügbaren Techniken erreicht werden können, fest. Dabei sollten die Anforderungen für Bestandsanlagen sich an die Standards für „Neuanlagen“ festlegen, denn die Daten stammen ebenfalls aus Bestandsanlagen, die schon von 2010 bis 2013 in Betrieb waren.

Die BVT-assoziierten Energieeffizienzwerte (elektrischer Nettoeffizienzgrad) liegen:

- bei Steinkohlekraftwerke ab 1.000MWth bei 45-46%, ab 600MWth 44%; unter 1.000MWth bei 41,5%.
- bei Braunkohlekraftwerke ab 1.000MWth 42-44%, ab 600MWth bei überkritischen/Ultra-überkritischen Dampfzuständen 44%; unter 1.000MWth bei 40%.
- Der gesamte Nettobrennstoffnutzungsgrad (bei Kraft-Wärmekopplung) beträgt bis zu 97% für alle Verbrennungseinheiten. Ein Mindestnettobrennstoff-Nutzungsgrad von 85% scheint hier angemessen zu sein.

Das Erreichen dieser Energieeffizienzwerte ist technisch realisierbar und ökonomisch vertretbar. Aus klimapolitischen Gesichtspunkten sollten diese als Mindeststandards ab spätestens 2021 gelten. Laut IED Artikel 9(2) ist es den Genehmigungsbehörden überlassen, ob diese BVT-assoziierten Energieeffizienzwerte umzusetzen sind. Es sollten auf Bundesebene klare Forderungen (bindende Mindestenergieeffizienzstandards) erlassen werden.

Diese Forderung kann ebenfalls genutzt werden, um das defekte EU Handelssystem zu unterstützen, indem ein zusätzlicher CO₂ Kostenbeitrag errechnet wird, welcher nach Energieeffizienzperformance des Erzeugers gestaffelt wird.

Das EEB hatte diesbezüglich der Englischen Regierung einen „Emission performance factor“ (EPF) vorgeschlagen. Das EPF wird auf Basis der geringsten CO₂ Referenzbaseline berechnet, welche mit fossilen Brennstoffen erzielt werden kann. Das Fortuna KWK GuD in Düsseldorf erzielt eine CO₂ performance von 320g CO₂eq/ KWh (230 g CO₂eq /KWh bei Wärmekopplung) d.h. eine Nettoeffizienz von mehr als 60% (mit einer von Siemens entwickelten Gasturbine Model SGT5-8000H).

Um den EPF zu berechnen, müsste der Betreiber eines Energieerzeugers die erzielte CO₂ performance seines Erzeugers von CO₂ eq Emissionen/KW netto output durch das Referenzbaseline-Szenario (fossile Energie) d.h. 320g CO₂eq/KWh dividieren. Dieser EPF muss dann beim Kauf jeder Emissionsberechtigung (European Union Allowance EUA) angewendet d.h. multipliziert werden.

So würde sichergestellt, dass Betreiber, die sich entschieden haben, einen CO₂ intensiveren Brennstoff in ineffizienten Erzeugern zu verfeuern, mehr beitragen, womit dem Verursacherprinzip, auf welchem das EU Handelssystem aufgebaut ist, mehr Rechnung getragen wird. Dabei werden auch Betreiber von Kraftwerken, welche andere fossile Brennstoffe verfeuern, zur Kasse gebeten.

Politisch kann entschieden werden, den EPF durch einen Korrekturfaktor pro Jahr zu erhöhen, z.B. +1 oder mehr, falls die bessere Energieeffizienzperformance zur sicheren und zeitlichen Einhaltung der Klimaziele nicht rechtzeitig erreicht wird.

Die Berechnungsformel könnte so aussehen:

$$EPF = (n - 2020) + \frac{EP \text{ actual (xg CO}_2 \text{ eq/KWh)}}{EP \text{ ref base(320g CO}_2 \text{ eq/KWh)}}$$

EPF = Emission Performance Factor ; N= Referenzjahr an dem der EPF angewendet wird; EP actual: CO₂ Emissionen des Erzeugers in X g CO₂eq/KWh; EP ref base: Referenzbasis des „kohlenstoffarmen“ Erzeugers nach BVT d.h.320gCO₂eq/KWh, welches je nach Stand der Technik angepasst wird.

Beispiel 1: Ein Steinkohlekraftwerk welches den Energieeffizienzstandard nach BVT von 45% Nettoeffizienz einhält emittiert ca 740g CO₂/KWh. Der EPF wäre bei Anwendung der Formel bei **2.3**. Der Betreiber dieses Erzeugers müsste also in 2020 für jede EUA von momentan ca 6€/Tonne CO₂ einen Aufschlag von +7,8€/Tonne CO₂ einzahlen.

Beispiel 2: Ein Braunkohlekraftwerk welches den Energieeffizienzstandard nach BVT von 42% Nettoeffizienz einhält emittiert ca 920g CO₂/KWh. Der EPF wäre bei Anwendung der Formel bei **2.875**. Der Betreiber dieses Erzeugers müsste also in 2020 für jede EUA von momentan ca 6€/Tonne CO₂ einen Aufschlag von +11,25€/Tonne CO₂ einzahlen.

In 2021 würde der EPF bei diesen Erzeugern um +1 erhöht (3.3 für Beispiel 1= EUA Aufschlag von +13.8€/Tonne; 3.875 für Beispiel 2= EUA Aufschlag von +17.25€/Tonne).

Laut der United Nations Global Compact (UNGC) initiative, verlangen über 13.000 Wirtschaftsinteressenvertreter dass der CO₂ Preis bei mindestens 100 US Dollar (ca 85€) pro Tonne CO₂eq in 2020 liegen sollte, um das 1,5-2° Grad Ziel nicht zu verfehlen. Bei Beispiel 1 würde ein EUA Preis von 85€/Tonne CO₂ erst im Jahr 2034 erreicht werden, für Beispiel 2 im Jahr 2032. Es ist hier der Politik überlassen den EPF / Korrekturfaktor so anzupassen dass dieses Ziel rechtzeitig erreicht wird z.B. durch angemessenen Korrekturfaktoren welche nach den EUA Preisspannen angepasst werden.

6. **Falls es eine Ausnahmegenehmigung nach Artikel 15.4 der IED geben soll, muss der Betreiber mit Kompensationsmechanismen wegen des volkswirtschaftlichen Schadens durch die Luftverschmutzung geradestehen.** Der Betreiber sollte auf alle Fälle eine Art „Gesundheitsschutzbeitrag“ leisten. Die Festlegung der Kompensationsbeiträge sollte an der Umweltperformance nach Punkt 2 und 4 gestaffelt werden. Die in [Kapitel 3.1](#) aufgeführten Beträge zu externalisierten Gesundheitskosten (18.919€/Tonne NO_xemittiert und 22.937-52.129€/kg Hgemittiert) geben dazu einen guten Anhaltspunkt, wie hoch der Gesundheitsschutzbeitrag gesetzt werden sollte.
7. **Für die Anlagen, die 2021 über 36 Jahre alt sein werden, ist ein Weiterbetrieb oder eine Nachrüstung mit Blick auf Alter, Klimaziele und schlechte Umweltperformance sowieso nicht sinnvoll.**
Es wird davon ausgegangen, dass bei einem Kesselalter über 36 Jahre die Netto Energie-Effizienzperformance schlecht ist ([siehe Tabelle 9](#)).

Diese Vorgaben müssen in der kommenden Legislaturperiode umgesetzt werden z.B. Revision der 13. BimschV.

Forderungen zum Wasserpfad (Anhang 47 der AbwasserVerordnung)

Auf Basis von BVT und dem Verschlechterungsverbot nach der Wasserrahmenrichtlinie muss ein Quecksilber-Grenzwert im Wasser von nicht mehr als 0,1µg/l im Jahresmittel umgesetzt werden. Nach dem phase-out Ziel der Wasserrahmenrichtlinie sollte eine „0 Immission“ im Wasserpfad erreicht werden. Die Wasserrahmenrichtlinie setzt die Frist für die Einhaltung des guten chemischen Wasserstatus für den 31/12/2021 fest. Die Wasserverordnung und die Genehmigungsbescheide sollten dementsprechend angepasst werden.

V. Quellen und Literaturverzeichnis

Ahrens 2011 Mit Brom und Aktivkohle gegen Emissionen. In: *VDI Nachrichten*, 11.2.2011. Online verfügbar unter <http://www.ingenieur.de/Themen/Klima-Umwelt/Mit-Brom-Aktivkohle-Emissionen>, zuletzt geprüft am 24.8.2017.

Chang et al. 2010 Chang, R.; Dombrowski, K.; Senior, C. (2010): Near and Long Term Options for Controlling Mercury Emissions from Power Plants. Paper # 25. Hg. v. URS Corporation, San Francisco, 2010.

Chu, P. (2004). Effects of SCRs on Mercury, Mercury Experts Conference, Glasgow, Scotland, May 2004

EEB, CAN-EU, HEAL, Sandbag und WWF Oktober 2016, „Die dunkle Wolke über Europa lichten: Wie durch weniger Kohleabgase Leben gerettet werden“
<http://eeb.org/publications/61/industrial-production/2263/die-dunkle-wolke-uber-europa-lichten.pdf>

EEA (2014) Europäische Umweltagentur (EEA) Technischer Bericht Nr. 20, 2014 “Costs of Air Pollution from industrial facilities 2008-2012”

EEA Air quality report (2015) <https://www.eea.europa.eu/publications/air-quality-in-europe-2015> und (2016) <https://www.eea.europa.eu/publications/air-quality-in-europe-2016>

Favale, A., Nakamoto, T, Kato, Y., and Nagai Y. (2013), Mercury Mitigation Strategy through the Co-Benefit Of Mercury Oxidation With SCR Catalyst, Power Engineering, January 2013.

Kather, A., Klostermann, M. „Grenzwerte für Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken“, VGB Powertech 12 /2015

Marsan , R.; Ehrnschwender, M. (2012): Maintaining High Level Mercury Capture in wFGD Absorber, *STEAG Energy Services LLC*. APC Round Table Expo Presentation. Reinhold Environmental Ltd. Baltimore, 16./17.7.2012.

Meij, und Winkel The emissions of heavy metals and POP from modern coal-fired power stations; *Atmospheric Environment* 2007, 41:9262-9272

Myllvirta, L. (Greenpeace), Schaible, C. (EEB) und Holland, M. (EMRC); Greenpeace Mai 2015 “Health and Economic implications of alternative emission limits for coal-fired power plants in the EU”, <http://eeb.org/publications/61/industrial-production/2415/health-and-economic-impacts-of-alternative-emission-limits-for-coal-power-plants-in-the-eu.pdf>

Nedellec, V. ; Rabl, A. Februar 2016 “Costs of Health Damage from Atmospheric Emissions for Toxic Metals. Part 2: Analysis for Mercury and Lead. “

Schütze, J. et al, „Quecksilber-Abscheidung am Beispiel des Kraftwerkes Lippendorf“; VGB Power Tech 12//2015

Tebert C. (2015); „Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken“ (Ökopol, 21 Dezember 2015)

Tebert C., Volz S., Gebhardt P., Dehoust G., Kremer, P. „Gutachten im Rahmen der Entwicklung einer medienübergreifenden Quecksilber-Minderungsstrategie für Nordrhein Westfalen, 23.03.2016

Zeschmar-Lahl (2014), „Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken in Deutschland – Stand der Technik der Emissionsminderung“

Internet Links:

- **13. BImSchV (2013):** Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen vom 2.5.2013, zuletzt geändert durch Artikel 6 der Verordnung vom 28.4.2015. In: *BGBl. I*, S. 1021, 1023, 3754, 2013. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bimschv_13_2013/gesamt.pdf, zuletzt geprüft am 24.8.2017.
- **Richtlinie 2010/75/EU über Industrieemissionen** (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung), ABl. L 334 vom 17.12.2010 <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/AUTO/?uri=CELEX:32010L0075&qid=1501511782882&rid=1>
- **2017 LCP BREF Schlussfolgerungen.** Durchführungsbeschluss (EU) 2017/1442 der Kommission vom 31. Juli 2017; EU Amtsblatt L 212/1 vom 17.8.2017 <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017D1442&qid=1503382082324&from=EN>
- **2006 LCP BREF** http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/lcp_bref_0706.pdf
- **UN BAT/BEP Merkblatt für Kohlekraftwerke** ; UN Environment 2016, „Guidance on best available techniques and best environmental practices: Coal fired power plants and coal-fired industrial boilers“
http://www.mercuryconvention.org/Portals/11/documents/forms%20and%20guidance/English/BATBEP_coal.pdf
- **Minamata Konvention**
<http://www.mercuryconvention.org/Convention/tabid/3426/language/en-US/Default.aspx>
- **Minamata EU Verordnung** (vorläufige Version) http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CONSIL:PE_4_2017_REV_1&from=EN

EEB Materialien zum Thema:

- <http://eeb.org/work-areas/industry-health/industrial-emissions/>
- <http://www.zeromercury.org/>
- Die dunkle Wolke Lichten (deutsche Fassung) <http://eeb.org/publications/61/industrial-production/2263/die-dunkle-wolke-uber-europa-lichten.pdf>
- Die dunkle Wolke Lichten (Hintergrundmaterial)
<https://drive.google.com/drive/folders/0B9LWbY1olZldSFF6TW1MZjBTUms>
- Hintergrund Diskussionen im IED Ausschuss zu 2017 LCP BREF
- <http://eeb.org/publications/61/industrial-production/2410/notes-on-the-main-discussion-points-and-positions-taken-by-member-states-at-the-20-october-2016-ied-article-13-forum-meeting-on-the-revised-lcp-bref.pdf> (Englisch)
- http://www.eeb.org/EEB/assets/File/IED_FORUM_Notes_20161020.pdf (Englisch)
- http://www.klima-allianz.de/fileadmin/user_upload/Dateien/Daten/Publikationen/Hintergrund/2016_10_Die_Bundesregierung_schwaecht_europaeische_Umwelt-_und_Gesundheitsstandards_zugunsten_alter_Braunkohlekraftwerke.pdf
- <http://eeb.org/cleaner-air-the-winner-after-germany-fails-to-block-new-eu-rules/> (Englisch)



The EEB is Europe's largest network of environmental citizens' organisations. We bring together around 140 civil society organisations from more than 30 European countries. We stand for sustainable development, environmental justice and participatory democracy.