
IASS WORKING PAPER

Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS)

Potsdam, April 2014

CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke – Ausgestaltungsansätze und Bewertung einer möglichen Einführung auf nationaler Ebene

Dr. Dominik Schäuble, Dr. Dolores Volkert,
Dr. David Jacobs und Prof. Dr. Klaus Töpfer



Inhalt

- 1. Einleitung** 4

- 2. Hintergrund** 6
 - 2.1** Entwicklung der deutschen Treibhausgasemissionen und die Rolle der Stromerzeugung 6
 - 2.2** Das Europäische Emissionshandelssystem 9

- 3. CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke – Internationale Erfahrungen** 10
 - 3.1** Großbritannien 10
 - 3.2** USA 12
 - 3.3** Kanada 13

* *Plattform Energiewende am IASS, Potsdam, 24. April 2014*

4.	Mögliche Umsetzung in Deutschland	14
4.1	Ausgestaltungsansätze	14
4.1.1	Grundlegende Fragen/Typologie von Emissionsgrenzwerten	14
4.1.2	Ausgestaltungsansätze für Deutschland	17
4.2	Nebenwirkungen einer Einführung von Emissionsgrenzwerten für Kraftwerke	19
4.3	Rechtliche Umsetzbarkeit	20
4.3.1	Gesetzliche Ausgangslage	20
4.3.2	Änderungsbedarf im deutschen Recht	21
4.3.3	Umgang mit Bestandsanlagen	22
4.3.4	Vereinbarkeit mit höherrangigem Recht	23
5.	Zusammenfassung und Bewertung	27
6.	Fazit	29
	Literaturverzeichnis	30
	Anhang	32

1. Einleitung

Die Treibhausgasemissionen Deutschlands waren im Jahr 2013 um 1,2% höher als noch 2012. Das zeigen die jüngsten Schätzungen des Umweltbundesamtes.¹ Damit setzte sich die Entwicklung der Jahre 2011/2012 fort. Die relativ kalten Winter, zunehmende Stromexporte und die Verschiebung im Strommix von Erdgas zu Kohle werden als Hauptgründe für die steigenden Treibhausgasemissionen angeführt. Über einen längeren Zeitraum betrachtet, nehmen die deutschen Treibhausgasemissionen zwar ab, bei einem Fortschreiben der mittleren THG-Emissionsminderungsrate der Jahre 2000–2013 wird Deutschland sein 2020-Klimaziel (minus 40% im Vergleich zum Basisjahr 1990) allerdings verfehlen (Abb. 2).

Die Treibhausgasemissionen der deutschen Kraftwerke, die für den Anstieg der deutschen Treibhausgasemissionen der letzten beiden Jahre mitverantwortlich waren, werden im Rahmen des EU-Emissionshandels reguliert. Allerdings ist die Menge an CO₂-Zertifikaten im Emissionshandel derzeit ungefähr doppelt so groß wie die tatsäch-

lichen jährlichen Emissionen der umfassten Anlagen. Das Ergebnis ist ein CO₂-Preis von 5,00 €/t.² Der Beitrag dieses niedrigen CO₂-Preises zu den Grenzkosten der Stromerzeugung, die für den Kraftwerkseinsatz entscheidend sind, ist im Vergleich zu den Brennstoffkosten klein. Derzeit bestimmt also die Differenz zwischen Gas- und Steinkohlepreis die Emissionen der deutschen Stromerzeugung und nicht der Emissionshandel. Relativ hohe Gas- und sinkende Kohlepreise haben seit 2011 zu einer Ausweitung der Kohleverstromung geführt (Tab. 1).³ Der Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie ist dagegen bilanziell komplett durch den Ausbau der erneuerbaren Energien kompensiert worden.⁴

Um den kumulierten Zertifikatsüberschuss im Emissionshandel abzubauen werden derzeit Reformmaßnahmen durchgeführt (sog. Backloading⁵). Weitere Reformen werden für die vierte Handelsphase ab 2020 intensiv diskutiert.⁶ Der CO₂-Preis könnte dadurch leicht ansteigen.

¹Umweltbundesamt, *Pressemitteilung: Treibhausgasausstoß im Jahr 2013 erneut um 1,2 Prozent leicht gestiegen*, abrufbar unter: <http://www.umweltbundesamt.de/presse/presseinformationen/treibhausgasausstoß-im-jahr-2013-erneut-um-12>, 10. März 2014.

²European Energy Exchange, *EU Emission Allowances, Primary Market Auction*, <http://www.eex.com/de/markt-daten/emissionsrechte/auktionsmarkt/european-emission-allowances-auction#/2014/04/10>, Stand: 10. April 2014.

³Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittlands-kohlepreis/> und <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/>, Stand: 15. April 2014.

⁴Agora Energiewende, *Das deutsche Energiewende-Paradox: Ursachen und Herausforderungen*, April 2014.

⁵Europäische Kommission, *Pressemitteilung: „Backloading“ beschlossen: EU stärkt Handel mit CO₂-Emissionen*, abrufbar unter: http://ec.europa.eu/deutschland/press/pr_releases/11960_de.htm, 09. Januar 2014.

⁶Europäische Kommission, *Commission Staff Working Document, Impact Assessment accompanying the document Proposal for a Decision of the European Parliament and of the Council concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC*, 22. Januar 2014.

Die bislang beschlossenen Maßnahmen werden ohne weitere Veränderungen aber kaum dazu führen, dass der CO₂-Preis bis 2020 einen nennenswerten Einfluss auf die deutsche Stromerzeugung haben wird (Abb. 1). Inwieweit sich die Steuerungswirkung zwischen 2020 und 2030 entfalten wird, hängt maßgeblich von den politischen Entscheidungen in den nächsten beiden Jahren ab.⁷

Vor diesem Hintergrund sind in den vergangenen Monaten vermehrt zusätzliche Instrumente vor allem auf nationaler Ebene diskutiert worden, die die zukünftigen CO₂-Emissionen der deutschen Kraftwerke begrenzen können. Hierzu gehören insbesondere das Verbot neuer Kohlekraftwerke, die Einführung von Mindestwirkungsgraden, eine verpflichtende Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung, Flexibilitätsvorgaben für Kraftwerke, Einschränkungen des Tagebaus, ein gesetzlich festgelegter Kohleausstieg oder ein nationaler CO₂-Mindestpreis.^{8,9,10}

CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke sind ein weiteres interessantes Instrument, das international bereits vielfach eingesetzt wird. Das Ziel einer Einführung von CO₂-Emissionsgrenzwerten für Kraftwerke ist die kurz- und mittelfristige Verminderung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung. Emissionsgrenzwerte können Investitionen in emissionsintensive Neu- und Bestandsanlagen verhindern und so einer Verfestigung der bestehenden Kraftwerksstruktur mit potentiell negativer Rückwirkung auf die Klimapolitik vorbeugen. Zusätzlich können Emissionsgrenzwerte die CO₂-Emissionen von Bestandskraftwerken beschränken.

Der folgende Beitrag untersucht die Einführung von CO₂-Emissionsgrenzwerten auf nationaler Ebene kritisch. Neben internationalen Beispielen und daraus abgeleiteten Ansätzen zur Umsetzung in Deutschland werden vor allem rechtliche Aspekte näher untersucht. Der Beitrag schließt mit einer Bewertung des analysierten Instruments.

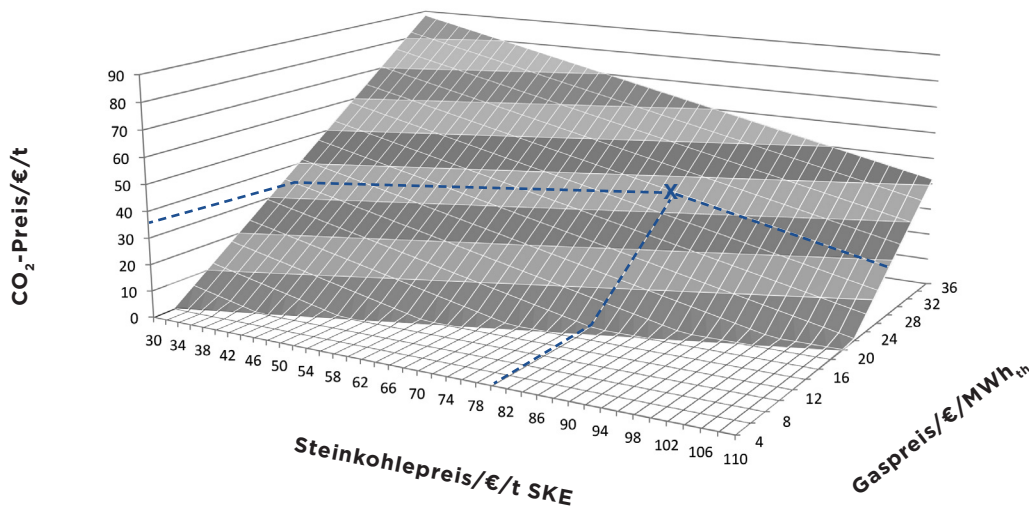


Abbildung 1: CO₂-Preis, bei dem die Grenzkosten der Stromerzeugung eines alten Steinkohlekraftwerks (SK) und eines modernen Gas- und Dampfkraftwerks (GuD) gleich hoch sind, in Abhängigkeit der Energieträgerpreise.

Der hervorgehobene Datenpunkt zeigt den entsprechenden CO₂-Preis für mittlere Energieträgerpreise von 2013.¹¹ Die hier als Fläche dargestellten CO₂-Preise sind mindestens nötig, damit eine Verschiebung des Energieträgereinsatzes in der Stromerzeugung von Steinkohle zu Gas bei unterschiedlichen Energieträgerpreisen stattfindet. Eigene Berechnungen. Annahmen: Effizienz SK 36%, Effizienz GuD 58%, CO₂-Intensität SK 0,94 t/MWh, CO₂-Intensität GuD 0,35 t/MWh.

⁷ Oliver Geden, Severin Fischer, *Moving Targets – Die Verhandlungen über die Energie- und Klimapolitik-Ziele der EU nach 2020*. SWP-Studie, 2014.

⁸ Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland/Deutsche Umwelthilfe, *Rechtliche Instrumente zur Verhinderung neuer Kohlekraftwerke und Braunkohletagebaue in Deutschland*, Rechtsgutachten erstellt von Roda Verheyen, Berlin, Mai 2013.

⁹ Greenpeace Deutschland, *Kohleausstiegsgesetz, Verteilung der Reststrommengen und Folgenabschätzung für den Kohlekraftwerkspark*, erstellt von Ecofys Deutschland, Mai 2012.

¹⁰ Bündnis90/Die Grünen Bundestagsfraktion, *Eckpunkte für die Reform des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG)*, Fraktionsbeschluss vom 17. Januar 2014.

¹¹ Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Fn. 3).

2. Hintergrund

2.1 Entwicklung der deutschen Treibhausgasemissionen und die Rolle der Stromerzeugung

In ihrem Energiekonzept aus dem Jahr 2010 hat die Bundesregierung das Ziel festgeschrieben, den Treibhausgasausstoß bis zum Jahr 2020 gegenüber 1990 um 40% zu reduzieren.¹² Eine genaue Betrachtung der Emissionsreduktion der Jahre 2000 bis 2013 verdeut-

licht, dass Deutschland die mittlere jährliche Reduktionsrate steigern muss, um das von der Bundesregierung ausgegebene Ziel für 2020 zu erreichen (Abb. 2). Diese Tatsache mag angesichts des enormen Ausbaus der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung in den vergangenen Jahren durchaus überraschen.

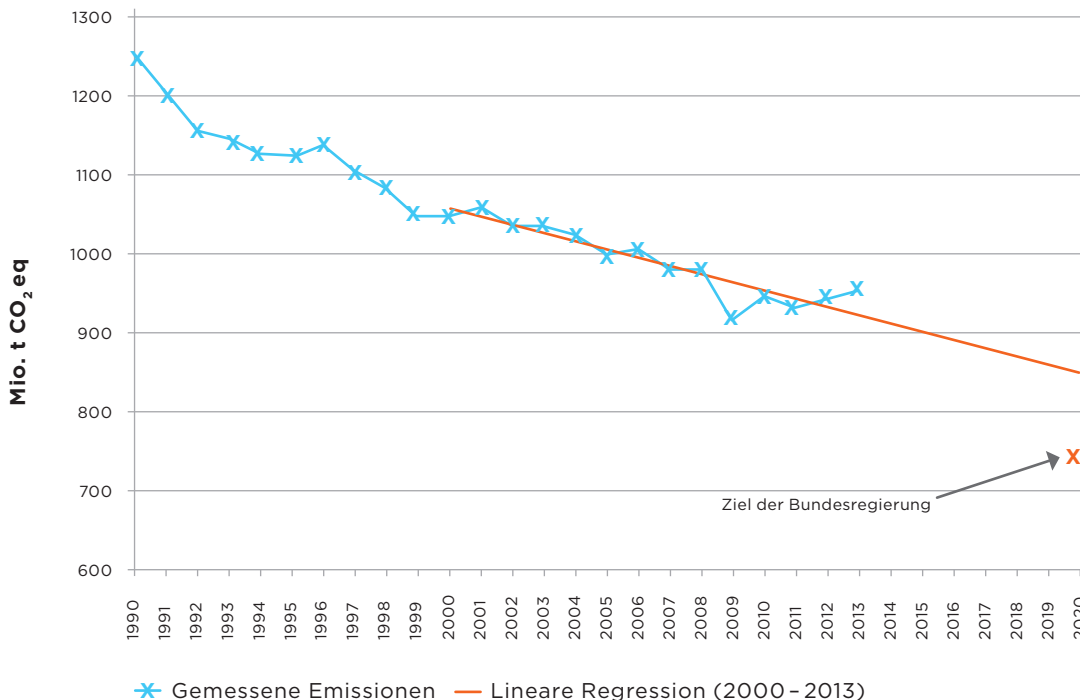


Abbildung 2: Treibhausgasemissionen in Deutschland in Millionen Tonnen CO₂-äquivalent¹³.

Blau: Gemessene Emissionen. Rot: Lineare Regression über die Jahre 2000 bis 2013 und Ziel der Bundesregierung.¹⁴

¹² Bundesregierung, *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, 2010, S. 4.

¹³ 1kg CO₂-äquivalent entspricht der Masse eines Treibhausgases mit der Strahlungswirksamkeit von 1 kg CO₂.

¹⁴ Bundesregierung (Fn. 12).

Deutschland hat im Jahr 2013 Treibhausgase mit einer CO₂-äquivalenten Masse von 951 Millionen Tonnen ausgestoßen, was wiederum einem Ausstoß von 11,8 Tonnen pro Person pro Jahr entspricht.¹⁵ Gut 80 % dieser Emissionen waren energiebedingt,¹⁶ d. h. sie entstanden bei der Verbrennung von Energieträgern wie Öl, Kohle und Gas in den Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr, Haushalt und Gewerbe. Die Energiewirtschaft verursachte dabei knapp 40% des gesamten Treibhausgasausstoßes in Deutschland. Sie umfasst im Wesentlichen die

Stromerzeugung (33% der Gesamtemissionen¹⁷) und die brennstoffveredelnde Industrie, wie z. B. Raffinerien. Die Emissionen der Stromerzeugung resultieren zu einem großen Teil aus der Stromproduktion durch Kohlekraftwerke. Bei einem Anteil an der Stromerzeugung von 45% (Tab. 1) verursacht der Betrieb von Kohlekraftwerken durch die relativ hohen spezifischen Emissionen (Tab. 2) mehr als 80% des Treibhausgasausstoßes des gesamten Stromerzeugenden Sektors.^{18,19}

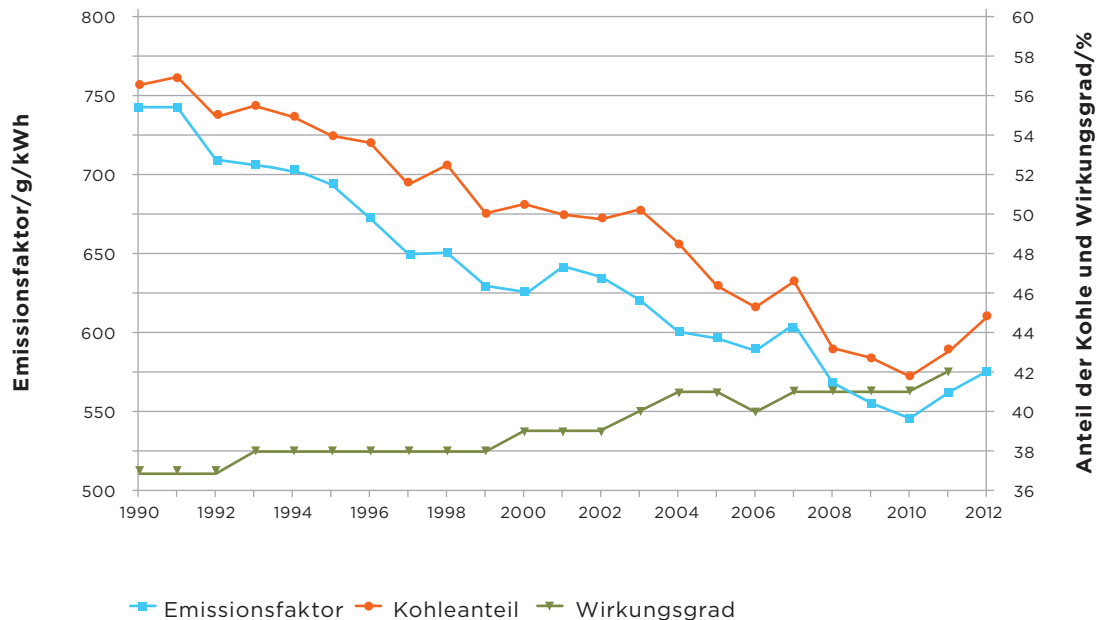


Abbildung 3: Spezifische Emissionen des deutschen Strommixes (blau, linke Achse), Anteil der Kohle an der Bruttostromerzeugung (rot, rechte Achse) und mittlerer Brennstoffnutzungsgrad der deutschen Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen (grün, rechte Achse).²⁰

¹⁵ Umweltbundesamt (Fn. 1).

¹⁶ Umweltbundesamt, Hintergrund: Treibhausgasausstoß in Deutschland 2012 - vorläufige Zahlen aufgrund erster Berechnungen und Schätzungen des Umweltbundesamtes, 2013.

¹⁷ Umweltbundesamt, Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012, Climate Change 07/2013.

¹⁸ AG Energiebilanzen, Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 nach Energieträgern, Stand: 12. Dezember 2013.

¹⁹ Umweltbundesamt (Fn. 17).

²⁰ Umweltbundesamt (Fn. 17).

Die mittleren spezifischen Emissionen des deutschen Kraftwerksparks lagen im Jahr 2012 bei 576 g/kWh (Abb. 3). Während bei der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien oder auch aus Kernenergie die spezifischen CO₂-Emissionen bei annähernd 0 g/kWh liegen, sind die spezifischen Emissionen von Stein- und Braunkohlekraftwerken mit 900 bzw. 1160 g/kWh im Mittel weit über dem durchschnittlichen Emissionsfaktor des Strommixes (Tab. 2). Gaskraftwerke emittieren im Mittel ca. 410 g/kWh. Die spezifischen CO₂-Emissionen moderner Kraftwerke sind für alle Energieträger deutlich niedriger

als die genannten Mittelwerte. Abbildung 3 zeigt, dass trotz dieser technischen Entwicklung und trotz des Ausbaus der erneuerbaren Energien der mittlere Emissionsfaktor des deutschen Kraftwerksparks seit 2010 zugenommen hat. Dieser Umstand ist im Wesentlichen auf die Verschiebung der Anteile an der Stromerzeugung von Kernenergie und Erdgas hin zu Braun- und Steinkohle zurückzuführen (Tab. 1). Im Jahr 2013 dürfte sich dieser Trend durch die Ausweitung der Stromerzeugung aus Steinkohle fortgesetzt haben.

Brennstoff	2011 in %	2012 in %	2013 in %
Braunkohle	24,5	25,5	25,8
Steinkohle	18,3	18,5	19,7
Kernenergie	17,6	15,8	15,4
Erdgas	14,0	12,1	10,5

Tabelle 1: Anteile der Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland.²¹

Brennstoff	Mittlerer Wirkungsgrad im Jahr 2010	Mittlerer CO ₂ -Emissionsfaktor im Jahr 2010 (g/kWh)	Mittlerer CO ₂ -Emissionsfaktor Strommix 2010 (g/kWh)	CO ₂ -Emissionsfaktor, Stand der Technik 2009 (g/kWh)
Braunkohle	35 %	1161	546	940
Steinkohle	38 %	902		735
Erdgas	49 %	411		347

Tabelle 2: Mittlere Brennstoffnutzungsgrade und mittlere Emissionsfaktoren des deutschen Kraftwerksparks im Jahr 2010. CO₂-Emissionsfaktoren moderner Kraftwerke im Jahr 2009.^{22,23}

²¹ AG Energiebilanzen (Fn. 18).

²² Umweltbundesamt (Fn. 17).

²³ Umweltbundesamt, Klimaschutz und Versorgungssicherheit – Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung, Climate Change 13/2009.

Bis zum Ende des Jahres 2022 werden die letzten neun Kernkraftwerke in Deutschland vom Netz genommen. Zusätzlich werden weitere Kraftwerke altersbedingt ihren Betrieb einstellen. Bis 2018 erwartet die Bundesnetzagentur einen Rückbau von Kraftwerken mit einer Gesamtleistung von ca. 12.300 MW (Tab. 3).²⁴ Den größten Anteil am Rückbau haben die Energieträger Steinkohle (3.600 MW), Kernenergie (2.600 MW) und Erdgas (2.500 MW). Dem steht ein Zubau von insgesamt 8.400 MW gegenüber, der von Steinkohle (6.700 MW) und Erdgaskraftwerken (1.700 MW) bestimmt wird (Tab. 4). Was die installierte steuerbare Kapazität betrifft, könnte es in den nächsten Jahren also eine weitere Verschiebung hin zu relativ emissionsintensiven Kohlekraftwerken geben.²⁵

2.2. Das Europäische Emissionshandelssystem

Mit Beginn der dritten Handelsperiode (2013–2020) wurde erstmals eine europaweite Emissionsobergrenze gesetzt. Kraftwerksbetreiber müssen nunmehr 100% der Zertifikate, die sie für ihre Anlage vorhalten müssen, ersteigern. Die Zuteilung der Zertifikate auf Industrieanlagen erfolgt über Produktbenchmarks. Für jedes Produkt werden spezifische Emissionen (pro Produkteinheit) berechnet. Der Mittelwert der spezifischen Emissionen der saubersten 10% der Anlagen ist der Benchmark. Dieser Benchmark wird mit der Anzahl an Produkten multipliziert, die eine bestimmte Anlage in einem vergangenen Referenzzeitraum produziert hat. 80% der so bestimmten Emissionsmenge wird der Anlage kostenlos zugeteilt. Die Zertifikate für darüber hinausgehende Emissionen müssen ersteigert werden.

Mit dem Beginn der Wirtschaftskrise 2008/2009 sind der Treibhausgasausstoß und daraus resultie-

rend auch die Nachfrage nach Emissionszertifikaten stark zurückgegangen. Das Angebot an Zertifikaten und deren jährliche Abnahme wurden allerdings noch vor der Krise festgesetzt. Neben dieser falschen Vorhersage des Wirtschaftswachstums haben weitere Faktoren, wie eine starke Nutzung internationaler Emissionsgutschriften und zusätzliche Zertifikatsauktionen, zu einem Überschuss von derzeit ungefähr zwei Milliarden Zertifikaten geführt.²⁶ Das entspricht in etwa den jährlichen Emissionen der im EU-ETS teilnehmenden Anlagen. Aufgrund dieses Überschusses beträgt der Preis für ein Emissionszertifikat, das zur Emission von einer Tonne CO₂ berechtigt, derzeit ungefähr 5,00 €. ²⁷

Um den Zertifikatsüberschuss abzubauen, haben die Mitgliedsstaaten im Januar 2014 eine verzögerte Auktionierung von Zertifikaten beschlossen. 900 Millionen CO₂-Zertifikate werden statt zwischen 2014 und 2016 nun erst in den Jahren 2019 und 2020 auf den Markt kommen.²⁸

Darüber hinaus schlägt die Europäische Kommission vor, den Emissionshandel durch eine sog. Marktstabilitätsreserve überzähliger Emissionsrechte zu stärken.²⁹ Hiernach sollen ab dem Jahr 2021 jährlich 12 Prozent des kumulierten Überschusses an Emissionszertifikaten in eine Reserve fließen, sofern die zu überführende Menge eine bestimmte Mindestmenge überschreitet. Sinkt hingegen der kumulierte Überschuss unter einen Schwellenwert, werden Zertifikate wieder aus der Reserve in den Markt transferiert.

Die Marktstabilitätsreserve ist ein Mengensteuerungsinstrument, das darauf abzielt den Zertifikatsüberschuss abzubauen und den Einfluss makroökonomischer Entwicklungen (z. B. Konjunktur) auf den CO₂-Preis zu dämpfen.

²⁴ Bundesnetzagentur, *Kraftwerksliste zum erwarteten Zu- und Rückbau 2014 bis 2018*, Stand: 02.04.2014.

²⁵ *Derzeit ist südlich von Frankfurt am Main zwischen 2014 und 2018 ein Zubau von ca. 1.900 MW und ein Rückbau von ca. 7.300 MW geplant. Falls die Netto-Abnahme an installierter Leistung in Süddeutschland zu Versorgungsengpässen führen sollte, könnten Kraftwerksbetreiber angewiesen werden, ihre Kraftwerke weiter als Reservekraftwerke zu betreiben, was die genannten Rückbauzahlen verändern könnte.*

²⁶ Karsten Neuhoff, Anne Schopp, *Europäischer Emissionshandel: Durch Backloading Zeit für Strukturreform gewinnen*, DIW Wochenbericht Nr. 11, 2013.

²⁷ European Energy Exchange (Fn. 2).

²⁸ Europäische Kommission (Fn. 5).

²⁹ Europäische Kommission, *Proposal for a Decision of the European Parliament and of the council concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC*, 2014.

3. CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke – Internationale Erfahrungen

CO₂-Emissionsgrenzwerte sind gesetzlich festgeschriebene Obergrenzen meist für spezifische Emissionen von Anlagen zur Energieumwandlung, wie bspw. Autos oder auch Kraftwerke. Spezifisch bedeutet, dass die Emissionen zu einer für die Anwendung typischen Größe ins Verhältnis gesetzt werden. CO₂-Emissionsgrenzwerte für Autos werden beispielsweise in g/km angegeben. Bei Kraftwerken werden die CO₂-Emissionen ins Verhältnis zur produzierten elektrischen Energie gesetzt, die Einheit ist also g/kWh. Neben Grenzwerten für spezifische Emissionen gibt es Grenzwerte für die kumulierten Jahresemissionen von Kraftwerken. Diese Art der Emissionsbeschränkung wurde beispielsweise in Großbritannien eingeführt.

Es gibt weltweit bereits einige Länder, Bundesstaaten und Provinzen, die CO₂-Emissionsgrenzwerte eingeführt haben oder einführen werden, um die Emissionen ihres Kraftwerksparks zu begrenzen. Die Regelungen sind im Detail unterschiedlich, beziehen sich aber weitestgehend auf Neuanlagen oder Anlagen, deren Laufzeit durch Investitionen signifikant verlängert werden soll (retrofits) sowie z. T. auf Bestandserweiterungen. Die meisten CO₂-Emissionsgrenzwerte orientieren sich am spezifischen CO₂-Ausstoß von

Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) und liegen damit bei 400–500 g/kWh. Auch internationale Kapitalgeber schreiben in ihren Bewertungskriterien fest, dass fossile Kraftwerke nur noch finanziert werden dürfen, wenn ihre mittleren spezifischen Emissionen gewisse Grenzwerte nicht überschreiten. Die Europäische Investitionsbank verwendet beispielsweise einen Grenzwert von 550 g/kWh.^{30,31}

3.1 Großbritannien

Das Parlament in Großbritannien hat im Rahmen der Elektrizitätsmarktreform einen CO₂-Emissionsgrenzwert für Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen beschlossen (Emissions performance standards, EPS).³² Der CO₂-Emissionsgrenzwert liegt für Grundlastkraftwerke bei 450 g/kWh. Genauer gesagt, dürfen die Kraftwerke pro Jahr nicht mehr ausstoßen als ein Kraftwerk mit gleicher Leistung, das 7446 Stunden im Jahr auf Vollast läuft (85% Auslastung) und pro kWh 450 g CO₂ emittiert.³³ Kraftwerke mit einer jährlichen Auslastung von z. B. 40% dürfen folglich mehr als 900 g CO₂ pro kWh ausstoßen (Abb. 4). Tatsächlich handelt es sich also um ein jährliches Emissionsbudget pro Kraftwerk.

³⁰ Europäische Investitionsbank, *Finanzierungskriterien der EIB für Energieprojekte*, 25. Juli 2013, S. 30.

³¹ Die KfW Bankengruppe finanziert in begrenztem Umfang sowohl den Bau als auch die Modernisierung von Kohlekraftwerken in Industrie-, Entwicklungs- und Schwellenländern. Für Kraftwerksneubauten mit Blockgrößen über 500 MWe gilt dabei ein geplanter elektrischer Mindestwirkungsgrad von 43%. Bei mit Kohle befeuerten, neuen Anlagen, die der Kraft-Wärme-Kopplung bzw. der Heizwärmeerzeugung dienen, wird ein geplanter Brennstoffnutzungsgrad von mindestens 75 Prozent vorausgesetzt. Kreditanstalt für Wiederaufbau, *KfW-Position zur Finanzierung von Kohlekraftwerken*, 10. März 2014.

³² British Parliament, *Energy Act 2013*, 2013, S. 56–62.

³³ British Parliament, *Energy Act 2013*, 2013, S. 56–57.

**CO₂-Jahresemissionen
in t CO₂/(MW Jahr)**

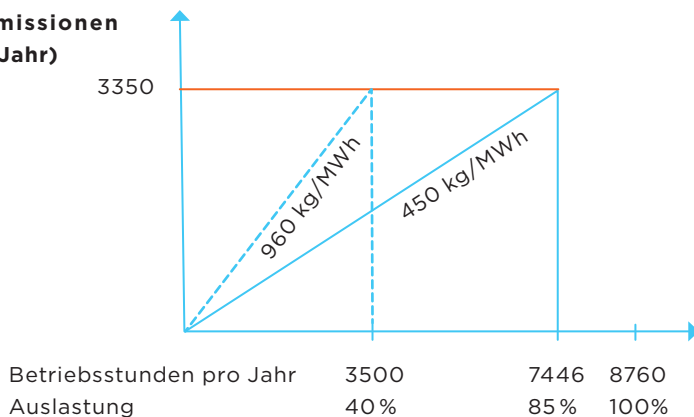


Abbildung 4: Ausgestaltung des Emissionsgrenzwerts in Großbritannien.

Höhere spezifische Emissionen einer Anlage können durch eine geringere Jahresauslastung kompensiert werden.

Der Emissionsgrenzwert gilt für alle neuen Kraftwerke, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden. Zusätzlich gilt der Grenzwert für retrofits und Erweiterungen, d. h. für Bestandskraftwerke, wenn ein oder mehrere Hauptkessel ersetzt werden oder ein zusätzlicher Kessel installiert wird. Die Emissionsgrenzwerte finden keine Anwendung, wenn ein Bestandskraftwerk auf CCS³⁴ oder Biomasseverbrennung oder zur Erfüllung europäischer Umweltschutzrichtlinien umgerüstet wird. Für Kraftwerke, die nach Inkrafttreten des Grenzwerts genehmigt werden, hat er bis Ende 2044 Gültigkeit. Der Emissionsgrenzwert soll regelmäßig nach drei Jahren evaluiert werden und in ganz Großbritannien gelten.

Für Kraftwerke, deren CO₂-Emissionen zum Teil durch Carbon-Capture-Technologie aufgefangen werden, gilt der CO₂-Emissionsgrenzwert in den ersten drei Jahren nach Inbetriebnahme der CCS-Anlage nicht. Diese Ausnahmeregelung ist bis Ende 2027 wirksam. Darüber hinaus kann der CO₂-Emissionsgrenzwert ausgesetzt oder kurzzeitig verändert werden, wenn eine Stromknappheit droht.

Die Ausgestaltung des Emissionsgrenzwertes ist im Kontext der britischen Energiestrategie zu betrachten. Großbritannien setzt im Gegensatz zu Deutschland weiterhin auf Kernenergie und plant den Bau neuer Kernkraftwerke mit Hilfe von Einspeisevergütungen. Gleichzeitig ist Großbritannien deutlich weniger von Erdgasimporten abhängig als Deutschland. Der Anteil des Gasverbrauchs, der aus heimischer Produktion gedeckt werden kann, hat in den vergangenen Jahren zwar stark abgenommen, er betrug im Jahr 2013 aber immer noch 45%.³⁵ Darüber hinaus ist die Nutzung von CCS für Großbritannien eine wichtige Option um den breiten Energieträgermix inklusive Kohle und Erdgas zu erhalten.

Im Jahr 2012 hatte Kohle einen Anteil von 39% an der Bruttostromerzeugung in Großbritannien, Erdgas einen Anteil von 28% und Kernenergie von 19%.³⁶ Der Anteil der Kohle an der Stromerzeugung hat von 2011 auf 2012 um fast 10% zugenommen, während der Anteil von Gas um mehr als 12% zurückgegangen ist. Allerdings sind 11 von 14 britischen Kraftwerken, die primär mit Steinkohle befeuert werden, um das Jahr 1970 gebaut worden.³⁷ Diese Kraftwerke nähern sich dem Ende ihrer technischen Lebenszeit. Sie werden voraussichtlich in den kommenden Jahren stillgelegt oder umfassend erneuert.

³⁴ CCS – Carbon-Capture-(Transport)-and-Storage: Das Herausfiltern von CO₂ aus dem Rauchgas der Kraftwerke mit anschließendem Transport zu einer unterirdischen Lagerstätte, in der das CO₂ dauerhaft gespeichert wird.

³⁵ Department of Energy and Climate Change, *Digest of UK energy statistics – Natural gas, 2013*.

³⁶ Department of Energy and Climate Change, *Digest of UK energy statistics, Chapter 5 – Electricity, 2013*.

³⁷ Department of Energy and Climate Change, *Digest of UK energy statistics, Chapter 5 – Electricity, 2013*, S. 143–150.

3.2 USA

Auch in den USA haben mehrere Bundesstaaten CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke eingeführt. Hierzu gehören Illinois und fünf Staaten aus dem Westen der USA: Kalifornien, Montana, New Mexico, Oregon und Washington.³⁸

Kalifornien führte bereits im Jahr 2006 CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke ein. Ziel des Gesetzes ist es, die Grundlastzeugung mit einem CO₂-Emissionsgrenzwert zu versehen. Deshalb gilt der Grenzwert von 500 g/kWh (Jahresmittel) für alle neuen Kraftwerke (Betriebsgenehmigung nach dem 30. Juni 2007), die zum Zweck der Grundlastversorgung (mindestens 60% Jahresauslastung) gebaut werden.³⁹ Darüber hinaus gilt der Grenzwert für Bestandsanlagen mit einer Jahresauslastung von mindestens 60%, wenn neue Stromlieferverträge mit einer Laufzeit von mindestens fünf Jahren abgeschlossen werden. Der Grenzwert erlangt für Bestandsanlagen Gültigkeit, wenn in diese investiert wird um

- a) die Lebenszeit mindestens eines Blockes um mindestens fünf Jahre zu verlängern,
- b) die Leistung des Kraftwerks zu erhöhen,
- c) aus einem Mittel- oder Spitzenlastkraftwerk ein Grundlastkraftwerk zu machen oder
- d) die Leistung eines Gas- und Dampfkraftwerks um mindestens 50 MW zu erhöhen.

Im September 2013 hat die Umweltschutzbehörde der USA EPA (Environmental Protection Agency) einen Regulierungsentwurf auf Bundesebene vorgelegt, der CO₂-Emissionsgrenzwerte für alle neuen Kraftwerke auf Basis von Erdgas und Kohle vorsieht.⁴⁰ Bis zum 9. Mai 2014 kann die Öffentlichkeit Stellungnahmen zum Regulierungsentwurf einreichen.

Die EPA schlägt unterschiedliche Grenzwerte für Gas- und Kohlekraftwerke vor. Bei Gaskraftwerken soll wiederum zwischen großen (>250 MW) und kleinen Kraftwerken unterschieden werden. Der Grenzwert für große Gaskraftwerke soll 454 g/kWh und der Grenzwert für kleine Gaskraftwerke 500 g/kWh betragen. Betreiber von Kohlekraftwerken sollen die Wahl zwischen zwei möglichen Grenzwerten haben, die sich hauptsächlich durch unterschiedliche Mittelungszeiträume unterscheiden: Entweder gilt ein Emissionsgrenzwert von 500 g/kWh für einen Mittelungszeitraum von zwölf Monaten oder ein Grenzwert zwischen 454 und 500 g/kWh⁴¹ für einen Mittelungszeitraum von sieben Jahren. Mit dieser Ausgestaltung soll die Implementierung und Optimierung von CCS-Technologie in den Anfangsjahren ermöglicht werden.

Die klimapolitische Strategie der USA stützt sich auf die Verdrängung von Kohle durch Erdgas in der Stromversorgung. Hintergrund ist die starke Ausweitung der heimischen Schiefergasförderung, die zu einem deutlichen Rückgang der Gaspreise in den USA geführt hat. CO₂-Emissionsgrenzwerte, die sich an den spezifischen CO₂-Emissionen von Gaskraftwerken orientieren, entsprechen dieser Marktentwicklung und der damit verbundenen Klimaschutzstrategie. Kohlekraftwerke haben zwar immer noch den größten Anteil an der Stromerzeugung. Dieser Anteil nahm allerdings von 50% im Jahr 2005 auf 37% im Jahr 2012 ab. Im gleichen Zeitraum erhöhte sich der Anteil der Stromerzeugung aus Erdgas von 19% auf 30%.⁴²

³⁸ Regulatory Assistance Project, *Emissions Performance Standards in Selected States, 2010*.

³⁹ Regulatory Assistance Project (Fn. 38).

⁴⁰ Environmental Protection Agency, *Standards of Performance for Greenhouse Gas Emissions from New Stationary Sources: Electric Utility Generating Units, 20. September 2013*.

⁴¹ Der exakte Wert steht noch nicht fest.

⁴² Energy Information Administration, *Annual Energy Overview 2014 Early Release Overview, 2014, S. 14*.

3.3 Kanada

In Kanada wurden Ende 2012 Emissionsgrenzwerte für Kohlekraftwerke festgelegt, die am 1. Juli 2015 in Kraft treten werden.⁴³ Der Grenzwert liegt dort bei einem Jahresmittel von 420 g/kWh und gilt sowohl für neue Kraftwerke als auch für Altanlagen. Für Kraftwerke, die vor 1975 ans Netz gingen, gilt der Grenzwert nach 50 Betriebsjahren oder ab 2020 (der frühere Stichtag zählt). Für Kraftwerke, die zwischen 1975 und 1986 ans Netz gingen, gilt der Grenzwert ebenfalls nach 50 Betriebsjahren oder ab 2030. Kraftwerke, die mit CCS-Technologie ausgerüstet werden sollen, sind bis 2025 vom Grenzwert ausgenommen. Die Betreiber dieser Kraftwerke sind verpflichtet, ab 2020 jährlich Berichte über den Fortschritt der Implementierung der CCS-Technik einzureichen. In Kanada wurden 2012 63% des Stroms aus Wasserkraft erzeugt und jeweils 15% aus Kernenergie und Kohle.⁴⁴

Die Erkenntnisse, die aus den Regelungen in den genannten Ländern gezogen werden können, sind begrenzt, da die meisten Grenzwerte erst jüngst eingeführt wurden oder noch eingeführt werden und sich überwiegend auf Neuanlagen beziehen. Die kommenden Jahre werden zeigen, in wie weit die Emissionsgrenzwerte in UK, USA und Kanada steuernde Wirkung haben werden.

⁴³ Parliament of Canada, *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations, 2012.*

⁴⁴ Canadian Electricity Association, *Canada's Electricity Industry, 2013*

4. Mögliche Umsetzung in Deutschland

4.1 Ausgestaltungsansätze

4.1.1 Grundlegende Fragen/Typologie von Emissionsgrenzwerten

In Anlehnung an die bereits existierenden Regelungen in den zuvor genannten Ländern gibt es verschiedene Möglichkeiten CO₂-Emissionsgrenzwerte in Deutschland auszugestalten. Die zentralen Fragen bei der praktischen Ausgestaltung dieser Emissionsgrenzwerte sind:

- 1) Welche Kraftwerke sollen erfasst werden (Neuanlagen, Altanlagen⁴⁵, Bestandsanlagen)?
- 2) Auf welcher Ebene setzen die Emissionsgrenzwerte an (Kraftwerke⁴⁶, Erzeugungsunternehmen, Vertriebsunternehmen)?
- 3) Gibt es einen Emissionsgrenzwert für alle Energieträger oder energieträgerspezifische Grenzwerte?
- 4) Zu welcher Größe werden die Emissionen ins Verhältnis gesetzt: Stromerzeugung oder installierte Leistung?
- 5) Wie hoch soll/sollen der/die CO₂-Emissionsgrenzwert/e sein?
- 6) Wie soll sich der Emissionsgrenzwert zeitlich entwickeln?

Frage 1: Welche Kraftwerke sollen erfasst werden?

Fast alle internationalen Beispiele umfassen sämtliche Neuanlagen, d. h. Kraftwerke, die ihre Betriebsgenehmigung nach Inkrafttreten des CO₂-Emissionsgrenzwertes bekommen. Da neue Kraftwerke

30–40 Jahre lang Strom produzieren und damit verbunden auch CO₂ emittieren, ist es selbstverständlich, dass Emissionsgrenzwerte für Neuanlagen gelten müssten. Da potenzielle Kraftwerksinvestoren in diesem Fall vor der Investitionsentscheidung wissen, dass ihr Kraftwerk den Emissionsgrenzwert erfüllen muss, herrscht Planungssicherheit. Emissionsgrenzwerte ausschließlich für neue Kraftwerke können dazu führen, dass Investitionen in neue Kraftwerke hinausgezögert werden, was aus ökologischer Sicht kontraproduktiv wäre.

Aus Gründen des Vertrauensschutzes ist die Einführung von CO₂-Emissionsgrenzwerten für Bestandsanlagen kritischer zu beurteilen. In den meisten Ländern werden Kraftwerke in eine solche Regelung integriert, die entweder ein bestimmtes Alter erreicht haben (Kanada), an denen Retrofits vorgenommen werden oder die zu Grundlastkraftwerken umgebaut werden (z. B. Kalifornien). Kraftwerke werden typischerweise mit einer Nutzungsdauer von 30 (Erdgas) bis 40 Jahren (Kohle) geplant. Je nach Marktsituation kann die Amortisationszeit deutlich kürzer sein. Emissionsgrenzwerte, die sich auf amortisierte Anlagen beziehen, sind leichter zu rechtfertigen als Grenzwerte für jüngere Anlagen. Die Amortisationszeiten unterscheiden sich allerdings von Kraftwerk zu Kraftwerk und sind in der Regel nicht bekannt. Aus ökologischer Sicht ist es sinnvoll die im Durchschnitt verhältnismäßig ineffizienten und emissionsintensiven alten Kraftwerke unter einen Emissionsgrenzwert zu stellen.

⁴⁵ Mit Altanlagen sind Anlagen gemeint, deren Alter größer als die typische Amortisationszeit von 20–30 Jahren ist.

⁴⁶ Kraftwerk: Eine oder mehrere Feuerungsanlage(n), die auf demselben Betriebsgelände liegen, mit gemeinsamen Betriebseinrichtungen verbunden sind und einem vergleichbaren technischen Zweck dienen. In Anlehnung an §1 der 4. BImSchV. Die Begriffe Kraftwerk und Anlage werden synonym verwendet.

Frage 2: Auf welcher Ebene setzen die Emissionsgrenzwerte an?

Die Emissionsgrenzwerte in UK, USA und Kanada beziehen sich auf einzelne Anlagen. Es wird festgelegt, wie viel CO₂ ein einzelnes Kraftwerk pro kWh oder pro Jahr emittieren darf. Alle Kraftwerke, die unter diese Regelung fallen, müssen den Grenzwert erfüllen.

Im Gegensatz dazu sind – ähnlich wie bei den EU-Emissionsgrenzwerten im Verkehrssektor – auch in der Stromerzeugung Flottenregelungen denkbar. Flottenregelung bedeutet, dass ein Unternehmen, welches mehrere Kraftwerke betreibt, den CO₂-Emissionsgrenzwert nur im Mittel erfüllen muss. Einzelne Kraftwerke, deren Emissionen über dem Grenzwert liegen, dürften folglich weiter Strom produzieren, wenn das Unternehmen andere Kraftwerke im Portfolio hat, deren Emissionen unterhalb des Emissionsgrenzwerts liegen. Eine Flottenregelung könnte auch auf der Vertriebsseite eingeführt werden. Jedes Vertriebsunternehmen wäre dann verpflichtet Strom an seine Endkunden zu liefern, der den festgesetzten Emissionsgrenzwert erfüllt.

Vorteile von Flottenregelungen bestehen in der leichteren Bestimmung eines sinnvollen Emissionsgrenzwertes über einen Top-down-Ansatz⁴⁷ und in der höheren Flexibilität in der Zielerreichung. Zusätzlich ermöglichen Flottenlösungen zumindest theoretisch eine kontrollierte, fließende Verminderung der Stromerzeugung aus Kohle zu Gunsten von Erdgas. Ein Nachteil einer Flottenregelung auf Erzeugungsseite ist die Benachteiligung von Unternehmen, die nur wenige Kraftwerke betreiben und dadurch kaum Kompensationsmöglichkeiten innerhalb ihres Portfolios haben. Diese Kompensationsmöglichkeiten sind teilweise auch dadurch beschränkt, dass sich Unternehmen auf einzelne Energieträger spezialisiert haben. Allerdings sind die emissionsintensiven Braunkohlekraftwerke überwiegend im Besitz großer Energieversorgungsunternehmen, deren Portfolien eine Verlagerung der Erzeugung innerhalb des Unternehmens am ehesten zulassen.

Flottenregelungen auf Vertriebsseite wären sowohl für kleine als auch für große Vertriebsunternehmen handhabbar. Die Transaktionskosten einer solchen Regelung wären allerdings beträchtlich, da jede produzierte Kilowattstunde mit einem spezifischen Emissionsindex gekennzeichnet sein müsste, mit Hilfe dessen der mittlere Emissionsindex des an der Börse angebotenen Graustroms berechnet werden könnte. Die spezifischen Emissionen eines Kraftwerks würden durch eine solche Regelung zu einem zweiten Kauf- und Verkaufskriterium für Strommengen neben den Grenzkosten der Erzeugung. Eine Bepreisung der Emissionen über CO₂-Zertifikate oder CO₂-Steuern scheint in diesem Zusammenhang deutlich praxistauglicher als Emissionsgrenzwerte für Vertriebe.

Frage 3: Gibt es einen Emissionsgrenzwert für alle Energieträger oder energieträgerspezifische Grenzwerte?

Die CO₂-Emissionsfaktoren der Energieträger Erdgas, Steinkohle und Braunkohle unterscheiden sich relativ stark (Tab. 2). Die mittleren spezifischen CO₂-Emissionen der mit Erdgas befeuerten Kraftwerke sind weniger als halb so groß wie die mittleren spezifischen CO₂-Emissionen von Steinkohlekraftwerken. Die Emissionen der Steinkohlekraftwerke sind wiederum mehr als 20% niedriger als die von Braunkohlekraftwerken.

Diese relativ großen Unterschiede können je nach Zielsetzung sowohl als Argument für, als auch als Argument gegen energieträgerspezifische Emissionsgrenzwerte angeführt werden. Wenn ein breites Portfolio an Energieträgern erwünscht ist, z. B. zur Begrenzung der Abhängigkeit von einem einzelnen Energieträger, sind energieträgerspezifische Grenzwerte das Mittel der Wahl. Mit einem einheitlichen Grenzwert für alle Energieträger wird dagegen der sauberste Brennstoff bevorzugt. In diesem Fall werden die Emissionen in erster Linie durch die Ausweitung des Marktanteils des saubersten Energieträgers gemindert anstatt durch technologische Verbesserung der Kraftwerke.

⁴⁷Top-down bedeutet hier, dass europäische oder nationale Emissionsbudgets als Ausgangspunkt dienen. Diese werden in weiteren Schritten auf Erzeugungsunternehmen oder einzelne Kraftwerke heruntergebrochen (Vgl. Frage 5).

Durch die großen Unterschiede der CO₂-Emissionsfaktoren der unterschiedlichen Energieträger hat ein einheitlicher Emissionsgrenzwert ein deutlich größeres Potenzial die Emissionen des Kraftwerksparks zu senken als energieträgerspezifische Grenzwerte. Investitionen in relativ emissionsintensive Technologien, die auch eine Verlängerung der Lebenszeit dieser Technologien zur Folge haben, werden durch energieträgerspezifische Emissionsgrenzwerte tendenziell gefördert und durch einen einheitlichen Grenzwert tendenziell unterdrückt.

Frage 4: Zu welcher Größe werden die Emissionen ins Verhältnis gesetzt: Stromerzeugung oder installierte Leistung?

Ein typischer CO₂-Emissionsgrenzwert für Kraftwerke setzt die CO₂-Emissionen eines Kraftwerks innerhalb eines Jahres ins Verhältnis zur Stromerzeugung dieses Kraftwerks im selben Zeitraum. Das Ergebnis ist ein Jahresmittel der spezifischen Emissionen dieses Kraftwerks mit der Einheit g CO₂ pro kWh.

Alternativ dazu können die Jahresemissionen ins Verhältnis zur installierten Leistung des Kraftwerks gesetzt werden. Eine sinnvolle resultierende Einheit wäre dann t pro MW pro Jahr. Ein solcher Grenzwert erlaubt höhere spezifische Emissionen (g/kWh) durch eine geringere Auslastung des Kraftwerks (Volllaststunden pro Jahr) zu kompensieren, wodurch die Zielerreichung flexibilisiert wird. Gleichzeitig könnten Modernisierungsmaßnahmen, die die spezifischen Emissionen senken, angereizt werden, da sie zu einer Erhöhung der möglichen Auslastung beitragen. Das Zurückfahren der Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle könnte mit Hilfe von Jahresemissionsgrenzwerten fließend vollzogen werden.

Frage 5: Wie hoch soll/sollen der/die CO₂-Emissionsgrenzwert/e sein?

Hierbei handelt es sich um die wohl am schwierigsten zu beantwortende Frage. Die Bestimmung von zielführenden Emissionsgrenzwerten für Kraftwerke könnte über einen Top-down-Ansatz erfolgen: Ausgehend von den Emissionsminderungszielen der Bundesrepublik könnte die Emissionsminderung innerhalb der Stromerzeugung bestimmt werden. Der

Beitrag des Ausbaus der erneuerbaren Energien zur Emissionsminderung müsste dann abgezogen werden, um als Ergebnis den Beitrag der konventionellen Kraftwerke zu erhalten. Aus diesem Ergebnis und der erwarteten Stromerzeugung dieser Kraftwerke könnte der mittlere spezifische Emissionsindex des konventionellen Kraftwerksparks bestimmt werden, der bei einer umfassenden Flottenregelung für Erzeugungs- oder Vertriebsunternehmen direkt als Grenzwert übernommen werden könnte.

Die Festlegung individueller Grenzwerte innerhalb der Flotte der konventionellen Kraftwerke z.B. für Altanlagen ist schwierig, da die Stromerzeugung der Altanlagen, die durch die Emissionsgrenzwerte verhindert wird, von jüngeren Kraftwerken ersetzt wird. Wieviel CO₂ netto eingespart wird, hängt von den Emissionen der Kraftwerke ab, die die Erzeugung der Altanlagen ersetzen. Umfassende Modellsimulationen sind hier nötig, um zu belastbaren Ergebnissen zu kommen.

Der Bottom-up-Ansatz nutzt die Emissionen von relativ emissionsarmen Alternativen als Grenzwert. Dieser Ansatz ist für neue Kraftwerke plausibel. Die typische Lebenszeit von Kraftwerken liegt zwischen 30 und 40 Jahren. Das heißt, Kraftwerke, die 2014 ans Netz gehen, könnten zwischen 2044 und 2054 noch immer am Netz sein. Die klimapolitischen Ziele der EU und der Bundesregierung sehen vor, dass die Stromerzeugung in Europa und Deutschland bis dahin weitgehend dekarbonisiert ist. Um diesem Ziel gerecht zu werden, müssen neue Kraftwerke strengste Emissionsanforderungen erfüllen. In der Praxis würde das bedeuten, dass die spezifischen Emissionen der effizientesten Gas- und Dampfkraftwerke den Grenzwert setzen würden.

Eine kosteneffiziente Alternative für die Stromerzeugung durch alte emissionsintensive Kraftwerke ist die Erzeugung durch nicht voll ausgelastete Gas- und Dampfkraftwerke (Bestandsanlagen). Deren durchschnittliche Emissionen können zur Bestimmung eines Emissionsgrenzwertes für Altanlagen herangezogen werden. Um eine Alternative zur sofortigen Abschaltung von Altanlagen zu bieten, könnte – ähnlich wie in UK – ein Jahresgrenzwert, d. h. ein jährliches absolutes Emissionsbudget, pro MW installierter Leistung eingeführt werden, das

den Emissionen eines durchschnittlich effizienten Gas- und Dampfkraftwerks mit einer Auslastung von 80–90% (Grundlast) entspricht. Auch beim Bottom-up-Ansatz sind ausführliche Modellsimulationen notwendig, um die erzielbaren Emissionsminderungen abschätzen zu können.

Frage 6: Wie soll sich der Emissionsgrenzwert zeitlich entwickeln?

Um durch die Emissionsgrenzwerte für neue Kraftwerke nicht den Stand der Technik festzuschreiben, könnten die Grenzwerte einer zeitlichen Degression unterworfen werden. Die spezifischen Emissionen haben in der Vergangenheit im Wesentlichen durch Wirkungsgradsteigerungen abgenommen. Durch eine Analyse der Wirkungsgradentwicklung von neuen Gas- und Dampfkraftwerken in den letzten z. B. 15 Jahren könnten sinnvolle Degressionsraten für den Emissionsgrenzwert bestimmt werden.

4.1.2 Ausgestaltungsansätze für Deutschland

Das Ziel einer Einführung von CO₂-Emissionsgrenzwerten in Deutschland ist die kontrollierte Verminderung der CO₂-Emissionen der deutschen Kraftwerke als Beitrag zum Erreichen der gesetzten Klimaziele. Durch den derzeit großen Überschuss an CO₂-Zertifikaten im Emissionshandel und den daraus resultierenden niedrigen CO₂-Preis sollen die CO₂-Emissionsgrenzwerte vor allem kurz- und mittelfristig ihre Wirkung entfalten. Die Unsicherheit über die weitere Entwicklung des Emissionshandels legt allerdings nahe, die Emissionsgrenzwerte so auszugestalten, dass sie klare Signale an Kraftwerksinvestoren geben, dass Investitionen in emissionsintensive Erzeugungstechnologien mit der deutschen Klimapolitik nicht vereinbar sind.

CO₂-Emissionsgrenzwerte für neue Kraftwerke sind zwingend geboten, da diese mit Nutzungsdauern von mindestens 30 bis 40 Jahren potentiell bis in die Mitte des Jahrhunderts Strom produzieren werden. Emissionsgrenzwerte ausschließlich für neue Kraftwerke bergen die Gefahr der Verzögerung von Investitionen

in neue Anlagen.⁴⁸ Die Integration des Bestandes in die Emissionsgrenzwerteregulation beugt diesem Effekt vor. Eine signifikante zeitnahe Verminderung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung ist ohnehin nur möglich, wenn auch Bestandskraftwerke in die Emissionsgrenzwerteregulation integriert werden.⁴⁹

Aus ökologischer Sicht ist es effizient die Kraftwerke mit den höchsten spezifischen Emissionen in eine solche Regelung miteinzubeziehen. Eine mehrheitsfähige Regelung muss allerdings dem Umstand Rechnung tragen, dass die Braunkohle bei der Verstromung zwar zu den höchsten spezifischen Emissionen führt, sie allerdings auch die mit Abstand größten Vorkommen in Deutschland aufweist und am kostengünstigsten ist.

Der Zugriff auf den Bestand ist aus ökologischer Sicht zwar nicht zu vermeiden. In der Vergangenheit getätigte Investitionen in Kraftwerke sollten dennoch bestmöglich geschützt werden, indem primär amortisierte Anlagen durch die Emissionsgrenzwerte reguliert werden.

Auf Basis der internationalen Beispiele und der angestellten Grundüberlegungen könnten Emissionsgrenzwerte für deutsche Kraftwerke folgendermaßen ausgestaltet werden:

Das Altersstufenmodell

- Strikter Grenzwert für spezifische Emissionen (in g/kWh, Jahresmittel) von neuen Kraftwerken, der sich an den Emissionen moderner hocheffizienter Gas- und Dampfkraftwerke orientiert. Die Unsicherheit der langfristigen Entwicklung des CO₂-Preises lässt den Neubau von Kohlekraftwerken als Möglichkeit zumindest offen. Emissionsgrenzwerte sind insoweit als Sicherheitsnetz sinnvoll.

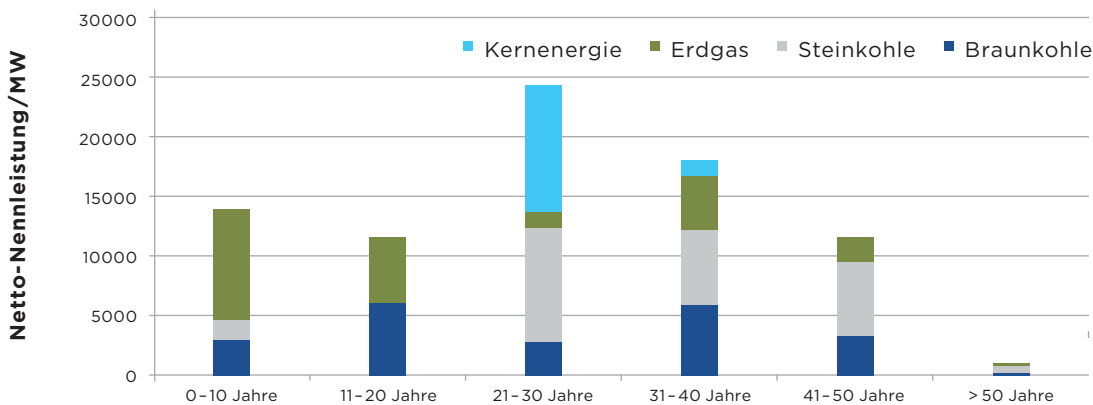
- Jahresemissionsgrenzwerte (in t/(MW Jahr)) für Kraftwerke, die 40 Jahre oder älter sind. Der Grenzwert soll den Jahresemissionen eines durchschnittlich effizienten Gas- und Dampfkraftwerks (400–450 g/kWh) mit einer Auslastung

⁴⁸ Edward S. Rubin, *A Performance Standards Approach to Reducing CO₂ Emissions from Electric Power Plants*, Carnegie Institute of Technology, Department of Engineering and Public Policy, Paper 60, 2009.

⁴⁹ European Climate Foundation, *Scenarios on the introduction of CO₂ emission performance standards for the EU power sector*, erstellt durch Ecofys Germany GmbH, 2009. Diese Studie zeigt für den europäischen Kontext, dass die Potenziale zur Emissionsminderung durch Integration von Bestandsanlagen stark zunehmen. Die genauen Zahlen hängen natürlich von der Altersstruktur des Kraftwerksparks ab und sind nicht eins zu eins auf Deutschland übertragbar.

von 80–90% entsprechen. Durch die derzeitige Überkapazität in der Stromerzeugung und die regulatorische Unsicherheit hinsichtlich zukünftiger Kapazitätzahlungen werden im Moment keine Investitionsentscheidungen für neue Kraftwerke getroffen. Emissionsminderungen in der Stromerzeugung werden vor allem dadurch erzielt, dass die Betriebszeiten bestehender Kraftwerke mit unterschiedlichen Energieträgern verändert werden. Die Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks offenbart ein beträchtliches Potenzial einer Regelung für Altanlagen (Abb. 5).

■ Der Jahresgrenzwert für Altanlagen (>40 Jahre) könnte auf Bestandskraftwerke erweitert werden, indem für weitere Altersstufen (>25 Jahre, >30 Jahre, >35 Jahre) Jahresgrenzwerte (in t/(MW Jahr)) gesetzt werden. Um die Auslastung der relativ emissionsintensiven alten Kraftwerke zu reduzieren und gleichzeitig Modernisierungsmaßnahmen anzureizen, sollten die Jahresgrenzwerte mit zunehmendem Alter strikter werden. Eine solche Regelung ermöglicht eine fließende Reduktion der Emissionen durch den Braun- und Steinkohlebestand. Die durch die Emissionsgrenzwerte unterbundene Stromerzeugung durch alte Anlagen wird dabei auf moderne Kohle- und Gaskraftwerke verlagert.



**Abbildung 5: Altersstruktur der in Betrieb, in saisonaler Konser-
vierung oder in Reserve
befindlichen deutschen
Kraftwerke mit fossilen
oder radioaktiven Brenn-
stoffen.⁵⁰**

Das Flottenmodell

- Strikter Grenzwert für spezifische Emissionen (in g/kWh, Jahresmittel) von neuen Kraftwerken, der sich an den Emissionen moderner hocheffizienter Gas- und Dampfkraftwerke orientiert.
- Einführung eines spezifischen CO₂-Emissionsgrenzwerts, der für jedes Stromerzeugungsunternehmen gilt. Dieser Grenzwert wäre über einen Top-down-Ansatz relativ einfach zu bestimmen. Die Unternehmen hätten die Möglichkeit die Stromerzeugung innerhalb ihres Portfolios auf Kraftwerke mit geringeren spezifischen Emissionen zu verlagern. Die Erzeugung würde sich tendenziell von älteren zu jüngeren und von Kohle- zu Gaskraftwerken verschieben.
- Alternativ könnte statt eines spezifischen Emissionsgrenzwerts ein Jahresemissionsgrenzwert (in t/(MW Jahr)) definiert werden, der wiederum für jedes Erzeugungsunternehmen gälte. Auch dieser Jahresemissionsgrenzwert würde über einen Top-down-Ansatz bestimmt. Ausgangspunkt wäre das angestrebte jährliche Emissionsbudget der gesamten konventionellen Stromerzeugung. Dieser Wert würde durch die installierte Leistung dividiert. Wie im Absatz zum Altersstufenmodell erwähnt, ermöglicht ein Jahresgrenzwert einzelnen Anlagen den Grenzwert zu erfüllen, indem die Erzeugung reduziert wird. Jahresgrenzwerte würden kleinen Unternehmen mit wenigen emissionsintensiven Kraftwerken im Portfolio Zeit zur Umstrukturierung ihres Portfolios verschaffen.

⁵⁰ Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste, Stand: 02. April 2014.

Die hier vorgeschlagenen Modelle sind als Ansatzpunkte zu verstehen. Vor einer Einführung von CO₂-Emissionsgrenzwerten für Kraftwerke wären etliche Detailfragen zu klären, wie z. B.:

- Ab welcher Anlagengröße sollen die Emissionsgrenzwerte gelten?
- Wie wird die ausgekoppelte Wärme bei KWK-Anlagen⁵¹ berücksichtigt?
- Wie wird ein Zufeuern von Biomasse oder Abfallstoffen berücksichtigt?
- Inwieweit ändern sich die spezifischen Emissionen von Grundlastkraftwerken, wenn sie durch die Emissionsgrenzwerte zu Teillastbetrieb gezwungen werden?
- Sind die Emissionsgrenzwerte in vollem Umfang auf Industriekraftwerke anwendbar?

Die Auswirkungen verschieden ausgestalteter Emissionsgrenzwerte auf die Entwicklung der Stromerzeugung, der installierten Kraftwerksleistung und der Struktur der Erzeugungsunternehmen muss in jedem Fall mit Hilfe umfassender Modellsimulationen untersucht werden. Die genannten Zahlenwerte sind als mögliche Ausgangspunkte für Sensitivitätsstudien zu betrachten. Die eigentliche Zielgröße, die die Höhe der Emissionsgrenzwerte bestimmt, ist die gewünschte CO₂-Emissionsreduktion im Stromerzeugungssektor.

4.2 Nebenwirkungen einer Einführung von Emissionsgrenzwerten für Kraftwerke

Die Einführung von CO₂-Emissionsgrenzwerten für Kraftwerke hätte Auswirkungen auf den EU-Emissionshandel, da beide Instrumente den Stromerzeugungssektor betreffen. Beim Setzen des Cap für das Jahr 2030 müsste die durch die Emissionsgrenzwerte erzielte Emissionsminderung in der deutschen

Stromerzeugung berücksichtigt werden. Es handelt sich dabei um eine Prognose. Die tatsächlich realisierte Emissionsminderung wird in gewissem Maße von dieser Prognose abweichen.

Die CO₂-Preise für ein bestimmtes 2030-Cap werden mit wirksamen CO₂-Emissionsgrenzwerten niedriger sein als ohne dieses Instrument, da Emissionsgrenzwerte für deutsche Kraftwerke nicht zwingend die EU-weit kostengünstigste Emissionsreduktion bewirken. Beim Setzen des Emissionshandelscap für 2030 hätte eine Unterschätzung der Emissionsminderung durch die Emissionsgrenzwerte zur Folge, dass die CO₂-Preise niedriger wären als prognostiziert. Umgekehrt folgt aus einer Überschätzung der Emissionsminderung durch die Emissionsgrenzwerte ein höherer CO₂-Preis als prognostiziert. Um unerwünschte Preisentwicklungen zu vermeiden sollten vor dem Setzen des 2030-Cap detaillierte Prognosen zu den Auswirkungen der Emissionsgrenzwerte auf die Emissionen in der deutschen Stromerzeugung erstellt werden.

Ergebnis der Einführung von CO₂-Emissionsgrenzwerten für Kraftwerke ist eine Reduktion der Stromerzeugung aus Kohle und eine Steigerung der Erzeugung aus Erdgas. Ausgehend von der Bruttostromerzeugung aus Erdgas des Jahres 2013 von 66 TWh⁵² und der installierten Kapazität an Gaskraftwerken von 28,4 GW⁵³ ist eine Brennstoffverschiebung hin zu Erdgas in beträchtlichem Umfang möglich. Wenn die gesamte Gaskapazität mit 6.000 Volllaststunden ausgelastet wäre (68% Auslastung), könnten damit 170 TWh Strom produziert werden. Diese Strommenge würde ca. 28% des deutschen Bruttostromverbrauchs des Jahres 2013 decken.⁵⁴

Die Brennstoffverschiebung von Kohle zu Gas könnte zur Folge haben, dass in Zukunft häufiger Gaskraftwerke den Börsenstrompreis setzen. Die Grenzkosten von Gaskraftwerken sind höher als die von Braun- und Steinkohlekraftwerken, sodass im Mittel der Börsenstrompreis steigen würde. Da steigende Börsenstrompreise von den Vertrieben

⁵¹ KWK-Anlage: Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage, welche die bei der Verbrennung eines Energieträgers entstehende Wärme zum Teil in elektrische Energie umwandelt und zum Teil als Wärme (Gebäudewärme, Prozesswärme) nutzt.

⁵² AG Energiebilanzen (Fn. 18).

⁵³ Bundesnetzagentur (Fn. 50), elektrische Netto-Nennleistung, schließt Reservekraftwerke, Sonderfälle, vorläufig stillgelegte und saisonal konservierte Kraftwerke mit ein.

⁵⁴ AG Energiebilanzen (Fn. 18).

an die Endkunden weitergegeben werden, würden voraussichtlich auch die Endkundenpreise steigen. Diesen Effekt hätten alle Maßnahmen, die zu einer Erhöhung des Gasanteils an der Stromerzeugung zu Lasten von Kohle führten, auch ein entsprechend hoher CO₂-Preis. Der Preisanstieg für Endkunden würde allerdings durch höhere Vermarktungserlöse der erneuerbaren Energien am Strommarkt und die damit verbundene dämpfende Wirkung auf die EEG-Umlage abgeschwächt.

Weiterhin könnten die beträchtlichen Netto-Stromexporte der Jahre 2012 und 2013 durch höhere Börsenstrompreise abnehmen oder sich sogar zu Netto-Stromimporten entwickeln. Importierter Strom würde von Emissionsgrenzwerten für deutsche Kraftwerke nicht direkt erfasst, sodass relativ CO₂-armer Strom aus französischen Kernkraftwerken ebenso importiert würde wie relativ CO₂-reicher Strom aus polnischen Braunkohlekraftwerken. Emissionsanforderungen an importierten Strom dürften durch die Warenverkehrsfreiheit innerhalb der EU schwer durchzusetzen sein.

Die CO₂-Emissionsgrenzwerte würden sich zudem auch auf den Rohstoffbedarf auswirken. Während die Erdgasimporte zunehmen, sanken die Steinkohleimporte und die inländische Förderung von Braunkohle. Denkbar wäre auch, dass der zunehmende Erdgasbedarf in der Stromerzeugung der Diskussion über eine Schiefergasförderung in Deutschland neuen Auftrieb verleihen würde. Der Gesamtbedarf an Erdgas hängt allerdings stark davon ab, wie viel Erdgas im Wärmesektor eingesetzt wird. Eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudesektor könnte den Mehrverbrauch an Erdgas in der Stromerzeugung sogar überkompensieren und zu einem insgesamt sinkenden Erdgasbedarf führen.⁵⁵

4.3 Rechtliche Umsetzbarkeit

4.3.1 Gesetzliche Ausgangslage

Für die Errichtung und den Betrieb von fossil zu befeuernden, konventionellen Kraftwerken gibt es kein eigenständiges Genehmigungsverfahren im Energiewirtschaftsrecht. § 49 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) legt insoweit als spezielle Regelung lediglich fest, dass Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben sind, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten, § 49 Abs. 2 EnWG. Weitergehende und damit über diese allgemeine Verpflichtung hinausgehende Genehmigungserfordernisse für die Errichtung und den Betrieb von Kraftwerken sind dem EnWG allerdings nicht zu entnehmen, so dass insoweit das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) in seiner Funktion als Anlagenzulassungsgesetz die primäre rechtliche Grundlage für die Errichtung und den Betrieb von Kraftwerken bildet.⁵⁶

Da es sich bei Kraftwerken gemäß § 4 Abs. 1 BImSchG um genehmigungsbedürftige Anlagen⁵⁷ handelt, ist für deren Genehmigung § 6 BImSchG maßgeblich. Hiernach ist die Genehmigung zu erteilen, wenn die immissionsschutzrechtlichen Anforderungen (§ 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG), sowie die anderen öffentlich-rechtlichen Bestimmungen (§ 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG) erfüllt sind. § 6 BImSchG ist dabei als präventives Verbot mit Erlaubnisvorbehalt ausgestaltet, so dass die Genehmigungsbehörde bei Vorliegen der Genehmigungsvoraussetzungen kein Ermessen zur Erteilung der Genehmigung hat, sondern vielmehr zur Erteilung der Genehmigung verpflichtet ist (sog. gebundene Entscheidung) und dem Antragsteller hierdurch ein subjektives Recht auf Errichtung und

⁵⁵ *Agora Energiewende, Das deutsche Energiewende-Paradox: Ursachen und Herausforderungen, April 2014, S. 16.*

⁵⁶ *Daneben bedürfen fossil befeuerte Kraftwerke für die Entnahme und die Wiedereinleitung von Kühlwasser, sowie beispielsweise bei der Einleitung von Abwässern aus der Rauchgaswäsche bei Kohlekraftwerken einer wasserrechtlichen Erlaubnis gemäß §§ 8 Abs. 1, 12 Wasserhaushaltsgesetz (WHG).*

⁵⁷ *Im Hinblick auf die Einstufung der Kraftwerke wird auf den Anhang der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV), dort unter Nr. 1, verwiesen.*

Betrieb der Anlage zukommt. In diesem Zusammenhang gilt damit derzeit auch, dass eine Bedarfsprüfung für Energieversorgungsanlagen im Rahmen des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens für Kraftwerke nicht stattfindet.⁵⁸

4.3.2 Änderungsbedarf im deutschen Recht

Eine gesetzliche Implementierung von CO₂-Emissionsgrenzwerten für Kraftwerke auf nationaler Ebene müsste damit im Rahmen der genehmigungsrechtlichen Vorschriften des BImSchG erfolgen und wäre – unabhängig von deren konkreten Ausgestaltung als Jahresgrenzwerte bzw. als Grenzwerte pro erzeugte Energieeinheit und unabhängig einer möglichen energieträgerspezifischen Unterscheidung – als zusätzliches Genehmigungserfordernis bzw. -voraussetzung zu konstruieren.

Zudem kann schon allein aufgrund des Anwendungsvorrangs Europäischen Rechts und der primärrechtlichen Verpflichtungen zur Umsetzung von Richtlinienrecht (Art. 288 AEUV) die Europäische Ebene nicht außer Acht gelassen werden. De lege lata existieren weder (Europäische) Richtlinien noch Verordnungen, die – abgesehen von den Regelungen des Europäischen Emissionshandelssystems – den Ausstoß von CO₂-Emissionen für Kraftwerke regeln. Auch die aus dem Jahr 2010 stammende Richtlinie über Industrieemissionen (IED-Richtlinie 2010/75/EU)⁵⁹ regelt neben den Emissionsgrenzwerten für Schadstoffe wie Schwefeldioxid und Stickstoffdioxid nicht auch Grenzwerte für CO₂ und andere Treibhausgase. Auch auf nationaler Ebene enthält die insoweit einschlägige 13. Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotorenanlagen (13. BImSchV) bislang keine Emissionsgrenzwerte für CO₂-Emissionen. Insoweit wäre es also zunächst denkbar, wie bereits von Verheyen⁶⁰ vorgeschlagen, in der 13. BImSchV eine Ergänzung der Emissionsgrenzwerte in den dortigen §§ 4, 5, 6 und 7 für CO₂-Emissionen vorzunehmen.

Gleichzeitig bedürfte es einer Änderung von § 5 BImSchG. Denn mit der derzeitigen Fassung von § 5 Abs. 2 BImSchG wird die Festsetzung von CO₂-Emissionsgrenzwerten in immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen aus Klimaschutzgründen für am Emissionshandel gesetzlich verpflichtete Unternehmen mit der Regelung des § 5 Abs. 2 BImSchG bislang ausdrücklich ausgeschlossen. Insoweit lautet der Wortlaut des § 5 Abs. 2 BImSchG:

„¹Soweit genehmigungsbedürftige Anlagen dem Anwendungsbereich des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes unterliegen, sind Anforderungen zur Begrenzung von Emissionen von Treibhausgasen nur zulässig, um zur Erfüllung der Pflichten nach Absatz 1 Nummer 1 sicherzustellen, dass im Wirkungsbereich der Anlage keine schädlichen Umwelteinwirkungen entstehen; dies gilt nur für Treibhausgase, die für die betreffende Tätigkeit nach Anhang 1 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes umfasst sind. ²Bei diesen Anlagen dürfen zur Erfüllung der Pflicht zur effizienten Verwendung von Energie in Bezug auf die Emissionen von Kohlendioxid, die auf Verbrennungs- oder anderen Prozessen der Anlage beruhen, keine Anforderungen gestellt werden, die über die Pflichten hinausgehen, welche das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz begründet.“

Um eine Implementierung von CO₂-Emissionsgrenzwerten für Kraftwerke auf nationaler Ebene zu ermöglichen, müsste – ausweislich des deutlichen Gesetzeswortlautes – zunächst eine entsprechende Anpassung von § 5 Abs. 2 BImSchG erfolgen.

⁵⁸ Hierzu allerdings Günter Krauß, *Bedarfsprüfung für Energieversorgungsanlagen im immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren*, NVwZ 1995, S. 959 ff., der eine solche Bedarfsprüfung grundsätzlich für möglich erachtet.

⁵⁹ Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Dezember 2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung).

⁶⁰ Roda Verheyen für BUND/DUH (Fn. 8), S. 16.

4.3.3 Umgang mit Bestandsanlagen

Wie bereits ausgeführt, wäre eine Regelung zur Begrenzung von CO₂-Emissionen gerade für bestehende Kohlekraftwerke von entscheidender Bedeutung. Eine – auch für Bestandsanlagen geltende – in 13. BImSchV aufzunehmende Normierung von CO₂-Emissionsgrenzwerten wäre für diese Anlagen systematisch als nachträgliche Anordnung bereits genehmigter Anlagen iSd. § 17 BImSchG einzuordnen. Gemäß § 17 Abs. 1 BImSchG ergehen derartige Anordnungen durch die zuständige Genehmigungsbehörde im Ermessenswege, soweit nicht die Voraussetzungen des § 17 Abs. 1 S. 2 BImSchG vorliegen⁶¹ und die nachträgliche Anordnung gemäß § 17 Abs. 2 S. 1 BImSchG im Einzelfall nicht unverhältnismäßig ist. Die nachträgliche Anordnung von CO₂-Emissionsgrenzwerten in der 13. BImSchV wäre unter Berücksichtigung der vorgenannten Voraussetzungen dann rechtmäßig, wenn sie dazu dient, eine sich auf Grundlage des BImSchG erlassenen Rechtsverordnung ergebende Verpflichtung zu erfüllen.

Da mit der Einführung von CO₂-Grenzwerten für Bestandsanlagen in bereits bestehende Genehmigungstatbestände eingegriffen würde, müssten zudem – abhängig von der konkreten Ausgestaltung der CO₂-Emissionsgrenzwerte – ggf. auch angemessene Übergangsregelungen geschaffen werden, um keine unverhältnismäßigen Härten zu erzeugen.

4.3.4 Vereinbarkeit mit höherrangigem Recht

Aus rechtlicher Sicht ist außerdem danach zu fragen, ob nach geltendem Recht nationale bzw. europarechtliche Vorschriften einer Implementierung nationaler CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke entgegenstehen.

Wie bereits ausgeführt, steht der Wortlaut des § 5 Abs. 2 BImSchG einer nationalen Implementierung von CO₂-Emissionsgrenzwerten für Kraftwerke ausdrücklich entgegen. Die (politische) Möglichkeit zur Änderung dieser gesetzlichen Regelung kann dabei angesichts ihres Ursprungs nicht in isolierter Weise aus nationalrechtlicher Sicht beurteilt werden. Denn dieser ausdrückliche Ausschluss von nationalen CO₂-Emissionsgrenzwerten im BImSchG erfolgte aufgrund des zwingend in deutsches Recht umzuwandelnden Art. 9 Abs. 3 UAbs. 3 der IVU-Richtlinie⁶² (jetzt Art. 9 Abs. 1 der IED-Richtlinie⁶³).⁶⁴ Lediglich die Schutzpflicht des § 5 Abs. 1 S. 1 BImSchG ist damit für die Emission von Treibhausgasen, die dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)⁶⁵ unterliegen, anwendbar.

Hierdurch wird deutlich, dass der europäische, wie auch deutsche Gesetzgeber für Anlagen, die dem Emissionshandelssystem unterliegen, den anlagenbezogenen Klimaschutz allein dem Emissionshandel zuordnet.⁶⁶ Insoweit hob auch der Bundesrat im Gesetzgebungsverfahren zum TEHG im Jahr 2004 hervor, dass die EG Richtlinie 2003/87/EG (Emissionshandelsrichtlinie) eine Entkopplung vom Ordnungsrecht verlange, wenn und soweit eine Anlage in den Emissionszertifikate-Handel einbezogen sei.⁶⁷

⁶¹ Statt vieler Hans D. Jarass, in: ders. (Hrsg.), *BImSchG*, 10. Aufl. 2013, § 17, Rn. 58 ff.

⁶² Es handelt sich insoweit um die Richtlinie 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Januar 2008 über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU-Richtlinie).

⁶³ Die Industrieemissionsrichtlinie ersetzt die bisherige Genehmigungsgrundlage für Industrieanlagen in EU-Mitgliedsländern, die sogenannte IVU-Richtlinie (2008/1/EG), sowie die Richtlinie über Abfallverbrennung (2000/76/EG), die Richtlinie über Großfeuerungsanlagen (2001/80/EG), die Lösemittelrichtlinie (1999/13/EG) und drei Richtlinien zur Titandioxidherstellung (78/176/EWG, 82/883/EWG, 92/112/EWG).

⁶⁴ BT-Drs. 17/5296.

⁶⁵ Gesetz vom 21. Juli 2011, BGBl. I S. 1475.

⁶⁶ So auch Rainer Wolf, *Die Genehmigung von Kohlekraftwerken*, NuR 2010, S. 244–253, S. 248. Zur Kritik an dieser Systematik siehe ders., *CCS, Anlagengenehmigungsrecht und Emissionshandel*, ZUR 2009, S. 571–579, insb. S. 575 ff.

⁶⁷ Stellungnahme des Bundesrates zum Gesetzesentwurf des TEHG, BT-Drs. 17/5296, S. 61.

① Das Verhältnis des nationalen Anlagenzulassungsrechts zum europäischen Emissionshandelsrecht

Vor diesem Hintergrund erscheint eine nationale Implementierung von CO₂-Emissionsgrenzwerten für Kraftwerke rechtlich nicht problemlos und wirft mit Blick auf die verbleibenden Umsetzungsspielräume des nationalen Gesetzgebers die grundsätzliche Frage nach dem Verhältnis des nationalen Anlagenzulassungsrechts zum europäischen Emissionshandelsrecht auf.

Dass die Genehmigungserteilung im Sinne des EU-Emissionsrechtshandels nach der EH-RL an keine materiellen Genehmigungsvoraussetzungen geknüpft ist, wie es ansonsten im Umwelt-Ordnungsrecht beispielsweise bei Festlegungen von Schadstoffminderungen nach dem Stand der Technik der Fall ist, erklärt sich aus dem System des Emissionshandelsrechts selbst, durch das zwei grundlegende Ziele miteinander verbunden werden⁶⁸: Zum einen sollen anthropogene Treibhausgasemissionen der Mitgliedstaaten gemeinschaftlich reduziert werden, um den aus dem Kyoto-Protokoll erwachsenen Verpflichtungen nachzukommen.⁶⁹ Zum anderen soll diese Verpflichtung unter einer möglichst geringen Beeinträchtigung der wirtschaftlichen Entwicklung und Beschäftigungslage erfüllt werden.⁷⁰ Den zentralen Mechanismus des EU-Emissionshandels bildet dabei ein Handelssystem mit absoluter Mengengrenzung (*cap and trade*). Dazu werden an die Emittenten in Europa – als Ausdruck einer begrenzten Verfügbarkeit von Umweltgütern, deren Verbrauchskosten dem jeweiligen Verursacher angelastet werden (*Internalisierung*) – frei handelbare und übertragbare Zertifikate bzw. Berechtigungen ausgeben (*allowances/EUAs*) bzw. gegenwärtig von diesen

sektorabhängig teilweise oder vollständig ersteigert. Das Umweltqualitätsziel wird damit punktgenau regulierbar, weil die Berechtigungsmenge die zulässige Schadstoffausstoß-Obergrenze bestimmt.⁷¹ Seine wirtschaftliche Effizienz erreicht das Emissionshandelssystem dadurch, dass nicht alle Verursacher ihren Schadstoffausstoß identisch reduzieren müssen. Emissionen werden vielmehr dort eingespart, wo die geringsten Vermeidungskosten anfallen. Überzählige Berechtigungen werden dort gekauft, wo die Vermeidung hingegen hohen Aufwand bedeutet.⁷² Durch die Verknappung von CO₂-Zertifikaten wird dabei ein marktkonformer und effizienter Anreiz zur Reduktion von Treibhausgasemissionen geschaffen.

Die Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen ist mit dem Zertifikate-System verknüpft, welches damit globale Klimaprobleme und nicht nur lokal vorhandene, individuelle Gefahren bewältigen soll.⁷³ Für die Abwehr lokaler individueller Gefahren stehen weitere Instrumente zur Verfügung, die weder durch die Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen noch durch Emissionszertifikate ersetzt oder verdrängt werden.

Der wesentliche Ansatzpunkt des Emissionsrechtshandels ist damit, dass es nicht von Bedeutung ist, dass alle Emittenten im Verhältnis zueinander gleich viele Emissionen reduzieren. Im Fokus steht vielmehr, dass sich die Emissionen insgesamt verringern. Diesem Ansatz steht das bisherige System des Umwelt-Ordnungsrechts entgegen, innerhalb dessen die Reduktion von Emissionen über das am „Stand der Technik“ orientierte Vorsorgegebot des § 5 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG und über das Gebot der sparsamen und effizienten Energieverwendung des § 5 Abs. 1 Nr. 4 BImSchG erzielt wird.⁷⁴

⁶⁸ So bereits Klaus Messerschmidt, *Europäisches Umweltrecht*, § 16, Rn. 96.

⁶⁹ Vgl. hierzu *Erwägungsgrund Nr. 4 der EH-RL 2003/87/EG*.

⁷⁰ Vgl. *Art. 1 und Erwägungsgrund Nr. 5 der EH-RL 2003/87/EG*.

⁷¹ Lars Oliver Michaelis/Christoph Holtwitsch, *Die Umsetzung der europäischen Emissionshandelsrichtlinie*, NJW 2004, S. 2127–2132, S. 2128.

⁷² Patrick Graichen/Enno Harders, *Die Ausgestaltung des internationalen Emissionshandels nach dem Kyoto-Protokoll und seine nationalen Umsetzungsvoraussetzungen*, ZUR 2002, S. 73–80, S. 74.

⁷³ *Ebd.*

⁷⁴ Martin Burgi, *Die Rechtstellung der Unternehmen im Emissionshandelssystem*, NJW 2003, S. 2486–2492, S. 2488, m.w.N.

Diese grundsätzlichen Unterschiede beider Systeme wurde durch die mit der Einführung der Europäischen EH-RL verbundene Änderung des Art. 9 Abs. 1 der IED-RL aufzuheben versucht.⁷⁵ Die Richtlinie formuliert insoweit, dass Emissionsgrenzwerte auch in Bezug auf Treibhausgase weiterhin festgelegt werden dürfen, soweit dies erforderlich ist, um sicherzustellen, dass keine erhebliche lokale Umweltverschmutzung bewirkt wird. Umgekehrt belässt es Art. 9 Abs. 1 der IED-RL bei der Regel, dass Anlagengenehmigungen keine Emissionsgrenzwerte für Treibhausgase enthalten. Dies bedeutet dementsprechend nicht, dass die nationalen ordnungsrechtlichen Regelungen des § 5 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 4 BImSchG obsolet werden.⁷⁶ Diese Regelungen gewährleisten auch weiterhin einen gewissen Mindeststandard an Klimaschutz, durch die der Emissionshandel ergänzt wird.⁷⁷

(2) Anwendbarkeit des Art. 193 AEUV

Trotz des insoweit eindeutigen Wortlautes des § 5 Abs. 2 BImSchG, der – wie bereits ausgeführt – im Hinblick auf die Ausschlusswirkung für Emissionsgrenzwerte auf die Emissionshandelsrichtlinie und die IED-Richtlinie zurückgeht, wird verschiedentlich die europarechtliche Zulässigkeit nationaler CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke mit der sog. Schutzverstärkungsklausel nach Art. 193 des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) zu begründen versucht.⁷⁸ Danach wird der durch die Emissionshandelsrichtlinie und die IED-Richtlinie bewirkte Ausschluss von Emissionsgrenzwerten mit dem primärrechtlichen Vorsorgeprinzip bezweifelt und folglich nationale CO₂-Emissionsgrenzwerte als Schutzverstärkungsmaßnahmen i.S.d.

Art. 193 AEUV angesehen.⁷⁹ Diese rechtliche Begründung vermag indes bei näherer Betrachtung nicht ohne weiteres zu überzeugen.⁸⁰

Bei einer möglichen Implementierung zusätzlicher CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke auf nationaler Ebene sind zwingend die (primärrechtlichen) Vorgaben des Rechts der Europäischen Union zu beachten. Grund hierfür ist, dass die Europäische Union aufgrund ihrer Gesetzgebungszuständigkeit (Art. 191 AEUV), insbesondere mit der Einführung des europäischen Emissionshandelssystems durch die EH-RL sowie mit der IED-RL bereits ein weitreichendes und detailliertes Rechtsregime zur Regulierung umweltrelevanter Emissionen geschaffen hat, welches durch die Mitgliedstaaten – mit Ausnahme ggf. verbleibender Spielräume – verpflichtend zu beachten und umzusetzen ist. „Nationale Alleingänge“ wären in diesen Fällen grundsätzlich unzulässig, vgl. Art. 288 AEUV.

Gemäß dem Wortlaut der Schutzverstärkungsklausel des Art. 193 AEUV sind die Mitgliedstaaten ausdrücklich nicht daran gehindert, verstärkte Schutzmaßnahmen beizubehalten oder zu ergreifen, sofern die betreffenden Maßnahmen mit den Verträgen vereinbar sind. Hierauf nimmt auch der 10. Erwägungsgrund der IED-RL Bezug und stellt diesbezüglich die Zulässigkeit nationaler Schutzverstärkungen auch im Bereich der Treibhausgase grundsätzlich fest:

Im Einklang mit Art. 193 AEUV hindert diese Richtlinie die Mitgliedstaaten nicht daran, verstärkte Schutzmaßnahmen beizubehalten oder zu ergreifen, sofern solche Maßnahmen mit den Verträgen vereinbar sind und der Kommission notifiziert wurden.

⁷⁵ So auch Walter Frenz, *Emissionshandel – Rückblick und Ausblick*, ZUR 2006, S. 393–399, S. 394.

⁷⁶ Vgl. Stefan Kobes, *Grundzüge des Emissionshandels in Deutschland*, NVwZ 2004, S. 513–520, S. 515.

⁷⁷ Ebd. So auch Martin Burgi (Fn. 74), S. 2488; Jochen Schlüter, *Emissionsrecht handel ante portas*, NVwZ 2003, S. 1213–1216, S. 1216.

⁷⁸ So Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung*, 2011, Tz. 449; Cornelia Ziehm/Henrike Wegener, *Zur Zulässigkeit nationaler CO₂-Grenzwerte für dem Emissionshandel unterfallende neue Energieerzeugungsanlagen*, DUH 2013, S. 8 ff.; Cornelia Ziehm, *Europarechtliche Zulässigkeit nationaler CO₂-Emissionsstandards für Energieerzeugungsanlagen*, ZNER 2014, S. 34–39, S. 36 f. Wohl auch bejahend Roda Verheyen, (Fn. 8), S. 16.

⁷⁹ Cornelia Ziehm/Henrike Wegener (Fn. 78), S. 18 f.

⁸⁰ So bereits Lorenzo Squintani/Marijn Holwerda/Kars de Graaf, *Regulating greenhouse gas emissions from EU ETS installations: what room is left for the member states?*, in: Marjan Peeters/Mark Stallworthy/Javier de Cendra de Larragán (Eds.), *Climate Law in EU Member States – Towards National Legislation for Climate Protection*, 2012, S. 67–88.

Unabhängig davon, ob der Wortlaut des Art. 9 Abs. 1 IED-RL einer nationalen Implementierung von CO₂-Emissionsgrenzwerten für Kraftwerke im Rahmen der Genehmigungserteilung entgegensteht, ist vorliegend bereits das von Art. 193 AEUV geforderte höhere Schutzniveau der Maßnahme zur Eröffnung verstärkter Schutzbestrebungen fraglich. Dass nationale CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke grundsätzlich dem Umweltschutz i.S.d. Art. 193 AEUV dienen sollen, kann wohl unzweifelhaft behauptet werden. Allerdings haben sie tatsächlich keinen Einfluss auf eine Reduzierung der CO₂-Emissionen im Europäischen System insgesamt. Das Emissionshandelssystem setzt mit dem verbindlich vorgegebenen Cap die Grenze für den Ausstoß von CO₂-Emissionen. Zusätzliche CO₂-Emissionen werden dadurch nicht eingespart.⁸¹ Die Implementierung von CO₂-Emissionsgrenzwerten führt insoweit lediglich zu einer Reduktion von Emissionen auf nationaler Ebene.

Mit Blick auf das gesamte europäische Emissionshandelssystem stellt sich die nationale CO₂-Emissionsreduktion aber neutral dar. Zwar würde die nationale Nachfrage nach Emissionszertifikaten sinken, die Zertifikatspreise würden damit aber ebenfalls weiter sinken. Andere Sektoren könnten dementsprechend günstigere Zertifikate erwerben und insgesamt käme es nicht zu einer Reduktion von Emissionen, insbesondere dann nicht, wenn CO₂-Emissionsgrenzwerte gerade nicht nur für Neu-, sondern auch für Bestandsanlagen gelten sollen. Die durch nationale Maßnahmen zusätzlich erreichten CO₂-Einsparungen führen damit automatisch zu einer Steigerung von CO₂-Emissionen in anderen Mitgliedstaaten. Diese Interdependenz wird daher auch als sogenannter „Wasserbett-Effekt“⁸² bezeichnet.

Die Befürworter von CO₂-Emissionsgrenzwerten sehen eine Rechtfertigung für diese Maßnahme v.a. in deren weiteren Zwecksetzung: Denn „neben ihrem Zweck, Investitionen von klimaschädlichen und unflexiblen Kraftwerken auf weniger klimaschädliche umzulenken, dienen CO₂-Grenzwerte (...) auch dazu, die sonstigen negativen Umweltfolgen der konventionellen Stromerzeugung zu vermindern“.⁸³ Die Verminderung von CO₂-Emissionen ist nach dieser Lesart nicht mehr Hauptzweck, sondern nur noch Nebeneffekt. Die nationalen CO₂-Emissionsgrenzwerte werden jedoch gerade im Zusammenhang mit den Defiziten des Emissionshandelssystems begründet, so dass die Heranziehung von weiteren Schutzzwecken einen sehr bemühten Eindruck macht und das eigentliche Ziel dabei aus den Augen verliert. Zudem verfängt diese Argumentation auch deswegen nicht, da hier offensichtlich außer Acht bleibt, dass es für die Bekämpfung lokaler Umweltverschmutzungen durch konventionelle Kraftwerke keines Rückgriffs auf die Schutzverstärkungsklausel des Art. 193 AEUV bedarf, sondern insoweit bereits der Anwendungsbereich des § 5 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG eröffnet ist.

Es erscheint damit insgesamt zweifelhaft, ob eine Regelung über nationale CO₂-Emissionsgrenzwerte für konventionelle Kraftwerke systemkonform wäre. Zum einen ist bereits fraglich, ob sie den Ansatz der IED-RL in systematisch gleicher Weise fortsetzen würde. Zum anderen bestehen erhebliche Bedenken, dass die nationalen CO₂-Grenzwerte das System des Europäischen Emissionshandels nicht außer Kraft setzen oder dessen Wirksamkeit nicht beeinträchtigen. Denn die Festlegung von CO₂-Emissionsgrenzwerten auf nationaler Ebene kann sich durchaus gegen die mit dem Emissionshandelssystem verfolgten Zielsetzungen richten und zu faktischen

⁸¹ Dies bejahend auch Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (Fn. 78), Tz. 452.

⁸² Lorenzo Squintani/Marijn Holwerda/Kars de Graaf (Fn. 80), S. 85, m.w.N.

⁸³ Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (Fn. 78), Tz. 453.

Abschwächungen führen. Da die Einführung nationaler CO₂-Emissionsgrenzwerte für konventionelle Kraftwerke tendenziell zu sinkenden Zertifikatspreisen im Europäischen Emissionshandelssystem führen, sinkt gleichzeitig auch der Verminderungsanreiz für nicht mit CO₂-Emissionsgrenzwerten belegten konventionellen Kraftwerken in den anderen Mitgliedstaaten. Außerdem wird einzelnen, am Emissionshandelssystem beteiligten Unternehmen, damit die Möglichkeit genommen, zwischen den durch dieses System bewusst eröffneten Handlungsoptionen frei zu wählen. Die Implementierung nationaler CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke hätte damit eine den Europäischen Emissionshandel funktional beeinträchtigende Wirkung, denn die Anlagenbetreiber würden dadurch in ihrem Alternativverhalten zwischen eigenen Maßnahmen zur Verhinderung der Treibhausgasemissionen einerseits und dem Zukauf von Zertifikaten andererseits beeinträchtigt. Gleichzeitig ist zu fragen, ob bei einer Implementierung von CO₂-Emissionsgrenzwerten der Emissionshandel überhaupt noch wirksam funktionieren kann.

Dies bedeutet allerdings nicht, dass die Mitgliedstaaten keine flankierenden Maßnahmen ergreifen können.⁸⁴ Bereits gemäß Art. 6, 17 IED-RL können die Mitgliedstaaten unbeschadet der Genehmigungspflicht allgemein verbindliche Vorschriften erlassen, um entsprechende Auflagen vorzusehen. Art. 9 IED-RL verhindert damit lediglich solche Maßnahmen, die Emissionsgrenzwerte von Anlagen allein im Rahmen der Genehmigungserteilung betreffen.⁸⁵ Als Großbritannien im Rahmen des Climate Change Act im Jahr 2008 Grenzwerte für individuelle Kraftwerkprojekte einzuführen versuchte, wurde dies durch die Kommission mit dem Hinweis auf Art. 9 IED-RL als unvereinbar mit dem Unionsrecht zurückgewiesen. Gleichzeitig betonte sie aber, dass es den Mitgliedstaaten nicht verwehrt sei, Emissionsgrenzwerte außerhalb der Emissionsrichtlinie und der IED-RL durch allgemeine Vorschriften zu implementieren.⁸⁶

Damit dürften die isolierten, lediglich auf nationaler Ebene einzuführenden CO₂-Emissionsgrenzwerte zu rechtlich nur schwer zu rechtfertigenden Widersprüchen zu europarechtlichen Vorgaben und dem Kerngedanken des Europäischen Emissionshandelssystem führen, die schon aus Gründen einer widerspruchsfreien Normgebung vermieden werden sollten. Zudem liegt auch der damaligen Einführung des Europäischen Emissionshandelssystems eine wesentliche Grundsatzentscheidung für ein europaweites Cap-and-Trade-System einschließlich seiner spezifischen Wirkungsweise zugrunde. Rein nationale ordnungsrechtliche Instrumente, die sich vom Anwendungsbereich her mit dem Emissionshandelssystem überschneiden, könnten damit auch zu technisch ungewollten, wie rechtlich unzulässigen Friktionen und Problemen führen.

Dies zeigt gleichzeitig aber auch die möglichen Handlungsoptionen auf: Wenn die Einführung von CO₂-Emissionsgrenzwerten von vornherein in abgestimmter Weise mit dem Europäischen Emissionshandelssystem erfolgt, ist eine Implementierung auf nationaler Ebene denkbar. Eine Schutzverstärkung i.S.d. Art. 193 AEUV wird wohl dann anzunehmen sein, wenn sich der bereits genannte Wasserbetteffekt bei der Einführung zusätzlicher CO₂-Grenzwerte auf nationaler Ebene gerade nicht oder nur in unerheblichem Maße einstellt. Dies ist dann der Fall, wenn die zusätzlichen Grenzwerte nicht zu einer Verlagerung der zwar in Deutschland eingesparten, jedoch gleichzeitig in anderen Ländern zusätzlich verfügbaren CO₂-Potentiale führt. Die Effekte nationaler CO₂-Emissionsgrenzwerte müssen daher Eingang in das Europäische Emissionshandelssystem finden. Nur so kann ein wirksamer Verbund zwischen Instrumenten auf nationaler und europäischer Ebene zur Reduktion von CO₂-Emissionen entstehen.

⁸⁴ So zutreffend auch Cornelia Ziehm/Henrike Wegener (Fn. 78), S. 18.

⁸⁵ Vgl. hierzu bereits Remo Klinger/Henrike Wegener, *Klimaschutz in der Raumordnung*, NVWZ 2011, S. 905–910, S. 908.

⁸⁶ <http://www.endseurope.com/22980/can-eu-states-set-co2-limits-for-installations>

5. Zusammenfassung und Bewertung

1. Emissionsgrenzwerte für konventionelle Kraftwerke sind Maßnahmen des klassischen Ordnungsrechts. Sie schaffen langfristige Planungssicherheit für Kraftwerksbetreiber und potentielle Investoren. Der klare gesetzliche Rahmen reduziert das Risiko langfristiger Investitionen und wirkt somit investitionsfördernd.
2. Durch die Einführung von Emissionsgrenzwerten für neue Kraftwerke kann ein Neubau von relativ emissionsintensiven Kohlekraftwerken ohne Carbon-Capture-Technologie effektiv verhindert werden. Die zunehmende Zurückhaltung von Investoren bei der Entwicklung von CCS-Projekten in Europa und der Widerstand gegen unterirdische Lagerstätten in Deutschland machen einen Neubau von Kohlekraftwerken mit CCS in den kommenden Jahren gleichzeitig unwahrscheinlich.⁸⁷ Emissionsgrenzwerte ausschließlich für neue Kraftwerke bergen die Gefahr der Verzögerung von Investitionen in neue Anlagen, da sie einen langanhaltenden Betrieb relativ emissionsintensiver alter Kraftwerke anreizen. Die Integration des Bestandes in die Emissionsgrenzwerteregulierung beugt diesem Effekt vor.
3. Die Emissionen von amortisierten Bestandsanlagen können durch Jahresemissionsgrenzwerte reduziert werden, ohne dass die Anlagenbetreiber gezwungen werden, die Anlagen sofort stillzulegen. Eine stufenweise Verschärfung der Emissionsgrenzwerte mit zunehmendem Alter ermöglicht eine effiziente Emissionsreduktion mit angemessener Übergangszeit für die Kraftwerksbetreiber.
4. Zusätzlich würden diese Grenzwerte Investitionen in Kohlekraftwerke (Retrofits), die deren Lebenszeit bis in die 2030er Jahre verlängerten, unwirtschaftlich machen. Es ist angesichts des bestehenden CO₂-Zertifikateüberschusses unwahrscheinlich, dass der zu erwartende CO₂-Preis der nächsten 15 Jahre Retrofits verhindern wird.
5. Die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte ist relativ einfach zu kontrollieren. Die Emissionen der Kraftwerke werden bereits heute von der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Rahmen des EU-Emissionshandels erfasst. Die Transaktionskosten dürften sich insgesamt in Grenzen halten.

⁸⁷ Wie die Ausgestaltung der Emissionsgrenzwerte in UK, USA und Kanada zeigt, ist CCS für verschiedene Länder eine Option zur Dekarbonisierung der Energiewirtschaft. Auch der Weltklimarat hat in seinem 5. Sachstandsbericht betont, dass CCS global betrachtet einen wichtigen Beitrag zur Verminderung der Treibhausgasemissionen leisten kann (diese Fußnote). Anstatt das aufgefangene CO₂ im Untergrund zu speichern gibt es vielversprechende Wege der CO₂-Nutzung (CCU – carbon-capture-and-use). Beispielhaft seien die Herstellung von Methanol (Power-to-Liquid) oder Methan (Power-to-Gas) und die stoffliche Nutzung in der chemischen Industrie genannt.

6. CO₂-Emissionsgrenzwerte für deutsche Kraftwerke würden die Emissionen auf europäischer Ebene nicht direkt reduzieren. Allerdings könnten Emissionsgrenzwerte in Deutschland die Durchsetzung ambitionierter Emissionsreduktionsziele in Europa erleichtern, da die Kosten zur Erreichung eines bestimmten Emissionsreduktionsziels für die anderen Länder sinken.

7. Je nach zukünftiger Marktlage besteht die Möglichkeit von Nettoimporten emissionsintensiven Stroms. Es ist zu klären, inwieweit Stromimporte in eine Emissionsgrenzwerteregelung integriert werden könnten.

8. Bei den derzeitigen Energieträgerpreisen könnten wirksame Emissionsgrenzwerte zu einem leichten Anstieg der Strompreise führen. Einen ähnlichen Effekt hätte allerdings ein CO₂-Preis, der zu signifikanten Emissionsminderungen in der Stromerzeugung führen würde.

9. Im Hinblick auf europarechtliche Vorgaben ist eine derartige „nationale“ Lösung rechtlich nicht unproblematisch. Die mit Einführung der Emissionshandels-RL verbundene Änderung von Art. 9 Abs. 1 der IED-RL erlaubt die Festlegung von Emissionsgrenzwerten auch in Bezug auf Treibhausgase nur dann, wenn lokale Umweltverschmutzungen bekämpft werden sollen. Umgekehrt belässt es Art. 9 Abs. 1 der IED-RL dabei, dass Anlagengenehmigungen keine Emissionsgrenzwerte für Treibhausgase enthalten. Bereits nach dem Wortlaut dieser Richtlinie wäre also eine Einführung von CO₂-Emissionsgrenzwerten für konventionelle Kraftwerke im Rahmen der Anlagengenehmigung ausgeschlossen.

10. Die Festsetzung von CO₂-Emissionsgrenzwerten in immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen aus Klimaschutzgründen wird für am Emissionshandel teilnehmende Unternehmen darüber hinaus im nationalen Recht durch den eindeutigen Wortlaut des § 5 Abs. 2 BImSchG ausgeschlossen. Sollte gleichwohl die Schaffung neuer ordnungsrechtlicher Vorgaben in Bezug auf CO₂-Emissionsgrenzwerte für konventionelle Kraftwerke im Rahmen der Genehmigung von Kraftwerken verfolgt werden, so bedürfte es zunächst einer Änderung von § 5 BImSchG, dessen Absatz 2 zu streichen wäre.

11. Die Schaffung neuer ordnungsrechtlicher Vorgaben durch nationale CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke im Rahmen der Anlagenzulassung könnte unter den derzeit bestehenden gesetzlichen Rahmenbedingungen daher zu erheblichen Rechtsunsicherheiten führen und ist aus rechtlicher Sicht zum jetzigen Zeitpunkt daher kritisch zu beurteilen. Allerdings ist der Gesetzgeber nicht daran gehindert, diese Rahmenbedingungen unter Beachtung der verfassungsrechtlichen und europarechtlichen Vorgaben zu ändern.

12. Die Einführung von CO₂-Emissionsgrenzwerten muss vor allem in abgestimmter Weise mit dem Europäischen Emissionshandelssystem erfolgen. Eine Schutzverstärkung i.S.d. Art. 193 AEUV wird nur dann anzunehmen sein, wenn sich der sogenannte „Wasserbetteffekt“ bei der Einführung zusätzlicher CO₂-Grenzwerte auf nationaler Ebene gerade nicht oder nur in unerheblichem Maße einstellt. Dies ist dann der Fall, wenn die zusätzlichen Grenzwerte nicht zu einer Verlagerung der in Deutschland eingesparten CO₂-Mengen führen.

6. Fazit

Die Energiewende hat zum Ziel, die mit der Energieversorgung verbundenen CO₂-Emissionen bis 2050 um mindestens 80% gegenüber 1990 zu reduzieren.⁸⁸ Der große Anteil der Stromerzeugung an den energiebedingten CO₂-Emissionen und die im Lauf der Energiewende zunehmende Elektrifizierung von Wärme- und Transportsektor bedingen eine starke Reduktion der CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung. Durch die ausbleibende Verringerung der CO₂-Emissionen der letzten Jahre, für die neben witterungsbedingten Einflüssen die Zunahme der Kohleverstromung verantwortlich war, wird sowohl die Akzeptanz der Energiewende im Inland als auch der internationale Vorbildcharakter der Energiewende gefährdet. Kurz- und mittelfristige Erfolge bei der Minderung der CO₂-Emissionen sind deshalb wichtig und für das Erreichen der deutschen Klimaziele für 2020 unerlässlich. CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke sollten als zielführendes Instrument

in Erwägung gezogen werden, auch wenn die Einführung aus rechtlicher Sicht nicht unproblematisch wäre. Intelligent ausgestaltete Emissionsgrenzwerte erlauben eine graduelle Verminderung der Stromerzeugung aus Kohle. Sie können dazu beitragen einen Kohlekonsens – eine Übereinkunft zwischen den entscheidenden Akteursgruppen über eine kohärente Übergangstrategie für den Kohlesektor⁸⁹ – zu erreichen.

Neben der in diesem Beitrag im Fokus stehenden Stromerzeugung verdient die Verbrauchsseite in Zukunft größere Aufmerksamkeit. Die Potenziale des Lastmanagement zur Flexibilisierung des Stromsystems müssen weiter gefördert werden. Zusätzlich sind stärkere Anreize zur Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudesektor zu setzen, um das beträchtliche Emissionsminderungspotenzial des Gebäudebestandes zu heben. ■

⁸⁸ Bundesregierung (Fn. 12).

⁸⁹ Agora Energiewende (Fn. 4).

Literaturverzeichnis

AG Energiebilanzen, Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 nach Energieträgern, Stand: 12. Dezember 2013.

Agora Energiewende, Das deutsche Energiewende-Paradox: Ursachen und Herausforderungen, April 2014.

British Parliament, Energy Act 2013, c. 32.

Bündnis90/Die Grünen Bundestagsfraktion, Eckpunkte für die Reform des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG), Fraktionsbeschluss vom 17. Januar 2014.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittlandskohlepreis/> und <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/>, Stand: 15. April 2014.

Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste, Stand: 02. April 2014.

Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste zum erwarteten Zu- und Rückbau 2014 bis 2018, Stand: 02.04.2014.

Bundesregierung, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 2010.

Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland/Deutsche Umwelthilfe, Rechtliche Instrumente zur Verhinderung neuer Kohlekraftwerke und Braunkohletagebaue in Deutschland, Rechtsgutachten erstellt von Roda Verheyen, Berlin, Mai 2013.

Burgi, Martin, Die Rechtstellung der Unternehmen im Emissionshandelssystem, NJW 2003, S. 2486–2492.

Canadian Electricity Association, Canada's Electricity Industry, 2013.

Department of Energy and Climate Change, Digest of UK energy statistics – Natural gas, 2013.

Department of Energy and Climate Change, Digest of UK energy statistics, Chapter 5 – Electricity, 2013.

Energy Information Administration, Annual Energy Overview 2014 Early Release Overview, 2014.

Environmental Protection Agency, Standards of Performance for Greenhouse Gas Emissions from New Stationary Sources: Electric Utility Generating Units, 20. September 2013.

Europäische Investitionsbank, Finanzierungskriterien der EIB für Energieprojekte, 25. Juli 2013.

Europäische Kommission, Pressemitteilung: „Backloading“ beschlossen: EU stärkt Handel mit CO₂-Emissionen, abrufbar unter: http://ec.europa.eu/deutschland/press/pr_releases/11960_de.htm, 09. Januar 2014.

Europäische Kommission, Commission Staff Working Document, Impact Assessment accompanying the document Proposal for a Decision of the European Parliament and of the Council concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC, 22. Januar 2014.

Europäische Kommission, Proposal for a Decision of the European Parliament and of the council concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC, 2014.

European Climate Foundation, Scenarios on the introduction of CO₂ emission performance standards for the EU power sector, erstellt durch Ecofys Germany GmbH, 2009.

European Energy Exchange, EU Emission Allowances, Primary Market Auction, <http://www.eex.com/de/marktdaten/emissionsrechte/auktionsmarkt/european-emission-allowances-auction#!/2014/04/10>, Stand: 10. April 2014.

Frenz, Walter, Emissionshandel – Rückblick und Ausblick, ZUR 2006, S. 393–399.

Geden, Oliver/Fischer, Severin, Moving Targets – Die Verhandlungen über die Energie- und Klimapolitik-Ziele der EU nach 2020. SWP-Studie, 2014.

Graichen, Patrick/Harders, Enno, Die Ausgestaltung des internationalen Emissionshandels nach dem Kyoto-Protokoll und seine nationalen Umsetzungsvoraussetzungen, ZUR 2002, S. 73–80.

Greenpeace Deutschland, Kohleausstiegsgesetz, Verteilung der Reststrommengen und Folgenabschätzung für den Kohlekraftwerkspark, erstellt von Ecofys Deutschland, Mai 2012.

Jarass, Hans D. (Hrg.), BImSchG, Kommentar, 10. Aufl. 2013.

Klinger, Remo/Wegener, Henrike, Klimaschutz in der Raumordnung, NVWZ 2011, S. 905–910.

Kobes, Stefan, Grundzüge des Emissionshandels in Deutschland, NVwZ 2004, S. 513–520

Krauß, Günter, Bedarfsprüfung für Energieversorgungsanlagen im immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren, NVwZ 1995, S. 959–962.

Kreditanstalt für Wiederaufbau, KfW-Position zur Finanzierung von Kohlekraftwerken, 10. März 2014.

Messerschmidt, Klaus, Europäisches Umweltrecht, 1. Auflage, München 2011.

Michaelis, Lars Oliver/Holtwitsch Christoph, Die Umsetzung der europäischen Emissionshandelsrichtlinie, NJW 2004, S. 2127–2132.

Neuhoff, Karsten/Schopp, Anne, Europäischer Emissionshandel: Durch Backloading Zeit für Strukturreform gewinnen, DIW Wochenbericht Nr. 11, 2013.

Parliament of Canada, Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations, 2012.

Regulatory Assistance Project, Emissions Performance Standards in Selected States, 2010.

Rubin, Edward S., A Performance Standards Approach to Reducing CO₂ Emissions from Electric Power Plants, Carnegie Institute of Technology, Department of Engineering and Public Policy, Paper 60, 2009.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung, 2011.

Schlüter, Jochen, Emissionsrechtelhandel ante portas, NVwZ 2003, S. 1213–1216.

Squintani, Lorenzo/Holwerda, Marijn/de Graaf, Kars, Regulating greenhouse gas emissions from EU ETS installations: what room is left for the member states?, in: **Peeters, Marjan/ Stallworthy, Mark/ de Cendra de Larragán, Javier (Eds.)**, Climate Law in EU Member States – Towards National Legislation for Climate Protection, 2012, S. 67–88.

Umweltbundesamt, Klimaschutz und Versorgungssicherheit – Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung, Climate Change 13/2009.

Umweltbundesamt, Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012, Climate Change 07/2013.

Umweltbundesamt, Hintergrund: Treibhausgasausstoß in Deutschland 2012 – vorläufige Zahlen aufgrund erster Berechnungen und Schätzungen des Umweltbundesamtes, 2013.

Umweltbundesamt, Pressemitteilung: Treibhausgasausstoß im Jahr 2013 erneut um 1,2 Prozent leicht gestiegen, abrufbar unter: <http://www.umweltbundesamt.de/presse/presseinformationen/treibhausgasausstoß-im-jahr-2013-erneut-um-12>, 10. März 2014.

Wolf, Rainer, Die Genehmigung von Kohlekraftwerken, NuR 2010, S. 244–253.

Wolf, Rainer, CCS, Anlagengenehmigungsrecht und Emissionshandel, ZUR 2009, S. 571–579.

Ziehm, Cornelia/Wegener, Henrike, Zur Zulässigkeit nationaler CO₂-Grenzwerte für dem Emissionshandel unterfallende neue Energieerzeugungsanlagen, DUH 2013.

Ziehm, Cornelia, Europarechtliche Zulässigkeit nationaler CO₂-Emissionsstandards für Energieerzeugungsanlagen, ZNER 2014, S. 34–39.

Anhang

Tabelle 3: Im Rahmen des Monitoring der Bundesnetzagentur erhobene Daten zum Rückbau von Kraftwerken 2014 – 2018. Stand: 02.04.2014.⁹⁰

Unternehmen	Kraftwerksname	Ort (Standort Kraftwerk)
swb Erzeugung GmbH & Co. KG	KW Hastedt	Bremen
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	Heizkraftwerk Stuttgart-Gaisburg	Stuttgart
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach
E.ON Kraftwerke GmbH	Scholven	Gelsenkirchen
E.ON Kraftwerke GmbH	Scholven	Gelsenkirchen
E.ON Kraftwerke GmbH	Scholven	Gelsenkirchen
E.ON Kraftwerke GmbH	Knepper	Dortmund
Mark-E AG	Kraftwerk Werdohl-Elverlingsen	Werdohl
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	Kraftwerk Walheim	Walheim
STEAG GmbH	KW Herne	Herne
STEAG GmbH	KW Walsum	Duisburg
swb Erzeugung GmbH & Co. KG	KW Hafen	Bremen
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln	Datteln
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	Kraftwerk Walheim	Walheim
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln	Datteln
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln	Datteln
MVV Energie AG	HKW Mannheim	Mannheim
Kraftwerk Dessau GmbH	Kraftwerk Dessau	Dessau-Roßlau
Gemeinschaftskraftwerk Veltheim GmbH	Kraftwerk Veltheim	Porta Westfalica
Stadtwerke Hannover AG	KWH	Hannover
Gemeinschaftskraftwerk Veltheim GmbH	Kraftwerk Veltheim	Porta Westfalica
Gemeinschaftskraftwerk Veltheim GmbH	Gasturbinenkraftwerke Bielefeld	Bielefeld
GHD E.ON Bayern AG & Co. KG	GHD	Dingolfing
GHD E.ON Bayern AG & Co. KG	GHD	Dingolfing
E.ON Kernkraft GmbH	Grafenrheinfeld	Grafenrheinfeld
E.ON Kraftwerke GmbH	Ingolstadt	Großmehring
E.ON Kraftwerke GmbH	Ingolstadt	Großmehring
Gemeinschaftskraftwerk Veltheim GmbH	Kraftwerk Veltheim	Porta Westfalica
Grosskraftwerk Mannheim AG	GKM	Mannheim
Grosskraftwerk Mannheim AG	GKM	Mannheim
E.ON Kraftwerke GmbH	Staudinger	Großkrotzenburg
E.ON Kraftwerke GmbH	Irsching	Vohburg
Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Pforzheim
Flughafen München GmbH	Energiezentrale 1992	München/Flughafen

⁹⁰ Bundesnetzagentur, *Kraftwerksliste zum erwarteten Zu- und Rückbau 2014 bis 2018, Stand: 02.04.2014.*

	Energieträger	Geplante endgültige Aufgabe von Netto-Nennleistung (elektrisch) in MW	Voraussichtlicher Zeitpunkt der endgültigen Aufgabe (Jahr) gemäß Unternehmensplanung
	Erdgas	155	2013 bis 2015
	Erdgas	55	2014
	Mineralölprodukte	262	2014
	Mineralölprodukte	85	2014
	Mineralölprodukte	77	2014
	Steinkohle	676	2014
	Steinkohle	345	2014
	Steinkohle	345	2014
	Steinkohle	345	2014
	Steinkohle	186	2014
	Steinkohle	148	2014
	Steinkohle	133	2014
	Steinkohle	129	2014
	Steinkohle	127	2013 bis 2015
	Steinkohle	113	2014
	Steinkohle	96	2014
	Steinkohle	95	2014
	Steinkohle	95	2014
	Abfall	3	2015
	Braunkohle	24	2015
	Erdgas	335	2015
	Erdgas	102	2015
	Erdgas	65	2015
	Erdgas	55	2015
	Erdgas	7	2015
	Erdgas	7	2015
	Kernenergie	1.275	31.12.2015
	Mineralölprodukte	386	2015
	Mineralölprodukte	386	2015
	Steinkohle	303	2015
	Steinkohle	203	2015
	Steinkohle	203	2015
	Erdgas	622	2016
	Erdgas	415	2016
	Erdgas	25	2016
	Erdgas	11	2015 bis 2017

CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke

Unternehmen	Kraftwerksname	Ort (Standort Kraftwerk)
Vattenfall Europe Wärme AG	Lichterfelde	Berlin
Dow Deutschland Anlagengesellschaft mbH	Dow Stade	Stade
Currenta GmbH & Co. OHG	Kraftwerk N 230	Krefeld-Uerdingen
RWE Power AG	Gundremmingen	Gundremmingen
	Mehrere Kraftwerke	Nördl. Frankfurt a.M.
	Mehrere Kraftwerke	Südl. Frankfurt a.M.

Tabelle 4: Im Rahmen des Monitoring der Bundesnetzagentur erhobene Daten zum Zubau von dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten 2014 – 2018 (im Bau befindlich). Stand: 02.04.2014.⁹¹

Unternehmen	Ort (Standort Anlage)	Energieträger
Gemeinschaftskraftwerk Bremen GmbH und Co. KG	Bremen	Erdgas
UPM GmbH Werk Schongau	Schongau	Erdgas
Industriekraftwerk Greifswald GmbH	Lubmin	Erdgas
Müller Sachsen GmbH	Leppersdorf	Erdgas
Volkswagen AG	Braunschweig	Erdgas
Stadtwerke Kiel AG	Kiel	Erdgas
Stadtwerke Bochum Holding GmbH	Bochum	Erdgas
SWN Stadtwerke Neumünster GmbH	Neumünster	Sonstige
RWE Generation SE	Hamm	Steinkohle
Vattenfall Europe Generation AG	Hamburg	Steinkohle
Vattenfall Europe Generation AG	Hamburg	Steinkohle
GDF SUEZ Energie Deutschland AG	Wilhelmshaven	Steinkohle
EnBW Kraftwerke AG	Karlsruhe	Steinkohle
Stadtwerke Düsseldorf AG	Düsseldorf	Erdgas
Stadtwerke Flensburg GmbH	Flensburg	Erdgas
Universitätsklinikum Freiburg AdÖR	Freiburg	Erdgas
Grosskraftwerk Mannheim AG	Mannheim	Steinkohle
RheinEnergie AG	Köln	Erdgas
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln	Steinkohle
		Erdgas
		Steinkohle
		Total

⁹¹ Bundesnetzagentur, (Fn. 90).



Energieträger	Geplante endgültige Aufgabe von Netto-Nennleistung (elektrisch) in MW	Voraussichtlicher Zeitpunkt der endgültigen Aufgabe (Jahr) gemäß Unternehmensplanung
Erdgas	432	2016 bis 2018
Erdgas	190	2016 bis 2018
Steinkohle	18	2016 bis 2018
Kernenergie	1.284	31.12.2017
Mehrere Energieträger	647	Jahr unbestimmt
Mehrere Energieträger	1.789	Jahr unbestimmt
Braunkohle	24	
Erdgas	2.476	
Kernenergie	2.559	
Mineralölprodukte	1.196	
Steinkohle	3.560	
Total	12.253	

Voraussichtliche Aufnahme der kommerziellen Stromerzeugung	Geplante Netto-Nennleistung (elektrisch) in MW
2014	445
2014	60
2014	37
2014	35
2014	10
2014	10
2014	10
2014	21
2014	1.530
2014	830
2014	830
2014	731
2014	842
2015	595
2015	73
2015	8
2015	843
2016	446
Jahr unbestimmt	1.055
	1.729
	6.661
	8.411



IASS Working Paper April 2014

Institute for Advanced Sustainability Studies Potsdam (IASS) e. V.

Kontakt Autor:

Dominik Schäuble: Dominik.Schaeuble@iass-potsdam.de

Adresse:

Berliner Strasse 130
14467 Potsdam
Deutschland
Telefon 0049 331-28822-389
www.iass-potsdam.de

E-Mail:

media@iass-potsdam.de

Vorstand:

Prof. Dr. Dr. h. c. mult. Klaus Töpfer
Prof. Dr. Dr. h. c. mult. Carlo Rubbia
Prof. Dr. Mark Lawrence

Generalsekretär:

Dr. Dr. Mario Tobias

DOI: 10.2312/iass.2014.005

