

Politikberatung kompakt

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

2014

Entwurf und Erläuterung für ein Gesetz zur Festsetzung nationaler CO₂-Emissionsstandards für fossile Kraftwerke in Deutschland

Cornelia Ziehm, Claudia Kemfert, Pao-Yu Oei, Felix Reitz und Christian von Hirschhausen

IMPRESSUM

© DIW Berlin, 2014

DIW Berlin
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
Mohrenstraße 58
10117 Berlin
Tel. +49 (30) 897 89-0
Fax +49 (30) 897 89-200
www.diw.de

ISBN-10 3-938762-73-X
ISBN-13 978-3-938762-73-8
ISSN 1614-6921
urn:nbn:de:0084-diwkompakt_2014-0825

Alle Rechte vorbehalten.
Abdruck oder vergleichbare
Verwendung von Arbeiten
des DIW Berlin ist auch in
Auszügen nur mit vorheriger
schriftlicher Genehmigung
gestattet.

DIW Berlin: Politikberatung kompakt 82

Cornelia Ziehm¹

Claudia Kemfert^{2,3}

Pao-Yu Oei^{2,4}

Felix Reitz^{2,4}

Christian von Hirschhausen^{2,4}

Entwurf und Erläuterung für ein Gesetz zur Festsetzung nationaler CO₂-Emissionsstandards für fossile Kraftwerke in Deutschland

Berlin, Juni 2014

¹ Rechtsanwältin Dr. Cornelia Ziehm, Berlin, rechtsanwaeltin-ziehm@posteo.de

² DIW Berlin, Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt (EVU), Mohrenstr. 58, 10117 Berlin

³ Hertie School of Governance, Friedrichstraße 180, 10117 Berlin

⁴ TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), Str. des 17. Juni 135, 10623 Berlin

Zusammenfassung

Vor dem Hintergrund der Einhaltung der Klimaschutzziele, die die deutsche Bundesregierung sich gesetzt hat, wird seit Längerem die Einführung von nationalen bzw. EU-weiten CO₂-Emissionsstandards als zusätzliches Instrument neben dem Emissionshandel diskutiert. Diese Diskussion zielt insbesondere auf die Reduktion der CO₂-Emissionen aus dem Kraftwerkssektor. Diese Studie analysiert exemplarisch das Instrument der CO₂-Emissionsgrenzwerte, welche sowohl in Deutschland als auch europaweit angewendet werden können.

Die Festsetzung von CO₂-Emissionsstandards auch oder nur auf nationaler Ebene ist europarechtlich auf Grundlage der so genannten Schutzverstärkungsklausel (Art. 193 des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union - AEUV) zulässig. Großbritannien hat dementsprechend bereits CO₂-Emissionsstandards für neue konventionelle Kraftwerke eingeführt und gegenüber der Europäischen Kommission notifiziert. Im deutschen Recht müsste für die Einführung nationaler CO₂-Emissionsstandards zunächst die „Sperrklausel“ des § 5 Absatz 2 BImSchG gestrichen werden. Die Festsetzung von CO₂-Emissionsstandards erfolgt sodann – parallel zur Festsetzung beispielsweise von Emissionsstandards für Schwefeldioxid oder Quecksilber – in der Großfeuerungsanlagenverordnung (13. Bundesimmissionsschutzverordnung – 13. BImSchV).

Signifikante CO₂-Reduktionen erfordern, dass CO₂-Emissionsstandards sowohl Neuanlagen (und essentielle Retrofits) als auch Bestandsanlagen umfassen. Für Neuanlagen kann dieses in Form eines spezifischen, auf die erzeugte Strommenge bezogenen CO₂-Grenzwertes geschehen und in Gramm pro Kilowattstunde angegeben werden. Konkret böte sich ein spezifischer Grenzwert von 450 g/kWh_{el netto} an; dies entspricht den Überlegungen des britischen Vorstoßes und ermöglicht weiterhin den Bau von modernen offenen Gasturbinen sowie GuD-Kraftwerken.

Zum anderen sollten CO₂-Emissionsstandards aber auch für Bestandskraftwerke gelten. Insofern wäre die Festsetzung einer zulässigen CO₂-Gesamtmenge pro Jahr für alle Kraftwerke, die 30 Jahre oder älter sind, möglich. Konkret könnte eine maximale CO₂-Jahresfracht von 3154 Tonnen pro Megawatt Kapazität festgesetzt werden. Das bedeutet, dass Bestandskraftwerke zunächst weiter betrieben werden können, der Betrieb aber auf eine bestimmte

Anzahl von Volllaststunden begrenzt würde. Auch der Berechnung dieser CO₂-Gesamtmenge liegt der spezifische Grenzwert von 450 g/kWh_{el netto} zugrunde. Abweichende Regelungen gelten für KWK-Anlagen. Außerdem können im Falle einer kurzfristigen Gefährdung der Versorgungssicherheit in Deutschland Ausnahmen von den CO₂-Emissionsstandards zugelassen werden.

Mit den vorgenannten Maßnahmen würden die CO₂-Emissionen der deutschen Kohleverstromung in der Größenordnung von ca. 24 Prozent (65 Mio. t) bis 2020 und ca. 66 Prozent (176 Mio. t) bis 2040 im Vergleich zu 2012 reduziert werden. Weitere Vorteile wären die Reduktion des Ausstoßes von zusätzlichen Schadstoffen (insb. Quecksilber und Feinstaub) sowie die Verhinderung von Zwangsumsiedlungen von Dörfern auf Grund neuer Braunkohletagebaue.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	I
1. Einleitung	1
2. Gestaltungsparameter für CO₂-Emissionsstandards.....	3
3. Vorschlag für einen Gesetzesentwurf zur Festsetzung nationaler CO₂- Emissionsstandards für fossile Kraftwerke	7
3.1. Artikel 1: Änderung des Gesetzes zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG).....	7
3.2. Artikel 2: Änderung der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen (Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes – 13. BImSchV).....	7
4. Begründung für die Änderungen des BImSchG (Artikel 1).....	9
4.1. Änderungen zu Nummer 1.....	9
4.2. Änderungen zu Nummer 2 und 3	10
5. Begründung für die Änderungen der 13. BImSchV (Artikel 2)	11
5.1. Änderungen zu Nummer 1.....	11
5.2. Änderungen zu Nummer 2.....	11
5.3. Änderungen zu Nummer 3.....	11
5.4. Änderungen zu Nummer 4.....	14
6. Fazit	14
Referenzen	16

1. Einleitung

Diese Studie analysiert die Einführung von CO₂-Emissionsstandards für fossile Kraftwerke in Deutschland. Im Rahmen der Dekarbonisierungsbemühungen greifen bereits heute eine Reihe von Ländern auf dieses Instrument zurück, u.a. Großbritannien, Kanada sowie in Kalifornien. Darüber hinaus hat die US-amerikanische Umweltagentur (EPA) im Januar 2014 einen Vorschlag zur Einführung von CO₂-Grenzwerten für Neuanlagen veröffentlicht (EPA, 2014). Zusätzlich verkündete die EPA im Juni 2014 den Clean Power Plan, der maßgebliche CO₂-Reduzierung insbesondere von bestehenden Kohlekraftwerken vorsieht (Federal Register, 2014). Auch in Deutschland gibt es eine Diskussion über Instrumente, welche das Erreichen der Klimaschutzziele gewährleisten sollen. Neben der längerfristigen Erarbeitung eines Klimaschutzplans, welcher sich aus dem Koalitionsvertrag ergibt, entwickelt die Bundesregierung derzeit auch ein kurzfristig angelegtes „Aktionsprogramm Klimaschutz“ mit der Perspektive 2020 (BMUB, 2014).

Im Zuge der Energiewende und der angestrebten Dekarbonisierung des Energiesystems verändern sich die Rahmenbedingungen für die Verstromung fossiler Energieträger (Braun- und Steinkohle sowie Erdgas). Anstelle einer historisch gewachsenen Position im Energiemix (Grund-, Mittel- bzw. Spitzenlast) stellt sich für alle fossilen Energieträger die grundsätzliche Frage der Einordnung in die CO₂-arme Energieversorgung der Zukunft. Der Handlungsdruck ist groß: Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland seit 1990 sowie den für die Zukunft vorgesehenen Entwicklungspfad. Fossile Kraftwerke, vor allem Kohlekraftwerke, verursachen hierbei einen großen Teil der Emissionen in Deutschland: 2012 war die Braunkohle für über 53 Prozent (167 Mio. t), Steinkohle für ca. 31 Prozent (98 Mio. t) und Erdgas für 8 Prozent (26 Mio. t) der CO₂ - Emissionen aus der Stromerzeugung verantwortlich (UBA, 2013a). Die Abbildung zeigt auch die steigenden CO₂-Emissionen in Deutschland seit 2012, welche vor allem durch die Kohleverstromung bedingt sind. Damit zeichnet sich eine drastische Verfehlung der Klimaschutzziele bereits für 2020 (-40 Prozent, Basis 1990) ab; hierdurch ist auch die Verfolgung der mittel- und langfristigen Klimaziele gefährdet (BMUB, 2014). Die Agora Energiewende (2014) kommt in einer Analyse zu dem Ergebnis, dass die Braunkohlestromerzeugung daher bis 2030 um 62 Prozent und die Steinkohlestromproduktion um 80 Prozent reduziert werden muss, wenn das Energiekonzept der Bundesregierung eingehalten werden soll. Ziehm (2014) hat, neben beispielsweise dem

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU, 2011), frühere juristische Analysen zu dem Thema erarbeitet; Oei et al. (2014) enthält eine breitere Diskussion von Instrumenten sowie der generellen Rolle der Braunkohleverstromung im Rahmen der Energiewende.

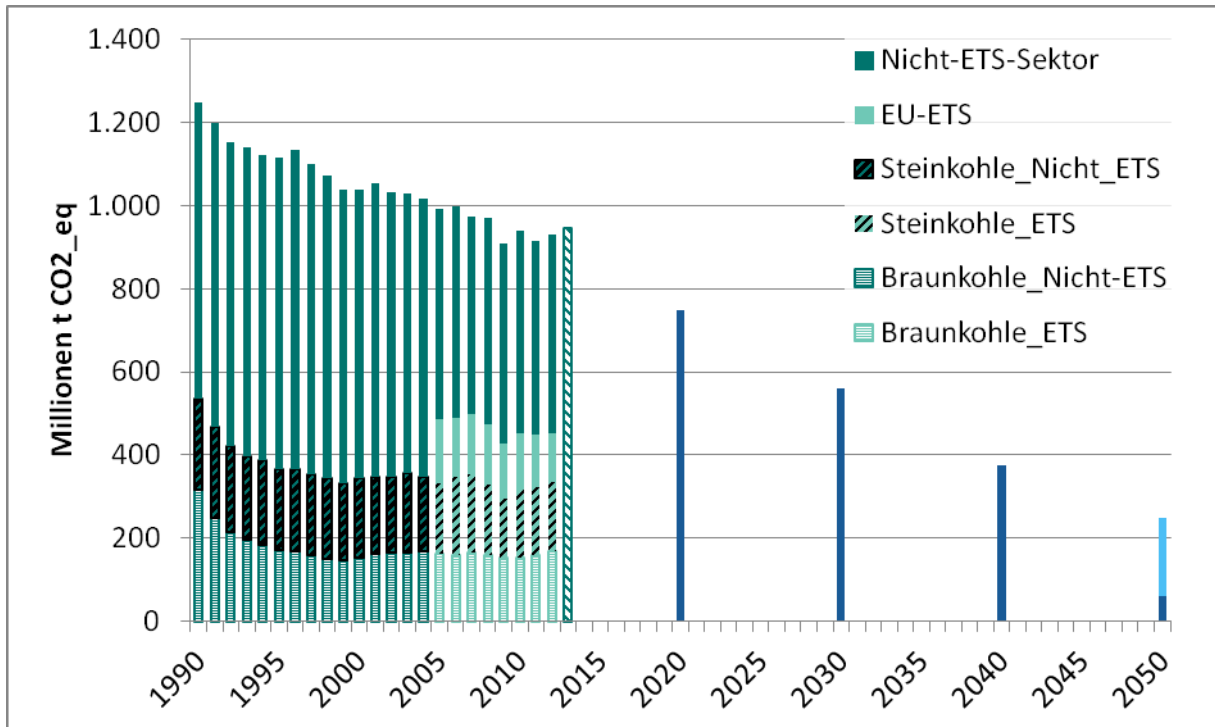


Abbildung 1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland seit 1990 mit Zielpfad bis 2050 (hellblau: Zielspanne)

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf UBA (2013a) und AG Energiebilanzen (2013)

Die Einführung nationaler oder auch EU-weiter CO₂-Grenzwerte (auf englisch: emissions performance standard – EPS) ist eines von mehreren Instrumenten, welche derzeit, parallel zu einer Überarbeitung des europäischen Treibhausgasemissionshandels, erwogen werden. Neben Kanada und Kalifornien hat zuletzt auch Großbritannien solch ein Instrument im Dezember 2013 verabschiedet (British Parliament, 2013). Auch die jüngst von der European Climate Foundation (ECF, 2013) vorgelegte Studie „Roadmap to Reality“ schlägt die Prüfung von CO₂-Grenzwerten auf der Basis des UK-Modells vor. In den Niederlanden wurden Vereinbarungen mit einzelnen Betreibern geschlossen, die zu einem frühzeitigen Stilllegen von älteren Kohlekraftwerken mit einer Gesamtkapazität von 3 GW bis 2017 führten, um so eine stärkere Auslastung von CO₂-ärmeren Gaskraftwerken zu ermöglichen (Argus, 2013).

Im Rahmen der Erstellung der Studie wurde ein enger Austausch mit dem IASS Potsdam gepflegt, welches zur selben Fragestellung eine Studie vorgelegt hat (IASS, 2014). Die Studie liefert einen Denkanstoß und sollte durch weitere vertiefende und vergleichende Analysen erweitert werden; sie stellt keine normative Forderung nach der unmittelbaren Umsetzung von CO₂-Emissionsgrenzwerten dar.

2. Gestaltungparameter für CO₂-Emissionsstandards

Die Auswirkungen von CO₂-Emissionsstandards sind von ihrer Ausgestaltung im Detail abhängig. Im Folgenden wird eine mögliche Anwendung des Instruments auf Deutschland und ihre Auswirkungen vorgestellt werden; selbstverständlich ist auch eine analoge EU-weite Vorgehensweise möglich.

Durch die hohe CO₂-Intensität der Braunkohleverstromung von 1161 g/kWh (Steinkohle 902 g/kWh; Erdgas 411 g/kWh)¹ sind anspruchsvolle klimapolitische Ziele nur bei einem raschen Rückgang der Kohleverstromung zu erreichen. Kohlekraftwerke sind zudem zu inflexibel in der Kombination mit erneuerbaren Energien. Für Neubauten und Retrofit wäre daher ein spezifischer Grenzwert von 450 g/kWh anzuwenden. Dies entspricht dem Wert, der auch von der britischen Regierung gewählt wurde und erlaubt sowohl den Bau von modernen offenen Gasturbinen, als auch den von GuD-Kraftwerken. Der Bau neuer Kohlekraftwerke ohne CO₂-Abscheidung wäre dagegen nicht mehr möglich. Durch diese klare Vorgabe an Investoren wird verhindert, dass es zu unnötigen weiteren gestrandeten Investments in Form von neuen CO₂-intensiven Kohlekraftwerken kommt.

Die Einführung eines CO₂-Grenzwertes nur für Neuanlagen und Retrofits hätte in Deutschland nur geringe Auswirkungen, da die Bestandsflotte nicht umfasst wäre. Selbst die derzeit im Bau befindlichen Steinkohlekraftwerke würden nicht unter solch eine Regelung fallen. Daher müssten die CO₂-Emissionsstandards zur Erreichung der Klimaschutzziele auch für Bestandskraftwerke gelten. Dabei sollten aus Gründen der Verhältnismäßigkeit jedoch nicht vor der vom UBA (2009) geschätzten Amortisationszeit eines konventionellen Kraftwerks von

¹ Die durchschnittlichen CO₂-Emissionsfaktoren beziehen sich auf das Jahr 2010 bezogen auf den Stromverbrauch; vgl. UBA (2013a). Modernere Anlagen haben dagegen Emissionswerte von ungefähr 940 g/kWh für Braunkohle, 735 g/kWh für Steinkohle und 347 g/kWh für Erdgas GuD Kraftwerke; vgl. UBA (2009).

ca. 20 Jahren zuzüglich einer gewissen „Gewinnrealisierungszeit“ angesetzt werden. Die Implementierung eines CO₂-Emissionsstandards, der ab einem Alter von 30 Jahren auch Bestandsanlagen erfasst, würde bei den ältesten und weniger effizienten Anlagen ansetzen, welche auch die höchsten spezifischen Emissionen (CO₂ und auch andere Schadstoffe) aufweisen.

Im Sinne einer schrittweisen Wirkung des Instruments sollten für diese keine strommengen-spezifischen Grenzwerte (z.B. $< x \text{ g/kWh}$) festgelegt werden, welche zu einer direkten Abschaltung eines Kraftwerks führen könnten. Vielmehr ist ein Mengengrenzwert für bestehende Anlagen, ähnlich wie in Großbritannien, zu empfehlen. Die sich daraus ergebende maximal zulässige Jahresfracht von 3154 t CO₂/MW_{el, netto} entspricht maximalen Volllaststunden von ca. 7800-8760² für Gaskraftwerke, 3500-4300 für Steinkohlekraftwerke und 2700-3400 für Braunkohlekraftwerke, abhängig vom jeweiligen Emissionsfaktor der einzelnen Anlagen. Dadurch, dass immer mehr Kraftwerke im Laufe der Zeit unter diese Regelung fallen, erfolgt somit eine automatische Degression der Gesamtemissionen, um eine Erreichung der Klimaschutzziele zu ermöglichen.

Die Nutzung von Fernwärme durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ermöglicht einen höheren Wirkungsgrad und somit eine effizientere Energienutzung bei gleichem Rohstoffinput. Deshalb gilt es zu verhindern, dass solche Anlagen auf Grund ihres geringeren elektrischen Outputs schlechter gestellt werden als Anlagen ohne KWK-Auskopplung. Der für sie geltende Grenzwert sollte daher auch die zusätzliche thermische Leistung bei der Berechnung mit einbeziehen. Für KWK-Bestandsanlagen werden deshalb die vermiedenen CO₂-Emissionen berechnet, die ansonsten anderorts hätten erzeugt werden müssen, um dieselbe Menge an Wärme zu generieren. Der vom Umweltbundesamt (2013b) berechnete Vermeidungsfaktor für Wärmebereitstellung entspricht mit 0,275 t CO₂/MWh ungefähr dem Verbrauch eines Gasheizkraftwerkes. Die Nutzung dieser alternativen Grenzwerte ermöglicht dadurch eine stärkere Auslastung von KWK-Anlagen.

Durch die Einführung von CO₂-Emissionsstandards in Deutschland könnten CO₂-Emissionen der deutschen Kohleverstromung in der Größenordnung von 24 Prozent (65 Mio. t) bis 2020

² Auf Grund von notwendigen Revisionszeiten ist es einem Kraftwerk in der Regel nicht möglich mehr als 8000 Stunden im Jahr zu laufen, selbst wenn die Grenzwertregelung dies im Falle von neuen GuD-Anlagen zulassen würde.

und 66 Prozent (176 Mio. t) bis 2040 im Vergleich zu 2012 eingespart werden (s. Abbildung 2 sowie Tabelle 1). Die Regelung für Bestandsanlagen würde im Jahr 2015 Steinkohlenkraftwerke mit einer Leistung von ca. 10,5 GW und Braunkohlenkraftwerke mit einer Leistung von ca. 9,5 GW betreffen. Die jährliche Stromerzeugung dieser Anlagen würde somit um 45 TWh sinken. Weitere Kohlekraftwerke mit einer Leistung von 1,5 GW sind zudem älter als 50 Jahre und würden stillgelegt, da keine Neubauten und Retrofit-Maßnahmen erlaubt wären. Zusätzlich werden größere Mengen an weiteren Schadstoffen (insbesondere Quecksilber und Feinstaub) vermieden, die vor allem zu lokalen Beeinträchtigungen führen. Die geringere Auslastung der deutschen Braunkohlekraftwerke führt zudem zu einer Reduktion des dazugehörigen Tagebaubetriebs und der damit einhergehenden Eingriffe in Natur und Umwelt und den angestammten Wohn- und Lebensraum vieler Menschen. Die weitere Erschließung von Tagebaufeldern mit den damit direkt verbundenen Umsiedlungen von Dörfern ist nicht mehr notwendig.

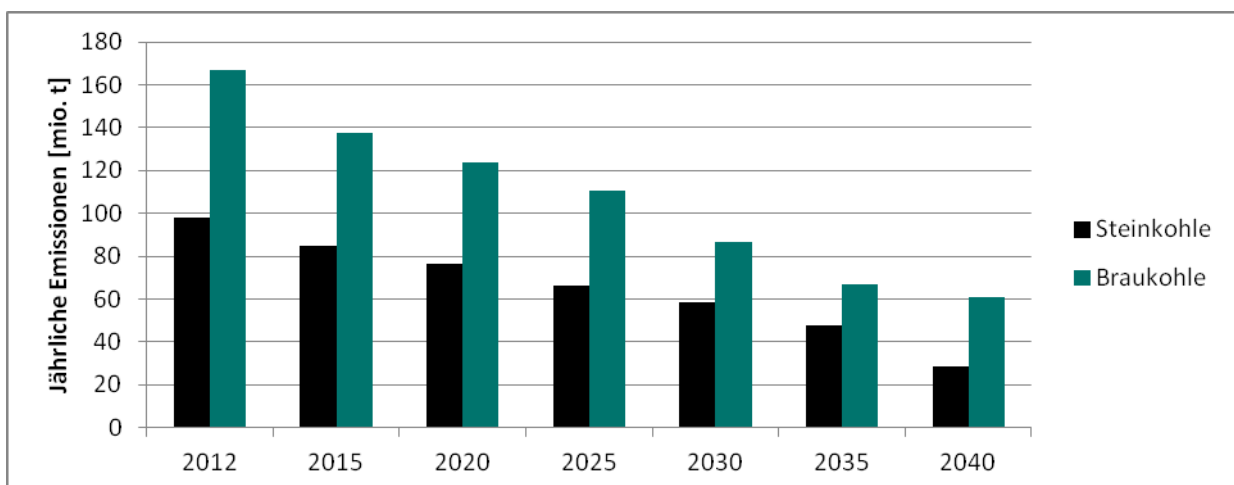


Abbildung 2: Entwicklung der jährlichen deutschen CO₂-Emissionen der Kohleverstromung bei der Einführung eines CO₂-Grenzwertes.

Quelle: Eigene Berechnungen.³

³ Für Neuere Kohlekraftwerke, die noch nicht unter die Grenzwertregelung fallen, werden konstante Volllaststunden von 6850 für Braunkohlekraftwerke und 4000 für Steinkohlekraftwerke angenommen.

	Steinkohle	Braunkohle	Gesamt	Reduktion SK	Reduktion BK	Gesamt
2012	98	167	265	0	0	0
2015	85	137	222	-14%	-18%	-16%
2020	76	124	200	-22%	-26%	-24%
2025	67	111	177	-32%	-34%	-33%
2030	59	87	145	-40%	-48%	-45%
2035	47	67	114	-52%	-60%	-57%
2040	28	61	89	-71%	-63%	-66%

Tabelle 1: Entwicklung der jährlichen Deutschen CO₂-Emissionen der Kohleverstromung [Mio. t CO₂] und Reduktion im Vergleich zu 2010.

Quelle: Eigene Berechnungen.

Eine Reduktion der fossilen Kraftwerksverstromung muss bei annähernd konstanter Nachfrage allerdings durch andere Kraftwerke ersetzt werden. Diese Ersatzleistung kann unterschiedlich abgedeckt werden:

- i) Ein Teil kann durch klimafreundlichere deutsche Gaskraftwerke aufgefangen werden;
- ii) die deutschen Netto-Stromexporte, im Jahr 2013 mit 34 TWh auf Höchstniveau, können reduziert werden, sodass die Nachbarländer ihre Nachfrage ohne CO₂-intensive Importe aus Deutschland decken müssen. Eventuell kann es dadurch auch zu einem Netto-Import von Strom kommen. In der Summe dürfte sich somit auch für Europa unmittelbar eine – wenn auch zunächst geringe – CO₂-Reduktion abzeichnen, da die ausländischen Ersatzkraftwerke geringere spezifische CO₂-Emissionen als die deutschen (Braun-)Kohlekraftwerke vorweisen;
- iii) auf lange Sicht soll die auslaufende Kohleverstromung komplett durch erneuerbare Energien aufgefangen werden, welche unterstützt durch Speicher und DSM einen immer größer werdenden Anteil abdecken können.

Eine Kopplung nationaler Instrumente an den ETS wäre zudem denkbar, um CO₂-leakage Effekte zu verhindern, bspw. eine Reduktion des EU-Caps bzw. eine Herausnahme von Zertifikaten abhängig von der zusätzlichen Reduktion Deutschlands oder auch eine Reduktion des Hedging Corridors. Überdies ist zu erwarten, dass von einem Vorstoß Großbritanniens und Deutschlands eine Vorbildfunktion auch für weitere EU-Länder oder die EU insgesamt im Hinblick auf eine Einführung von CO₂-Emissionsstandards ausgeht.

3. Vorschlag für einen Gesetzesentwurf zur Festsetzung nationaler CO₂-Emissionsstandards für fossile Kraftwerke

3.1. Artikel 1: Änderung des Gesetzes zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG)

Das Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), welches durch Artikel 1 des Gesetzes vom 2. Juli 2013 (BGBl. I S. 1943) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Der bisherige § 5 Absatz 2 wird gestrichen.
2. Der bisherige § 5 Absatz 3 wird neu § 5 Absatz 2.
3. Der bisherige § 5 Absatz 4 wird neu § 5 Absatz 3.

3.2. Artikel 2: Änderung der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen (Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes – 13. BImSchV)

Die Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen vom 2. Mai 2013 (BGBl. I S. 1021, 1023, 3754) wird wie folgt geändert:

1. In § 2 Absatz 10 werden nach den Worten „in der Einheit Megagramm pro Jahr (Mg/a)“ die Worte „oder in Tonnen pro Megawatt (t/MW) pro Jahr“ eingefügt
2. In § 2 Absatz 11 werden nach dem Wort „Massenkonzentration“ die Worte „oder als Massenstrom“ eingefügt und nach dem Wort „Rußzahl“ die Worte „im Fall von CO₂-Emissionen auch angegeben in Gramm pro Kilowattstunde (g/kWh_{el, netto})“ ergänzt.
3. Nach § 4 Absatz 1 wird ein neuer § 4 Absatz 1a mit folgendem Wortlaut eingefügt:
„Für den Einsatz von Kohle in Anlagen zur Erzeugung von Strom mit einer Feuerungswärmeleistung von 100 MW_{el, netto} oder mehr hat der Betreiber zusätzlich zu den Anforderungen nach Absatz 1 dafür zu sorgen, dass

1. bei neu zu errichtenden Anlagen oder Anlagen mit einem essentiellen Retrofit kein Tagesmittelwert den Emissionsgrenzwert von 450 g/kWh_{el, netto} für CO₂ überschreitet
2. bei Alt- und bestehenden Anlagen im Sinne von § 2 Absatz 3 und Absatz 4 die CO₂-Emissionen eine Jahresfracht von 3154 t/MW_{el, netto} nicht überschreiten, sofern seit dem Zeitpunkt der Erteilung der Betriebsgenehmigung mindestens 30 Jahre vergangen sind.

Ist für einen bestimmten Zeitraum zu befürchten, dass die Versorgungssicherheit auf Grund der am Netz befindlichen Kapazitäten nicht sichergestellt werden kann, so können für den fraglichen Zeitraum Ausnahmen von den Vorgaben nach Satz 1 und Satz 2 zugelassen werden. Das Vorliegen einer Gefährdung der Versorgungssicherheit bedarf der Feststellung durch die Bundesnetzagentur.“

4. Nach § 7 Absatz 1 wird ein neuer § 7 Absatz 1a mit folgendem Wortlaut eingefügt:
„Für den Einsatz von Gas in Anlagen zur Erzeugung von Strom mit einer Feuerungs-wärmeleistung von 100 MW_{el, netto} oder mehr hat der Betreiber zusätzlich zu den Anforderungen nach Absatz 1 dafür zu sorgen, dass
 1. bei neu zu errichtenden Anlagen oder Anlagen mit einem essentiellen Retrofit kein Tagesmittelwert den Emissionsgrenzwert von 450 g/kWh_{el, netto} für CO₂ überschreitet,
 2. bei Alt- und bestehenden Anlagen im Sinne von § 2 Absatz 3 und Absatz 4 die CO₂-Emissionen eine Jahresfracht von 3154 t/MW_{el, netto} nicht überschreiten, sofern seit dem Zeitpunkt der Erteilung der Betriebsgenehmigung mindestens 30 Jahre vergangen sind.

Ist für einen bestimmten Zeitraum zu befürchten, dass die Versorgungssicherheit auf Grund der am Netz befindlichen Kapazitäten nicht sichergestellt werden kann, so können für den fraglichen Zeitraum Ausnahmen von den Vorgaben nach Satz 1 und Satz 2 zugelassen werden. Das Vorliegen einer Gefährdung der Versorgungssicherheit bedarf der Feststellung durch die Bundesnetzagentur.“

4. Begründung für die Änderungen des BImSchG (Artikel 1)

4.1. Änderungen zu Nummer 1

Die Festsetzung nationaler CO₂-Emissionsstandards für die dem Emissionshandel unterfallenden fossilen Kraftwerke ist auf Grundlage von Art. 193 AEUV europarechtlich zulässig und aus Vorsorgegründen zur Bekämpfung des Klimawandels geboten (Art. 191 AEUV, Art. 20a GG). Die 2003 mit Verabschiedung der Emissionshandels-Richtlinie 2003/87/EG erwartete Lenkungswirkung des Emissionshandels zum schrittweisen Auslaufen fossiler Kraftwerkstechnologien ist nicht eingetreten. Die Stromerzeugung in Deutschland nimmt vielmehr eine Ausrichtung hin zu Kohlekraftwerken, die den Klimaschutzziele, die sich Deutschland gesetzt hat, widerspricht. Der absolute Ausschluss ordnungsrechtlicher Steuerungskonzepte, den das deutsche Immissionsschutzrecht im Verhältnis zum Emissionshandel gegenwärtig in § 5 Absatz 2 BImSchG vorsieht, kann deshalb aufgehoben werden.

Die Entscheidungsgrundlage, die 2003 parallel zur Verabschiedung der Emissionshandels-Richtlinie zur Änderung der seinerzeitigen Richtlinie zur integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU-Richtlinie 96/61/EG) geführt und sekundärrechtlich zunächst Emissionsstandards neben dem Emissionshandelsregime ausgeschlossen hat, ist überholt. 2010 hat der europäische Gesetzgeber in der die IVU-Richtlinie ersetzenden Industrieemissionsrichtlinie (IE-Richtlinie 2010/75/EU) die Anwendbarkeit des Primärrechts (Art. 193 AEUV) explizit betont und im zehnten Erwägungsgrund klargestellt, dass Treibhausgasemissionen eigenständigen nationalen Regelungen zugänglich sind.

Die Mitgliedstaaten sind im Rahmen nationaler Schutzverstärkungen dabei nicht darauf festgelegt, allein strengere Vorgaben für vom Europarecht durch Emissionsstandards reglementierte Schadstoffe zu normieren. Sie können vielmehr auch europarechtlich bislang nicht durch Emissionsstandards reglementierte Stoffe in den Blick nehmen. Auch das folgt explizit aus dem zehnten Erwägungsgrund der IE-Richtlinie und ist in Deutschland bereits im Hinblick auf Quecksilberemissionen von Feuerungsanlagen erfolgt: Die IE-Richtlinie sieht für derartige Anlagen lediglich Emissionsgrenzwerte für Schwefeldioxid, Stickoxide und Staub vor. Die 13. BImSchV setzt darüber hinaus für diese Anlagen zusätzlich Quecksilberemissionsgrenzwerte fest.

Etwas anderes wäre auch mit Art. 7 der Elektrizitätsbinnenmarkts-Richtlinie 2009/72/EG nicht vereinbar. Denn danach legen die Mitgliedstaaten die Kriterien für die Erteilung von Genehmigungen zum Bau von Erzeugungsanlagen in ihrem Hoheitsgebiet fest. Kriterium im Sinne der Richtlinie ist dabei unter anderem die „Art der Primärenergieträger“. Die Entscheidungsmöglichkeit der Mitgliedstaaten im Hinblick auf die Festlegung von Primärenergieträgern ist in der Neufassung der Elektrizitätsbinnenmarkts-Richtlinie 2009, mithin nach Erlass der Emissionshandels-Richtlinie im Jahre 2003, ausdrücklich beibehalten worden.

Das Emissionshandelssystem selbst enthält bereits ordnungsrechtliche Elemente. Das gilt etwa im Hinblick auf das brennstoffbezogene Benchmarking-System, die Mindeststandards für industrielle Großemittenten sowie für das Cap, mit dem die Gesamtmenge der zuzuteilenden Zertifikate bestimmt wird. Die CCS-Richtlinie 2009/31/EG sieht überdies Anforderungen zur Reduktion von CO₂-Emissionen, die über das immissionsschutzrechtliche Anlagenrecht (13. BImSchV) auch gegenüber den am Emissionshandel teilnehmenden Betreibern durchzusetzen sind, vor. Die Trennung zwischen Ordnungsrecht einerseits und Emissionshandelssystem andererseits ist nicht absolut; vielmehr existiert schon gegenwärtig eine Kombination von Handelsmechanismus und Ordnungsrecht.

CO₂-Emissionsstandards führen schließlich unmittelbar auf nationaler Ebene sowie mindestens mittelfristig auf europäischer Ebene zu insgesamt mehr Klimaschutz. Eine sofortige europaweite Verringerung der CO₂-Emissionen auf Grund mitgliedstaatlicher Maßnahmen verlangt Art. 193 AEUV nicht. Die – ungeschriebene – Voraussetzung des Art. 193 AEUV der Verbesserung des Umwelt-, hier des Klimaschutzes, unterliegt vielmehr einem dynamischen Verständnis. Großbritannien hat dementsprechend bereits auf nationaler Ebene CO₂-Emissionsstandards eingeführt und dies gegenüber der Europäischen Kommission notifiziert.

4.2. Änderungen zu Nummer 2 und 3

Die Änderungen sind Folgeänderungen auf Grund von Nummer 1.

5. Begründung für die Änderungen der 13. BImSchV (Artikel 2)

5.1. Änderungen zu Nummer 1

Die Änderung stellt klar, dass Massenströme auch in der Einheit Tonnen pro Megawatt (t/MW) pro Jahr angegeben werden können.

5.2. Änderungen zu Nummer 2

Die Änderung dient der Anpassung an § 2 Absatz 10 der 13. BImSchV und Artikel 3 Nummer 5 der IE-Richtlinie und stellt klar, dass ein Emissionsgrenzwert sowohl als spezifischer Grenzwert als auch als absolute Gesamtmenge in Tonnen pro Megawatt pro Jahr angegeben werden kann. Sie stellt für CO₂-Emissionen ferner klar, dass ein spezifischer Grenzwert auch in der im Hinblick auf CO₂-Emissionen insoweit üblichen Angabe in Bezug auf die erzeugte Netto-Strommenge in Gramm pro Kilowattstunde (g/kWh_{el, netto}) erfolgen kann.

5.3. Änderungen zu Nummer 3

Der neue § 4 Absatz 1a sieht CO₂-Emissionsstandards für Anlagen zur Erzeugung von Strom beim Einsatz von fossilen Brennstoffen vor und normiert, wie bereits § 14 der 13. BImSchV, zusätzlich zu § 4 Absatz 1 der 13. BImSchV weitere Vorgaben für Anlagen zur Erzeugung von Strom.

Durch das Kriterium der Mindestleistung von 100 MW oder mehr bleiben kleinere Industriekraftwerke von der Regelung ausgenommen. Damit wird die bei Industrieprozessen zum Teil erforderliche dauerhafte lokale Stromversorgung gewährleistet. Da die gesamten CO₂-Emissionen dieser kleineren Kraftwerke im Verhältnis zum CO₂-Ausstoß, der von den Großfeuerungsanlagen mit einer Leistung ab 100 MW erzeugt wird, als eher gering zu bewerten sind, ist diese Ausnahme für einen Übergangszeitraum zunächst vertretbar.

Durch die Differenzierung in Satz 1 und Satz 2 zwischen neu zu errichtenden Anlagen und Anlagen mit essentielltem Retrofit einerseits und Alt- und bestehenden Anlagen andererseits wird die Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland so gesteuert, dass die Klimaschutzziele, die Deutschland sich gesetzt hat, erreicht werden können.

Als essentielles Retrofit im Sinne von Satz 1 Nummer 1 gilt eine Investition, die die Laufzeit des Kraftwerks signifikant verlängert (beispielsweise der Austausch eines Kessels). In der Regel wird es sich dabei um wesentliche Änderungen im Sinne von § 16 BImSchG handeln.

Durch die Festsetzung eines spezifischen CO₂-Grenzwertes in Satz 1 Nummer 1 von 450 g/kWh_{el, netto} für Neuanlagen und Anlagen mit essentiellen Retrofit wird sichergestellt, dass der Einsatz von Kohle in Anlagen zur Erzeugung von Strom in neu zu errichtenden Anlagen oder Anlagen mit essentiellen Retrofit künftig nur noch im Falle der Anwendung von CCS-Technologie möglich wäre. Dies wiederum setzt den Nachweis der dauerhaft sicheren Speicherung voraus. Der Emissionsgrenzwert ist in Abhängigkeit von der erzeugten Strommenge am Stand der Technik für offene Gasturbinen und dessen erwartbare Weiterentwicklung ausgerichtet.

Durch die Anknüpfung an den fixen Zeitpunkt der Erteilung der Betriebsgenehmigung bei Alt- und bestehenden Anlagen wird gewährleistet, dass sukzessive weitere Anlagen unter § 4 Absatz 1a fallen. Damit wird die für die Erreichung der Klimaschutzziele notwendige automatische Degression der Gesamtemissionen gewährleistet.

Grundlage für die Grenze von mindestens 30 Jahren ist – in Anlehnung an die Erwägungen im Rahmen des Atomausstiegs – die regelmäßige Amortisation von Kohlekraftwerken nach Ablauf dieser Zeitspanne zuzüglich einer gewissen „Gewinnrealisierungszeit“. Erstinvestitionen in Kohlekraftwerke sind nach etwa 15-20 Jahren bilanziell abgeschrieben; spätestens nach 25 Jahren haben sich die Investitionen in die Anlagen nicht nur amortisiert, sondern mit einem Gewinn verzinst, welcher der Höhe der Umlaufrendite öffentlicher Anleihen entspricht (UBA, 2009). Danach ist mit einer Frist von 30 Jahren jedenfalls dem Schutz des Vertrauens der Betreiber in den Bestand ihrer Rechtspositionen – aus Art. 14 GG oder Art. 12 GG - ausreichend Rechnung getragen. Hinderungsgründe für einen tatsächlichen Betrieb in der Vergangenheit liegen in der Risikosphäre der Betreiber. Hinzukommt, dass die Anlagen – im Unterschied zum Atomausstieg – auf Grund der Festsetzung maximal zulässiger Jahresfrachtmengen trotz Erreichens des maßgeblichen Alters weiter betrieben werden können, wenn auch mit geringerer Auslastung.

Die maximal zulässige CO₂-Jahresfracht für Alt- und bestehende Anlagen errechnet sich aus den Parametern eines Grenzwertes von 450 g CO₂/kWh_{el, netto}, den Gesamtjahresstunden

und einer 80 prozentigen Auslastung. Konkret liegt die folgende Formel zugrunde: $450 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_{\text{el, netto}} \times 8760\text{h} \times 0.8 = 3154 \text{ t CO}_2/\text{MW}_{\text{el, netto}}$.

Der Emissionsgrenzwert von $450 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_{\text{el, netto}}$ entspricht dabei der Bestimmung für Neuanlagen, das heißt dem Stand der Technik für offene Gasturbinen. Eine 80 prozentige Auslastung entspricht der gegenwärtigen durchschnittlichen Auslastung von Braunkohlekraftwerken in Deutschland. Sie haben die höchste Auslastung aller fossilen Kraftwerke. Die sich daraus ergebende maximal zulässige Jahresfracht von $3154 \text{ t CO}_2/\text{MW}_{\text{el, netto}}$ entspricht maximalen Volllaststunden von 7800-8760 für Gaskraftwerke, 3500-4300 für Steinkohlekraftwerke und 2700-3400 für Braunkohlekraftwerke, abhängig vom jeweiligen Emissionsfaktor und Wirkungsgrad der einzelnen Anlagen.

Werden CO₂-Emissionen von zwei oder mehreren gesonderten Anlagen zur Erzeugung von Strom über einen gemeinsamen Schornstein abgeleitet, so gilt die von solchen Anlagen gebildete Kombination als eine einzige Anlage zur Erzeugung von Strom. Für die Berechnung der Feuerungswärmeleistung werden ihre Kapazitäten addiert. Das folgt aus den Aggregationsregeln in Artikel 29 Absatz 1 IE-Richtlinie und § 3 der 13. BImSchV. Bilden Alt- oder bestehende Anlagen, bei denen seit Erteilung der Betriebsgenehmigung durchschnittlich mindestens 30 Jahre vergangen sind, eine gemeinsame Anlage im vorgenannten Sinn, so steht es dem Betreiber frei, zu entscheiden, mit dem Betrieb welcher Anlagenteile und zu welchen Anteilen die maximal zulässige CO₂-Jahresfracht an dem Anlagenstandort erreicht wird.

Die Nutzung von Fernwärme ermöglicht einen höheren Wirkungsgrad und somit eine effizientere Energienutzung bei gleichem Rohstoffinput. Deshalb gilt es zu verhindern, dass diese Anlagen auf Grund ihres geringeren elektrischen Outputs schlechter gestellt werden als Anlagen ohne KWK-Auskopplung. Der Grenzwert wird daher auf Basis der elektrischen Leistung ($\text{MWh}_{\text{el, netto}}$) festgelegt; die zusätzlich erbrachte thermische Leistung ($\text{MWh}_{\text{th, netto}}$) wird bei der Berechnung rausgerechnet. Die thermische Leistung $\text{MWh}_{\text{th, netto}}$ wird dabei mit dem Faktor $0,275 \text{ t CO}_2/\text{MWh}$ multipliziert, um vermiedene CO₂-Emissionen zu berechnen, welche ansonsten in einem effizienten Heizkraftwerk hätten erzeugt werden müssen: Vermiedene Emissionen [t CO_2] = thermische Leistung [$\text{MWh}_{\text{th, netto}}$] * $0,275 \text{ t CO}_2/\text{MWh}$. Diese vermiedenen Emissionen werden von der emittierten CO₂-Menge des Kraftwerks abgezogen, bevor die spezifischen Emissionen gemäß Ziffer 1 berechnet werden. Damit diese Regelung

auch für ältere KWK-Anlagen greift, werden die vermiedenen Emissionen auch bei der Berechnung von Ziffer 2 abgezogen. Diese Regelungen erlauben eine stärkere Auslastung von KWK-Anlagen.

Satz 3 ermöglicht im Einzelfall ein Abweichen von den in Satz 1 und 2 festgelegten Emissionsstandards, um bei einer Gefährdung der Versorgungssicherheit die Systemsicherheit weiter zu gewährleisten. Die Feststellung der Gefährdung der Versorgungssicherheit in einem bestimmten Zeitraum bedarf der Feststellung durch die Bundesnetzagentur.

5.4. Änderungen zu Nummer 4

Der neue § 7 Absatz 1a sieht eine dem neuen § 4 Absatz 1a parallele Regelung für den Einsatz von Gas als Brennstoff in Anlagen zur Erzeugung von Strom vor. Insofern ist auf die Begründung zu den Änderungen zu Nummer 3 zu verweisen.

6. Fazit

Die Einführung nationaler CO₂-Emissionsstandards für fossile Kraftwerke kumulativ zum Emissionshandel ist europarechtlich auf Grundlage der Schutzverstärkungsklausel des Art. 193 AEUV europarechtlich zulässig. Mit dem europäischen Primärrecht wäre es nicht vereinbar, wenn ein Mitgliedstaat gegenüber Anlagen, die dem Emissionshandel unterliegen, auf nationaler Ebene keine Vorgaben erlassen dürfte, obwohl vom Emissionshandelssystem keine wirksame Lenkungswirkung ausgeht und der Kraftwerkspark in dem Mitgliedstaat deshalb eine Ausrichtung hin zu fossilen Kraftwerken nimmt, die den Klimaschutzzielen des Mitgliedstaates widerspricht.

CO₂-Emissionsstandards führen unmittelbar auf nationaler Ebene sowie mindestens mittelfristig auf europäischer Ebene zu insgesamt mehr Klimaschutz. Eine sofortige europaweite Verringerung der CO₂-Emissionen auf Grund mitgliedstaatlicher Maßnahmen verlangt Art. 193 AEUV nicht. Die – ungeschriebene – Voraussetzung des Art. 193 AEUV der Verbesserung des Umwelt-, hier des Klimaschutzes, unterliegt vielmehr einem dynamischen Verständnis. Beispielsweise müsste sich Deutschland bei Einführung nationaler CO₂-Emissionsstandards in

der nächsten Verhandlungsrunde für eine mit den CO₂-Emissionsstandards korrespondierende Absenkung des für das Emissionshandelssystem maßgeblichen Caps einsetzen.

Sinnvoll wäre eine Differenzierung zwischen neu zu errichtenden Anlagen und Anlagen mit essentiellm Retrofit einerseits und Bestandskraftwerken andererseits. Damit würde die Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland so gesteuert, dass die Klimaschutzziele, die Deutschland sich gesetzt hat, erreicht werden können. Für Neuanlagen und essentielle Retrofits böte sich konkret ein spezifischer Grenzwert von 450 g/kWh_{el, netto} an. Damit wird der Neubau von Kohlekraftwerken ausgeschlossen, der Neubau von Gasturbinen und GuD-Kraftwerken aber weiterhin ermöglicht.

Für Bestandskraftwerke ab einem Alter von 30 Jahren kann die Festsetzung von CO₂-Jahresfrachten unter Zugrundelegung eines spezifischen Grenzwertes von 450 g/kWh_{el, netto} gewählt werden. Diese Vorgehensweise ermöglicht zunächst einen weiteren, allerdings eingeschränkten Betrieb von Bestandsanlagen und damit einen sukzessiven Ausstieg aus der Kohleverstromung. Auf diese Weise wird die für die Erreichung der Klimaschutzziele notwendige automatische Degression der Gesamtemissionen gewährleistet.

Mit den vorgenannten Maßnahmen würden die CO₂-Emissionen der deutschen Kohleverstromung in der Größenordnung von ca. 24 Prozent (65 Mio. t) bis 2020 und ca. 66 Prozent (176 Mio. t) bis 2040 im Vergleich zu 2012 reduziert werden. Weitere Vorteile wären die Reduktion des Ausstoßes von zusätzlichen Schadstoffen (insb. Quecksilber und Feinstaub) sowie die Verhinderung von Umsiedlungen von Dörfern auf Grund neuer Braunkohletagebaue.

Referenzen

- AG Energiebilanzen (2013): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland, 1990 bis 2012. Stand: Juli 2013.
- Agora Energiewende (2014): Das deutsche Energiewende-Paradox: Ursachen und Herausforderungen. Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO₂-Emissionen. Analyse. April 2014. Berlin.
- Argus (2013): Utilities asked to agree to Dutch coal plant closures. 17 Jul 2013. News. Argus Media Ltd, London, UK.
<http://www.argusmedia.com/pages/NewsBody.aspx?id=856174&menu=yes>, Abgerufen am 10.06.2014.
- BMUB – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Eckpunkte des BMUB. Berlin.
- British Parliament (2013): Energy Act 2013, 2013, S. 56 – 62.
- Oei, P., C. Kemfert, F. Reitz, C. und von Hirschhausen (im Erscheinen): Braunkohle und die Energiewende in Deutschland. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin). DIW Politikberatung kompakt 83/2014.
- ECF – European Climate Foundation (2013): From Roadmaps to Reality. Roadmap 2050 series. Brussels.
- EPA – Environmental Protection Agency (2014): Environmental Carbon Pollution Emission Guidelines for Existing Stationary Sources: Electric Utility Generating Units, Proposed Rule, Docket No. EPA-HQ-OAR-2013-0602, vorläufige Quelle (Veröffentlichung in Federal Register angekündigt), 2. Juni 2014.
- Federal Register (2014): Standards of Performance for Greenhouse Gas Emissions From New Stationary Sources: Electric Utility Generating Units, Volume 79, No. 5, 8. Januar 2014.
- IASS Potsdam (2014) : CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke – Gestaltungsansätze und Bewertung einer möglichen Einführung auf nationaler Ebene. D. Schäuble, D. Volkert, D. Jacobs und K. Töpfer. IASS Working Paper. April 2014.

- SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. ISBN 978-3-503-13606-3. Erich Schmidt Verlag GmbH & Co. KG, Berlin.
- UBA – Umweltbundesamt (2009): Klimaschutz und Versorgungssicherheit – Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung, Climate Change 13/2009.
- UBA – Umweltbundesamt (2013a): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid- Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012. Climate Change 07/2013.
- UBA – Umweltbundesamt (2013b): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012. Climate Change 15/2013.
- Ziehm, C. (2014): Europarechtliche Zulässigkeit nationaler CO₂-Emissionsstandards für Energieerzeugungsanlagen. Zeitschrift für Neues Energierecht 1/2014, 34 ff.; Gutachten „Neue rechtliche Vorgaben für Bau und Betrieb von Kohlekraftwerken“, Mai 2014, Gutachten im Auftrag der Fraktion Bündnis 90/DIE GRÜNEN im deutschen Bundestag.