

Kohleverstromung gefährdet Klimaschutzziele: Der Handlungsbedarf ist hoch

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

Kohlekraftwerke verursachen etwa ein Drittel des Kohlendioxid-ausstoßes in Deutschland. Wird das weiterhin hohe Niveau der Kohleverstromung zukünftig nicht gesenkt, sind nicht nur die deutschen Klimaschutzziele für die Jahre 2020 und 2050 gefährdet, sondern auch die nachhaltige Energiewende. Berechnungen des DIW Berlin sowie andere Fachexpertisen belegen, dass speziell die Braunkohle auf längere Sicht für das deutsche Energiesystem nicht mehr systemrelevant ist. Sollten die Preise für CO₂-Zertifikate im europäischen Emissionshandelssystem aber auf absehbare Zeit nicht erheblich steigen, ist ein marktgetriebener Übergang von Kohle zu weniger CO₂-intensiven Energieträgern wie Erdgas nicht zu erwarten.

Derzeit werden verschiedene Optionen diskutiert, die die Kohleverstromung verringern könnten. Dazu zählen neben der Reform des Emissionsrechtehandels auch Mindestwirkungsgrade oder Flexibilitätserfordernisse, nationale Mindestpreise für CO₂-Zertifikate, Kapazitätsmechanismen, Restemissionsmengen für Kohlekraftwerke und CO₂-Grenzwerte sowie die Anpassung des Netzentwicklungsplans. Solche Vorschläge beziehen sich sowohl auf den Neubau von Kraftwerken als auch auf den Betrieb bestehender Kohlekraftwerke.

Die Kohleverstromung ist weltweit nicht kompatibel mit den internationalen Klimaschutzzielen. Auch der fünfte Sachstandsbericht des Weltklimarats (IPCC) räumt ihr langfristig keine Perspektive ein.¹ In mehreren Ländern gibt es bereits Maßnahmen oder Vorschläge, die speziell auf die Verminderung der Kohleverstromung abzielen.² Das Vereinigte Königreich (UK) beispielsweise hat im vergangenen Jahr den Ausstieg aus der Kohlewirtschaft durch CO₂-Emissionsgrenzwerte für Neubauten und Modernisierungen (Retrofit) eingeleitet.³ Vergleichbare Regelungen für CO₂-Grenzwerte gibt es auch in Kanada sowie im Bundesstaat Kalifornien in den Vereinigten Staaten. Darüber hinaus hat die US-amerikanische Umweltagentur (EPA) im Januar 2014 einen Vorschlag zur Einführung von CO₂-Grenzwerten für Neuanlagen veröffentlicht.⁴ Zusätzlich verkündete die EPA im Juni 2014 den Clean Power Plan, der eine maßgebliche CO₂-Reduzierung insbesondere von bestehenden Kohlekraftwerken vorsieht.⁵

Auch in Deutschland gibt es eine öffentliche Diskussion über die künftige Rolle der Kohleverstromung⁶, die sich häufig stark auf den Ausstieg aus der Braunkoh-

¹ Vgl. IPCC (2014): Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Working Group III, Summary for Policymakers.

² Für einen Überblick vgl. IASS (2014): CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke – Ausgestaltungsansätze und Bewertung einer möglichen Einführung auf nationaler Ebene. Dr. Dominik Schäuble, Dr. Dolores Volkert, Dr. David Jacobs und Klaus Töpfer, IASS Working Paper, April 2014.

³ Vgl. British Parliament (2013): Energy Act 2013. Chapter 8, 56–62.

⁴ 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.

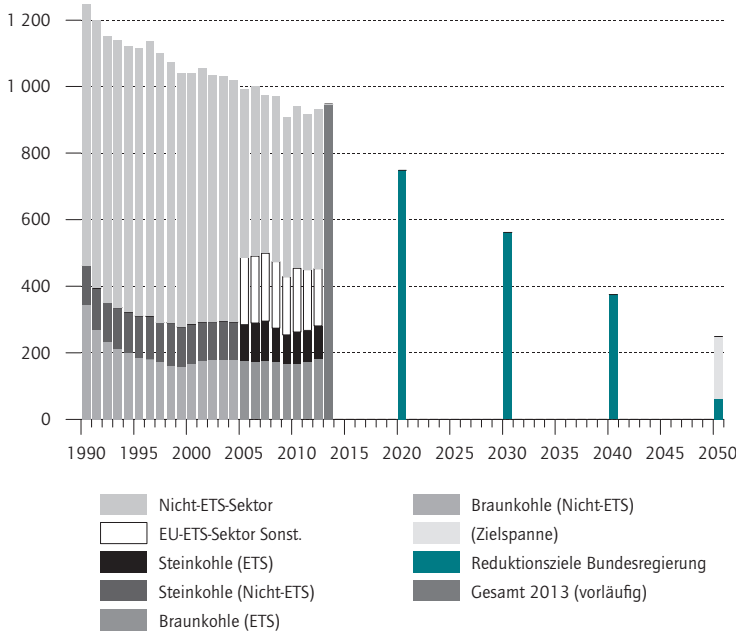
⁵ Environmental Protection Agency (EPA) (2014): Environmental Carbon Pollution Emission Guidelines for Existing Stationary Sources: Electric Utility Generating Units, Proposed Rule. Docket No. EPA-HQ-OAR-2013-0602, vorläufige Quelle (Veröffentlichung in Federal Register angekündigt), 2. Juni 2014.

⁶ Vgl. Energy Brainpool (2014): Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Juni 2014; enervis energy advisors (2014): Der „ideale Kraftwerkspark“ der Zukunft. Studie im Auftrag der Trianel GmbH, 6. Mai 2014.

Abbildung 1

Treibhausgasemissionen in Deutschland

In Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent



Quellen: AG Energiebilanzen (2013); UBA (2014).

© DIW Berlin 2014

Die CO₂-Reduktionen gingen in den letzten Jahren nicht auf das Konto der Kohlewirtschaft.

lewirtschaft konzentriert.⁷ Allerdings existieren auch erste Überlegungen zur künftigen Struktur der Steinkohlewirtschaft.⁸ Den langfristigen Zielen der Bundesregierung steht eine Kohlenutzung in größerem Ausmaß entgegen; hier sind sowohl das „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ des Bundesumweltministeriums (BMUB) als auch der Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung gefragt. Im vorliegenden Wochenbericht werden speziell klimapolitische Instrumente zur Reduktion der Kohleverstromung betrachtet.⁹

Kohleverstromung gefährdet Klimaschutzziele

Der Handlungsdruck ist groß: Die Bilanz der deutschen Treibhausgasemissionen seit dem Jahr 1990 zeigt, dass die CO₂-Reduzierungen der vergangenen Jahre nicht

7 Vgl. Gerbaulet, C., Egerer, J., Oei, P.-Y., von Hirschhausen, C. (2012): Abnehmende Bedeutung der Braunkohleverstromung: Weder neue Kraftwerke noch Tagebaue benötigt. DIW Wochenbericht Nr. 48/2012.

8 www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/energie-ein-sammelbecken-fuer-deutsche-kohlekraftwerke-12816873.html, 28. Mai 2014.

9 Der Bericht beruht unter anderem auf einer ausführlichen Studie von Oei, P.-Y., Kemfert, C., Reitz, F., von Hirschhausen, C. (2014): Braunkohle und die Energiewende. DIW Berlin Politikberatung Kompakt 83, im Erscheinen.

auf das Konto der Kohleverstromung gehen, obwohl der Kohlenstoffdioxidausstoß in diesem Bereich stark reduziert werden müsste, um die Klimaziele zu erreichen (Abbildung 1).

Die Kohleverstromung stieg 2013 auf 283 Terawattstunden (2012: 277 Terawattstunden und 265 Millionen Tonnen CO₂, was 84 Prozent der gesamten deutschen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung entspricht). Zeitgleich erhöhten sich auch die deutschen Netto-Stromexporte auf ein Allzeithoch von 34 Terawattstunden im Jahr 2013 (2012: 23 Terawattstunden). Die Steinkohleverstromung lag im Jahr 2013 bei 122 Terawattstunden (2012: 116 Terawattstunden, was 98 Millionen Tonnen CO₂ entspricht).¹⁰

In Deutschland sind derzeit über 60 Braunkohleblöcke mit einer Gesamtleistung von etwa 20 Gigawatt in Betrieb, die sich auf die Reviere im Rheinland (rund zehn Gigawatt), in Mitteldeutschland und Helmstedt (rund drei Gigawatt) sowie in der Lausitz (rund sieben Gigawatt) konzentrieren. Der Braunkohleanteil an der deutschen Stromerzeugung liegt seit vielen Jahren bei etwa 25 Prozent. Die Braunkohleverstromung zog in den vergangenen Jahren wieder an und erreichte im Jahr 2013 rund 161 Terawattstunden.¹¹ Die daraus resultierenden Emissionen in Höhe von knapp 170 Millionen Tonnen CO₂ sind für die Hälfte der gesamten CO₂-Emissionen der Stromerzeugung verantwortlich.¹²

Vor diesem Hintergrund zeichnet sich eine drastische Verfehlung des deutschen Klimaschutzziels ab, den CO₂-Ausstoß bis zum Jahr 2020 um 40 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 zu senken. Eine Analyse von *Agora Energiewende* kommt darüber hinaus zu dem Ergebnis, dass die Braunkohlestromerzeugung bis 2030 um 62 Prozent und die Steinkohlestromproduktion um 80 Prozent reduziert werden muss.¹³

Braunkohle mittelfristig nicht mehr Teil eines nachhaltigen Stromsystems

Braunkohle ist mit einem Kohlenstoffdioxidausstoß von 1161 Gramm je produzierter Kilowattstunde (kWh) Strom der mit Abstand treibhausgasintensivste Energieträger (Steinkohle 902 Gramm je kWh; Erdgas 411 Gramm je

10 AGEB (2014): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 nach Energieträgern. Und UBA (2013): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012. Petra Icha, Climate Change 07/2013.

11 AGEB (2014), a. a. O.

12 UBA (2014): Treibhausgasausstoß in Deutschland 2013. März 2014.

13 Agora Energiewende (2014): Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen.

kWh).¹⁴ Zudem verursacht die Verbrennung trotz in der Vergangenheit verschärfter Anforderungen für Stickoxid-, Schwefeloxid- und Staubemissionen weiterhin auch lokale Verschmutzungen. Über die genannten Schadstoffgruppen hinaus betrifft dies vor allem die zunehmend im Fokus der Gesundheitsforschung stehenden Feinstäube und Quecksilber.¹⁵

Das DIW Berlin hat die Kraftwerks- und Stromnetzkapazitäten für Mitte der 2020er Jahre analysiert und kommt zu dem Ergebnis, dass die Braunkohle immer weniger systemrelevant sein wird.¹⁶ Zwar werden nach dem abgeschlossenen Atomausstieg im Jahr 2023 entsprechend des Szenariorahmens 2013 noch Braunkohlekapazitäten in Höhe von 17 Gigawatt vorhanden sein; allerdings könnten eventuell auftretende Netzengpässe selbst in Spitzenlaststunden ohne die Braunkohlekraftwerke in Ostdeutschland beherrscht werden. Vor diesem Hintergrund ist es umso erstaunlicher, dass sich ausgerechnet die Übertragungsnetzbetreiber jüngst für den ungehinderten Fortbestand alter Braunkohlekraftwerke vorbereiten (Kasten).

Energiepolitische Kontroversen in verbleibenden Revieren

Angesichts der unsicheren Perspektiven der Braunkohleverstromung ist es nachvollziehbar, dass in den verbleibenden Braunkohlerevieren energiepolitische Kontroversen begonnen haben. So hat die rot-grüne Landesregierung Nordrhein-Westfalens im März 2014 mitgeteilt, dass mit Garzweiler II erstmals ein Tagebau verkleinert werden soll; dadurch müssten rund 1400 Anwohner doch nicht umgesiedelt werden. Zudem kündigte die Landesregierung an, bis 2015 eine neue Leitentscheidung zur Braunkohle vorlegen zu wollen.¹⁷ In den neuen Bundesländern laufen ebenfalls Auseinandersetzungen um den Aufschluss neuer Tagebaue (Welzow-Süd

TF II in Brandenburg, Nochten II in Sachsen) oder deren Erweiterung (Vereinigtes Schleenheim in Sachsen). Durch die Garzweiler-Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts aus dem Jahr 2013 hat sich die Situation geändert: Im Gegensatz zum vergangenen Jahrhundert kann die Gewinnung von Energiebodenschätzen in Zeiten der Energiewende nicht mehr mit „Gemeinwohlerwägungen“ begründet werden, die schwere Eingriffe in das Grundrecht auf Eigentum¹⁸ rechtfertigen würden.¹⁹ Auch das Argument der Arbeitsplatzsicherung kann nicht mehr als Grund für die Fortführung der Braunkohlewirtschaft dienen.²⁰

„Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ und „Klimaschutzplan 2050“

Das Bundesumweltministerium geht davon aus, dass in Deutschland ohne weitere Maßnahmen bis zum Jahr 2020 lediglich eine Treibhausgasreduktion in Höhe von 33 Prozent erreicht werden kann und daher dringender Handlungsbedarf besteht.²¹ Einen Schwerpunkt setzt das Eckpunktepapier zur Vorbereitung des Aktionsprogramms im Bereich des konventionellen Kraftwerksparks. Ein Kabinettsbeschluss der Bundesregierung ist für November 2014 vorgesehen. Darüber hinaus bereitet die Große Koalition die Umsetzung des im Koalitionsvertrag vorgesehenen Klimaschutzplans 2050 vor, innerhalb dessen der Stromsektor ebenfalls eine besondere Rolle spielen dürfte.

Die Bundesregierung verfolgt einen Ansatz, der Instrumente des Klimaschutzes auf unterschiedlichen Ebenen (beispielsweise auf Bundes- und EU-Ebene) und Instrumente mit unterschiedlichen Mechanismen (darunter wettbewerblicher Emissionshandel, ordnungsrechtliche technische Vorgaben) beinhaltet. So bestehen sowohl Handlungsmöglichkeiten, um (nationale) Ziele auf europäischer Ebene zu erreichen, etwa durch das Hinwirken auf eine ambitionierte Strukturreform des Emissionshandelssystems, als auch Optionen für ergänzende Maßnahmen im spezifisch deutschen Kontext der Energiewende. Das Eckpunktepapier macht auch klar, dass es dabei nicht um sich gegenseitig ausschließende Handlungsoptionen geht, sondern in mehreren Berei-

¹⁴ Die durchschnittlichen CO₂-Emissionsfaktoren beziehen sich auf das Jahr 2010 bezogen auf den Stromverbrauch, vgl. UBA (2013), a. a. O. 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): Klimaschutz und Versorgungssicherheit. Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung. Climate Change 13/2009.

¹⁵ Vgl. Oei, P.Y. et al. (2014), a. a. O.; sowie Breitschopf, B., Diekmann, J. (2010): Vermeidung externer Kosten durch Erneuerbare Energien – Methodischer Ansatz und Schätzung für 2009 (MEECK). Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Rahmen des Projekts „Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt“, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) und Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin).

¹⁶ Vgl. Gerbaulet, C. et al. (2012), a. a. O.

¹⁷ Ein Wegfallen des letzten Teilabschnitts gilt dabei als gesichert. Bei einer frühzeitigen Konzentration auf den Tagebau Hambach könnte sogar eine vorzeitige Stilllegung des Tagebaus Garzweiler II noch vor Erreichen der A61 möglich sein. Dies würde die Umsiedlung von bis zu 3 000 Einwohnern sowie die Verlegung der Autobahn vermeiden.

¹⁸ Art 14 GG.

¹⁹ Vgl. Ziehm, C. (2014): Neue Braunkohlentagebaue und Verfassungsrecht – Konsequenzen aus dem Garzweiler-Urteil des Bundesverfassungsgerichts. Kurzgutachten im Auftrag der Bundestagsfraktion von Bündnis 90/Die Grünen, Mai 2014, Berlin.

²⁰ In allen drei Revieren ist die Beschäftigung im Tagebau und Kraftwerksbetrieb drastisch zurückgegangen. Bereits heute arbeiten in den beteiligten Bundesländern (Nordrhein-Westfalen, Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt) mehr Beschäftigte im Bereich erneuerbarer Energien als im Braunkohlegeschäft. Von Letzteren sind über 70 Prozent älter als 40 Jahre und würden somit parallel zum Auslaufen der Braunkohleverstromung in den Ruhestand gehen.

²¹ Vgl. BMUB (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Eckpunkte des BMUB.

Kasten

**Netzausbau für mehr Braunkohlekraftwerke?
Der Entwurf des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2015**

Mit dem „Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom“ haben die Stromübertragungsnetzbetreiber am 30. April 2014 ein Planungsdokument vorgelegt, das nach öffentlicher Konsultation und Prüfung durch die Bundesnetzagentur die Grundlage für den nächsten Netzentwicklungsplan werden soll. Dieses Dokument setzt auf eine stärkere Nutzung der Braunkohle und schränkt dafür relativ umweltfreundliche Erdgaskraftwerke zukünftig stärker ein. Damit legen die Übertragungsnetzbetreiber ohne ersichtliche Not einen Energiemix

vor, welcher nicht mit den von der Bundesregierung angestrebten mittelfristigen Klimaschutzzielen kompatibel ist.

Im Entwurf werden drei Szenarien ausgeführt, die sich im Energieträgermix unterscheiden. Bezüglich erneuerbarer Energien orientieren sich die Szenarien vorwiegend an dem Entwurf zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Im Bereich der konventionellen Kraftwerkskapazitäten ist insbesondere die Trendwende zu – gegenüber früheren Szenariorahmen – steigenden Braunkohlekapazitäten bemerkenswert: Statt wie bisher die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken nach 50 Jahren (technische Lebensdauer) zu planen, soll nunmehr die Reichweite der zugehörigen Tagebaue berücksichtigt werden. Dies impliziert auch, dass längere Laufzeiten oder gar Neubauten von Braunkohlekraftwerken als Begründung für den Aufschluss neuer Tagebaue erhalten können.

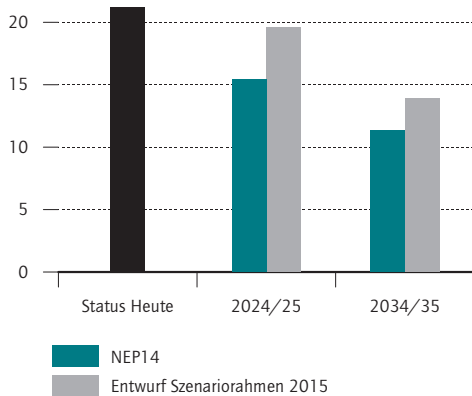
Das Szenario A beinhaltet den Neubau von je einem Braunkohlekraftwerk im Rheinland (Niederaußem) und in Mitteldeutschland (Profen). Des Weiteren führt die Umdeutung der Braunkohle im Szenariorahmen zu einer Steigerung der Braunkohlekapazitäten für das Jahr 2025 von 15,3 Gigawatt aus dem vormaligen Szenariorahmen auf nun 19,6 Gigawatt, also um 4 300 Megawatt (Szenario B); der Wert für 2035 liegt immer noch um 2 000 Megawatt höher (Abbildung).

Besondere Auswirkungen hätte der Szenariorahmen auf die 40 bis 48 Jahre alten Braunkohlekraftwerksblöcke in Nordrhein-Westfalen, die niedrige Wirkungsgrade (32 bis 37 Prozent) und hohe spezifische CO₂-Emissionen (1 200 bis 1 300 Gramm je Kilowattstunde) aufweisen: Die Laufzeitverlängerung dieser Blöcke würde zu einer erheblichen Steigerung des CO₂-Ausstoßes führen und ist zudem nicht mit dem nordrhein-westfälischen Klimaschutzgesetz kompatibel.¹

¹ Vgl. Oei, P.-Y. et al. (2014), a. a. O.

Abbildung

**Kapazitätsannahmen für die Stromnetzplanung
In Gigawatt installierter Leistung**



Quellen: 50 Hertz; Amprion; Tennet; TransnetBW; Netzentwicklungspläne 2014; Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 30. April 2014.

© DIW Berlin 2014

Die Übertragungsnetzbetreiber stellen sich auf längere Laufzeiten von Braunkohlekraftwerken ein.

chen gleichzeitig gehandelt werden muss. Das Eckpunkt Papier nennt drei Handlungsmöglichkeiten: Verstärkte Maßnahmen außerhalb des europäischen Emissionshandelssystems, das Hinwirken auf eine ambitionierte ETS-Strukturreform sowie ergänzende Maßnahmen im Kontext der Energiewende.

Unterschiedliche Instrumente in der Diskussion

Zu den möglichen ergänzenden Maßnahmen, die die Kohleverstromung verringern könnten, zählen Mindestwirkungsgrade oder Flexibilitätsanforderungen, nationale Mindestpreise für CO₂-Zertifikate, Kapazitätsmechanismen, Restemissionsmengen für Kohlekraftwerke und CO₂-Grenzwerte (Tabelle 1). Diese könnten

Tabelle 1

Mögliche Instrumente zur Einschränkung der Kohleverstromung

	Wirkungsweise	Mögliche Vorteile	Mögliche Nachteile	Ausarbeitungsvorschlag von
Reform ETS	Preissignal über Einführung der Marktstabilitätsreserve (MSR), 900 Millionen Backloading-Zertifikate in MSR, Start der MSR 2017 statt 2021	EU-weites Instrument; somit keine grenzüberschreitenden Ausweicheffekte	Strukturreformen aus heutiger Perspektive unsicher, Größenordnung des Effekts nicht absehbar	Bundesregierung (2014)
CO ₂ -Mindestpreis	Verteuerung der CO ₂ -Zertifikate	Investitionssicherheit für Investoren	Erzielbare Preise wahrscheinlich zu niedrig, um einen Wechsel von Kohle zu Erdgas zu bewirken; Implementierung auf nationaler Ebene problematisch	Bündnis 90/ Die Grünen (2014)
Mindestwirkungsgrade	Abschaltung ineffizienter Kraftwerke	Effizientere Rohstoffnutzung	Auch offene Gasturbinen betroffen; aufwändige Überprüfung und Messung	Bündnis 90/ Die Grünen (2009)
Flexibilitätsanforderungen	Abschaltung oder Diskriminierung inflexibler Kraftwerke	Bessere Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien	Auch GuD-Kraftwerke betroffen; aufwändige Überprüfung und Messung	Öko-Institut/LBD/Raue (2012)
Kohleausstiegsgesetz	Reststrommengen oder Restemissionsmengen	Vorgabe eines festen Kohleausstiegspfades	Verlauf bei Versteigerungsprozess schwer prognostizierbar	Greenpeace (2012), Die Linke (2014)
CO ₂ -Grenzwerte (spezifisch für Neubauten und Retrofits)	Einschränkungen von Neubauten und Retrofits (ohne CO ₂ -Abscheidung)	Verhinderung CO ₂ -intensiver Investitionen	Kurzfristig geringe Emissionsminderung	IASS (2014)
CO ₂ -Grenzwerte (Mengengrenzwerte) für Bestandsanlagen	Geringe Auslastung abgeschriebener Kraftwerke	Erhalt von Erzeugungskapazitäten, zum Beispiel für die Strategische Reserve	Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken beeinträchtigt, energiewirtschaftliche Wirkungen unklar	IASS (2014)

Quelle: Oei, P.-Y. et al. (2014), a. a. O.

© DIW Berlin 2014

in Deutschland parallel zur angestrebten Reform des Emissionsrechtehandels genutzt werden.

Reform des europäischen Emissionshandels

Das europäische Emissionshandelssystem (ETS) ist ein zentrales Klimaschutzinstrument der Europäischen Union. Aufgrund struktureller Defizite, einer geringen Anpassungsfähigkeit, der hohen Volatilität und fehlendem politischen Konsens auf europäischer Ebene wird der Emissionshandel mittelfristig keine Preissignale senden, die einen Brennstoffwechsel weg von der Braunkohle und hin zu anderen, CO₂-ärmeren Energieträgern, unterstützen. Dieser kritische CO₂-Preis beginnt, je nach Effizienz der betrachteten Kraftwerke, bei rund 40 Euro pro ausgestoßener Tonne Kohlendioxid; für Steinkohle liegt der Wert bei etwa 20 Euro (Abbildung 2).²²

Da sich in der jüngeren Vergangenheit ein starker Überhang an Emissionsberechtigungen gebildet hat, hat die Europäische Union eine Korrektur beschlossen, die die Ausgabe weiterer Zertifikate für die Emission von 900 Millionen Tonnen CO₂ im Zeitraum von 2014 bis 2016

auf die Jahre 2019 und 2020 verschiebt (Backloading). Dennoch erwartet die EU-Kommission, dass das Zertifikatepolster nach einem mittelfristigen Rückgang zum Ende der dritten Handelsperiode im Jahr 2020 noch größer sein wird als heute.²³ Weitergehende Maßnahmen diskutiert die EU-Kommission trotzdem erst für die vierte Handelsperiode ab 2021. Für diese Phase schlägt sie die Einführung einer sogenannten Marktstabilisierungsreserve vor.²⁴ Eine stärkere und frühere Wirkung könnte der Emissionshandel entwickeln, wenn sich die Bundesregierung mit ihrem jüngst verkündeten Ziel durchsetzt, die Backloading-Zertifikate statt einer Freigabe in den Jahren 2019 und 2020 direkt in die Marktstabilitätsreserve zu überführen und die Reform des Emissionshandelssystems bereits ab

²² Vgl. Oei, P.-Y. et al. (2014), a. a. O., Abschnitt 5. Berechnung auf Basis gemittelter Rohstoffpreise zwischen den Jahren 2011 und 2013.

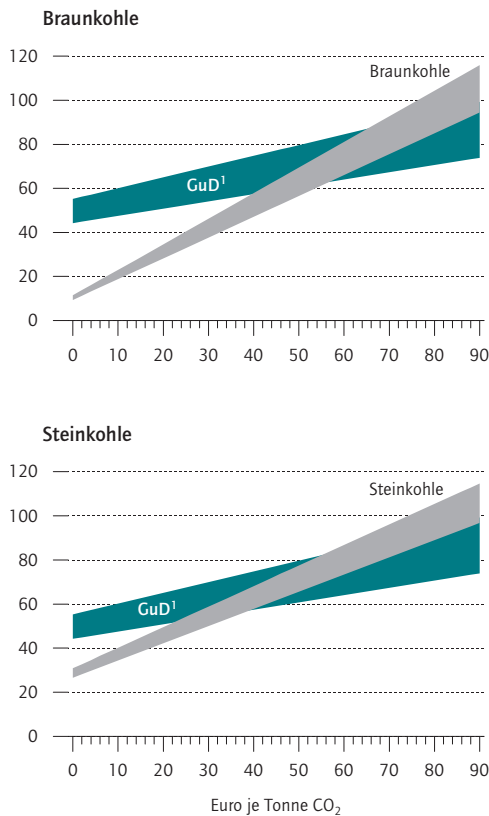
²³ Vgl. Neuhoff, K., Schopp, A. (2013): Europäischer Emissionshandel: Durch Backloading Zeit für Strukturreform gewinnen. DIW Wochenbericht Nr. 11/2013.

²⁴ Dieser Mechanismus würde bei einem Überhang von mehr als 833 Millionen Zertifikaten automatisch 100 Millionen Zertifikate in eine Reserve überführen, um eine Knappheitssituation am Markt zu erzeugen. Wird ein Überhangniveau von 400 Millionen Zertifikaten unterschritten, werden Zertifikate aus der Reserve freigegeben. Siehe auch Acworth, W. (2014): Can the Market Stability Reserve Stabilise the EU ETS: Commentators Hedge Their Bets. DIW-Roundup 23, 4.

Abbildung 2

Grenzkosten der Erzeugung unter Berücksichtigung unterschiedlicher CO₂-Preise

In Euro je Megawattstunde



1 Gas- und Dampfturbinen.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2014

Gaskraftwerke verdrängen Braunkohlekraftwerke erst ab einem CO₂-Preis von etwa 40 Euro pro Tonne.

2017 wirken zu lassen.²⁵ Dies wäre ein wichtiges Signal für die Glaubwürdigkeit des ETS und die Stärkung der europäischen Klimaschutzpolitik. Zur Erreichung des kurzfristigen nationalen Emissionsziels im Jahr 2020 könnte dies allerdings nur begrenzt beitragen. Daher werden gegenwärtig zusätzliche nationale Instrumente diskutiert, die ergänzend zum Emissionshandel eingeführt werden könnten.

CO₂-Mindestpreis

Um den Emissionshandel zu stärken, könnte auf europäischer Ebene ein CO₂-Mindestpreis festgelegt wer-

²⁵ www.bmub.bund.de/P3383/.

den.²⁶ Aber auch nationale Regierungen könnten einen solchen Mindestpreis setzen, damit sie ihre Klimaziele erreichen. So hat das Vereinigte Königreich im Jahr 2013 den sogenannten Carbon Price Floor (CPF) eingeführt.²⁷ Dieser ergibt sich durch eine zusätzliche Steuer auf Kohlenstoffdioxidemissionen im Stromsektor. Steuer und CO₂-Preis ergeben kombiniert eine Art Mindestpreis für Treibhausgasemissionen. Für das Haushaltsjahr 2013/14 beträgt der CO₂-Mindestpreis 16 britische Pfund (etwa 20 Euro) je ausgestoßener Tonne CO₂. Ursprünglich sollte sie bis 2020/2021 linear auf 30 Pfund (rund 40 Euro) je Tonne steigen, wurde für den Rest der Dekade aber bei 18 Pfund (circa 23 Euro) eingefroren.²⁸ In Deutschland wäre die Einführung von CO₂-Mindestpreisen nach einem Gesetzentwurf von Bündnis 90/Die Grünen in Form einer zusätzlichen Verbrauchsteuer auf den Erwerb von CO₂-Zertifikaten möglich.²⁹ Gegenwärtig sind Kraftwerksbetreiber laut Energiesteuergesetz ausdrücklich von der bereits existierenden Energiesteuer befreit,³⁰ was zudem aufgehoben werden sollte. Wahrscheinlich würde die politische Festlegung eines CO₂-Mindestpreises jedoch nicht zu einer maßgeblichen Einschränkung der Kohleverstromung führen.

Mindestwirkungsgrade und Flexibilitätsanforderungen

Wirkungsgradsteigerungen standen lange Zeit im Zentrum der Innovationstätigkeiten der Energiewirtschaft, waren jedoch in erster Linie wettbewerblich und nicht regulatorisch motiviert. Weiteren Fortschritten auf diesem Gebiet sind enge technische Grenzen gesetzt.³¹ In Deutschland scheiterte die Bundestagsfraktion der Grünen im Jahr 2009 mit einem Gesetzentwurf zur Ein-

²⁶ Vgl. Diekmann, J. (2012): EU-Emissionshandel: Anpassungsbedarf des Caps als Reaktion auf externe Schocks und unerwartete Entwicklungen? Umweltbundesamt. Climate Change 17/2012.

²⁷ HM Revenue & Customs (2013): Carbon Price Floor. www.hmrc.gov.uk/climate-change-levy/carbon-pf.htm, abgerufen am 8. Juni 2014.

²⁸ Begründet wurde dieser Schritt mit der großen Diskrepanz zum CO₂-Preis des ETS und der daraus resultierenden Schwächung der Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie. Vgl. Carbon price floor: reform and other technical amendments. www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/293849/TIIN_6002_7047_carbon_price_floor_and_other_technical_amendments.pdf, heruntergeladen am 29. April 2014; Rede von Schatzkanzler Osborne zum Haushaltsplan 2014, www.gov.uk/government/speeches/chancellor-george-osbornes-budget-2014-speech, heruntergeladen am 29. April 2014.

²⁹ Ein kürzlich von der Bundestagsfraktion von Bündnis 90/Die Grünen veröffentlichter Gesetzentwurf für ein Klimaschutzgesetz fordert die Einführung eines CO₂-Mindestpreises nach dem Vorbild des Vereinigten Königreichs. Der CO₂-Preis soll im Jahr 2015 15 €/t betragen und bis 2020 jährlich um einen Euro pro Tonne steigen, vgl. Deutscher Bundestag (2014a): Entwurf eines Gesetzes zur Festlegung nationaler Klimaschutzziele und zur Förderung des Klimaschutzes (Klimaschutzgesetz). Drucksache 18/1612, Berlin, 3. Juni 2014.

³⁰ §37 Absatz 2 EnergieStG.

³¹ Kohletrocknung oder Retrofit-Maßnahmen lassen nur noch geringe Wirkungsgradsteigerungen von einigen Prozentpunkten erwarten.

führung eines Mindestwirkungsgrades.³² Der Entwurf sah die Änderung des Bundesimmissionsschutzgesetzes vor, sodass Kraftwerksneubauten einen Mindestwirkungsgrad von 58 Prozent hätten aufweisen müssen. Bestehende Steinkohlekraftwerke sollten einen Mindestwirkungsgrad von 38 Prozent aufweisen, bestehende Braunkohlekraftwerke von 36 Prozent. Im Jahr 2020 sollten diese Werte auf 40 und 38 Prozent angehoben werden. Zudem sollte die juristische Barriere für Effizienzforderungen³³ gestrichen werden. Eine Einführung von Mindestwirkungsgraden auch für Bestandskraftwerke würde bei Werten oberhalb von 40 Prozent über zehn Gigawatt der deutschen Braunkohlekapazitäten betreffen. Bei einer technologieneutralen Einführung von Mindestwirkungsgraden wären neben Kohlekraftwerken aber auch Gasturbinen im offenen Betrieb eingeschlossen. Deren Wirkungsgrade liegen in einem ähnlichen Bereich wie die von Kohlekraftwerken (Tabelle 2). Aufgrund ihrer Flexibilität sind offene Gasturbinenkraftwerke aber wichtig für ein Stromsystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien.

Die Flexibilität konventioneller Kraftwerke gewinnt im Zusammenhang mit dem stetig steigenden Anteil erneuerbarer Energien zunehmend an Bedeutung. Wichtige Messgrößen hierfür sind die Möglichkeit der kurzfristigen Änderung der Erzeugung, die technische Mindestlast, die Anfahrdauer und die Mindestlaufzeit eines Kraftwerks. Unabhängig von ihrem Brennstoff sind dabei insbesondere Dampfkraftwerken gewisse technische Grenzen gesetzt. Das Einführen von Flexibilitätsanforderungen würde deshalb neben Kohlekraftwerken auch kombinierte Gasturbinen- und Dampfkraftwerke (GuD-Kraftwerke) betreffen.³⁴ Diese gasbetriebenen Kraftwerke können durch die Kombination eines Gas- und Dampfprozesses zwar höhere Wirkungsgrade erzielen, sind dadurch aber nicht so flexibel wie offene Gasturbinen, die auf den Dampfprozess verzichten. Sowohl die Mindestleistung als auch die maximalen Anfahrzeiten von GuD-Kraftwerken sind denen von Kohlekraftwerken ähnlich.

Mindestwirkungsgrade und Flexibilitätsanforderungen würden daher neben Kohlekraftwerken teilweise auch Gaskraftwerke betreffen, wenn sie nicht brennstoffabhängig oder als Kombination eingeführt werden. Diese Instrumente sind daher nicht primär geeignet, die Kohleverstromung zu reduzieren.

³² Vgl. Deutscher Bundestag (2009): Neue Kohlekraftwerke verhindern – Genehmigungsrecht verschärfen. Bundestags-Drucksache 16/12916, Berlin, 7. Mai 2009.

³³ § 5 Abs. 2 BImSchG.

³⁴ Vgl. VDE (2012): Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020. Frankfurt am Main.

Tabelle 2

Technische Eigenschaften von Gas- und Kohlekraftwerken

	Anfahrzeit in Stunden	Mindestlast in Prozent	Wirkungsgrad bei Nennleistung P _{nenn} in Prozent	Wirkungsgrad bei 50 Prozent der P _{nenn} in Prozent
Offene Gasturbine	< 0,1	20-50	30-35	27-32
GuD ¹ Standard	0,75-1,0	30-50	58-59	54-57
GuD ¹ Flexibel	0,5	15-25	> 60	52-55
Steinkohle Standard	2-3	40	42-45	40-42
Steinkohle Flexibel	1-2	20	45-47	42-44

Quelle: VDE (2012).

© DIW Berlin 2014

Moderne Kohlekraftwerke sind nur unwesentlich träger als GuD-Kraftwerke.

Kohleausstieg mit Restemissionsmengen

Die Einführung eines Kohleausstiegsgesetzes mit Reststrom- oder Restemissionsmengen könnte einen genauen Fahrplan für das Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland festschreiben. Eine Konkretisierung auf Basis der Festlegung von Reststrommengen lieferte Ecofys im Auftrag von Greenpeace im Jahr 2012.³⁵ Alternativ könnten aus Gründen des Klimaschutzes CO₂-Restmengen für Kohlekraftwerke festgelegt werden. Die Verteilung der gesamten CO₂-Restmenge auf die einzelnen Kraftwerke könnte anhand historischer Emissionen (kostenlose Zuteilung) oder individueller Zahlungsbereitschaften (Auktionierung) erfolgen. Zusätzlich zur Allokation der Emissionsberechtigungen durch den Staat könnte das Instrument die Übertragung von CO₂-Restmengen von einem Kraftwerk auf ein anderes erlauben.³⁶

Versorgungssicherheit und Kapazitätsmechanismen

Bei der Diskussion über Kapazitätsmechanismen³⁷ sollten auch klimapolitische Aspekte berücksichtigt werden. Dabei haben unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten

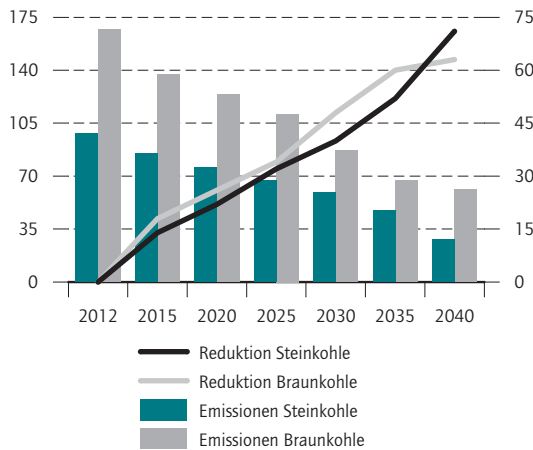
³⁵ Ecofys (2012): Allokationsmethoden der Reststrommengen nach dem Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes. Studie im Auftrag von Greenpeace, Nürnberg, 24. Mai 2012. Sowie der darauf aufbauende Antrag der Fraktion DIE LINKE, Deutscher Bundestag (2014): Energiewende durch Kohleausstiegsgesetz absichern. Drucksache 18/1673, 5. Juni 2014.

³⁶ Zu bedenken wären die Auswirkungen von Übertragungen bestehender CO₂-Restmengen bei Braunkohlekraftwerken auf den Betrieb der nicht verschiebbaren Tagebaue. Denkbar wären Auflagen, die solch eine Übertragung nur dann erlauben, wenn nicht weitere Bürger zwangsumgesiedelt werden müssen.

³⁷ Vgl. Neuhoff, K., Diekmann, J., Kemfert, C., Schill, W.-P., Schwenen, S., Traber, T., von Hirschhausen, C. (2013): Energiewende und Versorgungssicherheit: Deutschland braucht keinen Kapazitätsmarkt. DIW Wochenbericht Nr. 48/2013; sowie Schill, W.-P., Diekmann, J. (2014): Die Kontroverse um Kapazitätsmechanismen für den deutschen Strommarkt. DIW Roundup Nr. 5.

Abbildung 3

CO₂-Emissionen von Kohlekraftwerken in Deutschland bei Einführung von Grenzwerten
In Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr beziehungsweise in Prozent



Quelle: Ziehm, C. et al. (2014), a. a. O.

© DIW Berlin 2014

Emissionsgrenzwerte würden besonders die Braunkohleverstromung stark einschränken.

rianten unterschiedliche Auswirkungen auf den Energieträgermix und somit auch auf die CO₂-Intensität der zukünftigen Stromerzeugung. Vereinfacht gilt: Je umfangreicher der bestehende Kraftwerkspark gefördert wird, desto höher ist die CO₂-Intensität. Ein Instrument allein für Gaskraftwerke (etwa die Ausgestaltung technischer Anforderungen bezüglich der Mindestflexibilität oder über Emissionsstandards)³⁸ würde zwar die Rentabilität dieser Anlagen erhöhen, allerdings weder zu einer automatischen Neusortierung der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke (Merit Order), noch zu einer zwangsläufigen Reduzierung des deutschen CO₂-Ausstoßes führen. Die Debatte um Kapazitätsinstrumente bietet allerdings Raum für Verhandlungen mit Betreibern von Kohlekraftwerken. So könnten die Regelungen für Kapazitätsmechanismen zusätzliche Bedingungen zur CO₂-Reduktion enthalten.³⁹ Ebenfalls wäre es möglich, Kohlekraftwerke in eine strategische Reserve zu verschieben. Hiermit würden Emissionen gesenkt und gleichzeitig Kapazitäten aufrechterhalten. Im Gegenzug würden Investitionsanreize für Gaskraftwerke steigen.

³⁸ Vgl. Öko-Institut, LBD, Raue (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Berlin.

³⁹ So wurden in den Niederlanden Vereinbarungen mit einzelnen Betreibern geschlossen, die aufgrund der Abschaffung einer Kohlesteuer der frühzeitigen Stilllegung älterer Kohlekraftwerke mit einer Gesamtkapazität von drei Gigawatt bis 2017 zustimmten.

Die Kraftwerksbetreiber würden für die Vorhaltung der Kapazität entschädigt.

CO₂-Grenzwerte

Neben dem europäischen Emissionshandel wurde in den letzten Jahren in einigen Ländern verstärkt über eine mögliche Einführung von CO₂-Grenzwerten, sogenannter EPS (Emissions Performance Standard), diskutiert. Neben Kanada und Kalifornien hat zuletzt auch Großbritannien ein solches Instrument in die Novelle des *Energy Act* eingebaut, die im Dezember 2013 verabschiedet wurde. Diese verhindert grundsätzlich den Neubau von Kohlekraftwerken (ohne CO₂-Abscheidung). Eine Ausweitung auf bestehende Kraftwerke ist in Kanada der Fall.

Die Festsetzung deutscher CO₂-Grenzwerte ist europarechtlich auf Grundlage von Artikel 193 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) zulässig.⁴⁰ Allerdings müsste im deutschen Recht die „Sperrklausel“ im Bundes-Immissionsschutzgesetz gestrichen werden.

Die Auswirkungen von CO₂-Grenzwerten hängen von ihrer Ausgestaltung im Detail ab:⁴¹ Für Neubauten und Retrofit-Maßnahmen wäre in Anlehnung an das Beispiel Großbritannien ein spezifischer Grenzwert von 450 Gramm je Kilowattstunde denkbar. Durch diese Vorgabe würde der Neubau von Kohlekraftwerken effektiv gestoppt. Für Bestandsanlagen ab einem Alter von 30 Jahren⁴² könnte eine jährliche Emissionsbegrenzung erfolgen. Eine solche Regelung setzt bei den ältesten und ineffizientesten Kraftwerken an und wahrt gleichzeitig den Bestandsschutz. Diese mögliche Ausgestaltung beinhaltet eine Begrenzung der maximalen Jahresfracht auf netto 3 154 Tonnen CO₂ je Megawatt⁴³ und entspricht, abhängig vom jeweiligen Emissionsfaktor und den Wirkungsgraden der einzelnen Anlagen, einer Auslastung von etwa 90 bis 100 Prozent für GuD-Kraftwerke, 40 bis 50 Prozent für Steinkohlekraftwerke und etwa 30 bis 40 Prozent für Braunkohlekraftwerke. Sonderregelungen würden für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen gelten.

⁴⁰ Vgl. Ziehm, C. (2013): Zur Zulässigkeit nationaler CO₂-Grenzwerte für dem Emissionshandel unterfallende neue Energieerzeugungsanlagen. Berlin.

⁴¹ Für eine denkbare Ausgestaltung vgl. Ziehm, C., Kemfert, C., Oei, P.-Y., von Hirschhausen, C. (2014): Entwurf und Erläuterung für ein Gesetz zur Festsetzung nationaler CO₂-Emissionsstandards für fossile Kraftwerke in Deutschland. DIW Politikberatung kompakt 82, im Erscheinen.

⁴² Grundlage für die Grenze von 30 Jahren ist – in Anlehnung an die Erwägungen im Rahmen des Atomausstiegs – die Amortisation von Kraftwerken nach Ablauf dieser Zeitspanne zuzüglich einer gewissen „Gewinnrealisierungszeit“. Danach ist somit dem Schutz des Vertrauens der Betreiber in den Bestand ihrer Rechtspositionen – aus Art. 14 GG oder Art. 12 GG – ausreichend Rechnung getragen.

⁴³ Dies berechnet sich aus den Emissionen eines Gaskraftwerkes von 450 g CO₂/kWh, den Gesamtjahresstunden und einer 80 prozentigen Auslastung: 450 g CO₂/kWh × 8 760 h × 0,8 = 3 154 t CO₂/MW.

Die Regelung für Bestandsanlagen würde im Jahr 2015 Steinkohlenkraftwerke mit einer Leistung von etwa 10,5 Gigawatt und Braunkohlenkraftwerke mit einer Leistung von rund 9,5 Gigawatt betreffen. Die jährliche Stromerzeugung dieser Anlagen würde somit um 45 Terawattstunden sinken. Weitere Kohlekraftwerke mit einer Leistung von 1,5 Gigawatt sind zudem älter als 50 Jahre und würden stillgelegt, da keine Neubauten und Retrofit-Maßnahmen erlaubt wären. Da Anlagen ab einem Alter von 30 Jahren von der Bestandsregel erfasst würden, wäre eine kontinuierliche Verminderung der erlaubten CO₂-Emissionen aus Kohlekraftwerken die Folge (Abbildung 3). Das Emissionsniveau im Jahr 2020 würde somit um rund 24 Prozent (65 Millionen Tonnen CO₂) und im Jahr 2040 um etwa 66 Prozent⁴⁴ (176 Millionen Tonnen) geringer sein als noch im Jahr 2012 (Tabelle 3).⁴⁵ Zusätzlich würden weitere Schadstoffemissionen vermieden.

Fazit

Der nach wie vor hohe Anteil von Kohlestrom und die damit einhergehenden CO₂-Emissionen in Deutschland stellen eine Herausforderung für das Erreichen der klimapolitischen Ziele und einer nachhaltigen Energie-wende dar. Deshalb besteht dringender energie- und klimapolitischer Handlungsbedarf.

Der europäische Emissionshandel ist ein zentrales Element der EU-Klimaschutzpolitik. Gegenwärtig hat er aber nur eine begrenzte Lenkungswirkung. Deshalb ist der aktuelle Vorschlag der Bundesregierung zur Stärkung des Emissionshandels zu begrüßen. Dies wäre ein wichtiges Signal für die Glaubwürdigkeit des ETS und die Stärkung der europäischen Klimaschutzpolitik. Zur Erreichung des kurzfristigen nationalen Emissionsziels für das Jahr 2020 könnte dies allerdings nur begrenzt beitragen. Eine anhaltend hohe Kohleverstromung würde auch die längerfristigen Klimaschutzziele gefährden. Daher sind gegenwärtig zusätzliche nationale Instrumente in der Diskussion, die in Ergänzung zum Emissionshandel eingeführt werden könnten:

- Ein nationaler Mindestpreis für CO₂-Zertifikate wäre vermutlich zu gering, um einen Brennstoffwechsel von Kohle zu Erdgas zu bewirken.

⁴⁴ Die Reduktion im Jahr 2040 wird dadurch verstärkt, dass keine Neubauten oder Retrofits möglich sind und deshalb ein Großteil der Kohleflotte altersbedingt abgeschaltet wurde.

⁴⁵ Vgl. Ziehm, C. et al. (2014), a. a. O. basierend auf den durchschnittlichen CO₂-Emissionsfaktoren aus UBA (2013), a. a. O. Da modernere Kraftwerke niedrigere Emissionsfaktoren aufweisen, dürfen sie mehr Stunden im Jahr betrieben werden; dies hat aber keine Auswirkungen auf die maximal erlaubte CO₂-Ausstoßmenge eines Kraftwerks.

Tabelle 3

Jährliche CO₂-Emissionen der Kohleverstromung bei Einführung eines Grenzwerts

	Steinkohle	Braunkohle	Kohle insgesamt	Steinkohle	Braunkohle	Kohle insgesamt
	In Millionen Tonnen CO ₂ pro Jahr			Veränderung gegenüber 2012 in Prozent		
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

Quelle: Ziehm et al. (2014), a.a.O.

© DIW Berlin 2014

Der CO₂-Ausstoß der Kohlekraftwerke ließe sich bis 2040 um bis zu 66 Prozent reduzieren.

- Mindestwirkungsgrade von Kraftwerken und Flexibilitätsanforderungen zielen nicht unmittelbar auf eine Verminderung der CO₂-Emissionen und würden je nach Ausgestaltung auch Gaskraftwerke betreffen.
- Ein Kohleausstiegsgesetz mit festgelegten Reststrom- oder Restemissionsmengen für Kohlekraftwerke könnte einen klaren Fahrplan für das Auslaufen der Kohleverstromung vorgeben, wäre politisch aber vermutlich kaum durchsetzbar.
- Nationale CO₂-Grenzwerte für fossile Kraftwerke könnten für Neu- und Bestandsanlagen unter Berücksichtigung der Altersstruktur erwogen werden, um die Kohleverstromung gezielt zu vermindern.

In dieser Diskussion sollten neben den unmittelbaren Wirkungen auf die CO₂-Emissionen in Deutschland auch weitere Aspekte berücksichtigt werden. Dazu zählen die Wirksamkeit der Maßnahmen hinsichtlich der Emissionen in der EU, die Kostenwirkungen hinsichtlich ökonomischer Effizienz sowie die energiewirtschaftlichen Wirkungen hinsichtlich der Kapazitäten, Stromerzeugungsmengen und Strompreise. Zu beachten ist außerdem das Zusammenwirken einer restriktiven Kohlepolitik mit dem EU-Emissionshandel und weiteren klimapolitischen Maßnahmen auf nationaler und europäischer Ebene. Außerdem verbleiben wichtige Emissionsminderungspotentiale in den Bereichen Verkehr, Gebäude und Industrie.

Pao-Yu Oei ist Gastwissenschaftler in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | poei@diw.de

Claudia Kemfert ist Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | ckemfert@diw.de

Felix Reitz ist Studentischer Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | freitz@diw.de

Christian von Hirschhausen ist Forschungsdirektor für Internationale Infrastrukturpolitik und Industrieökonomie am DIW Berlin | chirschhausen@diw.de

COAL POWER ENDANGERS CLIMATE TARGETS: CALLS FOR URGENT ACTION

Abstract: Coal-fired power stations are responsible for around a third of Germany's carbon emissions. Failure to reduce the persistently high level of coal-fired power generation threatens Germany's climate targets for 2020 and 2050 and undermines a sustainable energy transition. Calculations by DIW Berlin and other expert opinions prove that, in the long term, lignite, in particular, is no longer relevant for the German energy system. However, if there is no significant increase in the price of CO₂ emission certificates in the near future, a market-driven transition from coal to less CO₂-intensive energy sources, such as natural gas, is unlikely to occur.

JEL: Q48, Q52, L71, L94

Keywords: Energy transition, lignite, coal, policy instruments, ETS

Presently, a number of options for reducing the level of power generated by coal are being discussed. Along with the reform of the Emissions Trading System (ETS), proposals also include minimum energy efficiency levels or greater flexibility requirements, national minimum prices for CO₂ emission certificates, capacity mechanisms, a residual emissions cap for coal-fired power stations, emissions performance standards, and network development planning that respects the climate targets. The proposals address both existing and planned coal power plants.



DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e.V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
www.diw.de
81. Jahrgang

Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake
Prof. Dr. Tomaso Duso
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.
Dr. Kati Schindler
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion

Sabine Fiedler
Dr. Kurt Geppert

Redaktion

Renate Bogdanovic
Andreas Harasser
Sebastian Kollmann
Dr. Claudia Lambert
Dr. WolfPeter Schill

Lektorat

Dr. Jochen Diekmann
Marlene Karl

Textdokumentation

Manfred Schmidt

Pressestelle

Renate Bogdanovic
Tel. +49-30-89789-249
presse@diw.de

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 74, 77649 Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. 01806 - 14 00 50 25,
20 Cent pro Anruf
ISSN 0012-1304

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –
auch auszugsweise – nur mit Quellen-
angabe und unter Zusendung eines
Belegexemplars an die Serviceabteilung
Kommunikation des DIW Berlin
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.