

Oei, Pao-Yu; Gerbaulet, Clemens; Kempfert, Claudia; Kunz, Friedrich; von Hirschhausen, Christian R.

Research Report

Auswirkungen von CO₂-Grenzwerten für fossile Kraftwerke auf Strommarkt und Klimaschutz in Deutschland

DIW Berlin: Politikberatung kompakt, No. 104

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Oei, Pao-Yu; Gerbaulet, Clemens; Kempfert, Claudia; Kunz, Friedrich; von Hirschhausen, Christian R. (2015) : Auswirkungen von CO₂-Grenzwerten für fossile Kraftwerke auf Strommarkt und Klimaschutz in Deutschland, DIW Berlin: Politikberatung kompakt, No. 104, ISBN 978-3-938762-96-7, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, https://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0084-diwkompakt_2015-1040

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/129786>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Politikberatung kompakt

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

2015

Auswirkungen von CO₂-Grenzwerten für fossile Kraftwerke auf Strommarkt und Klimaschutz in Deutschland

Pao-Yu Oei, Clemens Gerbaulet, Claudia Kemfert, Friedrich Kunz und Christian von Hirschhausen

IMPRESSUM

© DIW Berlin, 2015

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 3-938762-96-9
ISBN-13 978-3-938762-96-7
ISSN 1614-6921
urn:nbn:de:0084-diwkompakt_2015-1040

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 104

Pao-Yu Oei^{1,2,*}

Clemens Gerbaulet^{1,2}

Claudia Kemfert^{1,3}

Friedrich Kunz¹

Christian von Hirschhausen^{1,2}

Auswirkungen von CO₂-Grenzwerten für fossile Kraftwerke auf Strommarkt und Klimaschutz in Deutschland

Studie im Auftrag der
Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen



Berlin, November 2015

^(*) DIW Berlin, Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt (EVU) Mohrenstr. 58, 10117 Berlin, poei@diw.de

¹ DIW Berlin, Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt (EVU), Mohrenstr. 58, 10117 Berlin

² TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), Str. des 17. Juni 135, 10623 Berlin

³ Hertie School of Governance, Friedrichstraße 180, 10117 Berlin

Das Wichtigste auf einer Seite

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt bis zum Jahr 2020 den Ausstoß von Treibhausgasen gegenüber 1990 um 40% zu reduzieren; bis 2050 sollen die Emissionen sowohl in Deutschland als auch in der gesamten Europäischen Union sogar um 80-95% sinken. Dies impliziert die Dekarbonisierung des Stromsektors und den Ausstieg aus der Kohleverstromung. Die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geplante Kohlereserve bringt allerdings nur eine zusätzliche Reduktion von ca. 8 Millionen t CO₂, da einige der betroffenen Anlagen in den nächsten Jahren ohnehin abgeschaltet werden. Ohne zusätzliche Maßnahmen droht daher das Klimaziel für 2020 weit verfehlt zu werden.

Die in dieser Studie beschriebene Einführung von CO₂-Grenzwerten, d.h. im konkreten Fall festgelegte CO₂-Jahresbudgets pro einzelnen Kraftwerksblöcken, drosselt CO₂-intensive Kraftwerke in ihrer Fahrweise, ohne dabei Gaskraftwerke einzuschränken. Gleichzeitig werden somit Anreize gegen drohenden Retrofit von CO₂-intensiven Kapazitäten gesetzt, um weitere gestrandete Investitionen zu vermeiden. Wenn CO₂-Grenzwerte für alle bestehenden Kraftwerke eingeführt werden, kann das 40%-Reduktionsziel von Treibhausgasen für 2020 noch erreicht werden. Auch der mittelfristige Reduktionspfad um 55% bis 2030 und 70% bis 2040 (im Vergleich zu 1990) kann eingehalten werden.

Ein leichter Anstieg der Börsenstrompreise durch die Einführung von CO₂-Grenzwerten erhöht die Profitabilität der verbleibenden Stromerzeugungskapazitäten. Die Börsenstrompreise verbleiben allerdings unterhalb der Preise von 2011/2012, weshalb kein negativer Effekt auf die energieintensiven Industrien zu befürchten ist. Wenn die Anhebung des Börsenstrompreises an den Haushaltskunden weitergegeben wird, läge die Belastung der Haushalte bei 1-2%, da steigende Börsenstrompreise zu einer sinkenden EEG-Umlage führen, was den Preiseffekt für Haushalte weiter abfedert.

Durch die Einführung von CO₂-Grenzwerten kann innerhalb der nächsten zwei Jahrzehnte der Kohleausstieg durchgeführt werden, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Begrenzte Arbeitsplatzverluste im Bereich der Kohleverstromung werden hierbei durch neue Möglichkeiten, insbesondere in den Bereichen Erneuerbare und im Baugewerbe, im Rahmen der Energiewende überkompensiert.

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung in die energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen	1
1.1	Einleitung	1
1.2	Deutsche Klimaschutzziele und der implizierte Kohleausstieg.....	2
1.3	Kurzbeschreibung der Kohlereserve	3
2	CO₂-Grenzwerte zur Einhaltung des Klimaschutzzieles	6
2.1	Ausgestaltungsoptionen für CO ₂ -Grenzwerte	6
2.2	Auswirkungen des CO ₂ -Grenzwertes auf den Kraftwerksmix in Deutschland	9
2.3	Stellschrauben von CO ₂ -Grenzwerten	12
3	Erzeugungsmengen, CO₂-Emissionen, Börsenpreise und Deckungsbeiträge der Kraftwerke	13
3.1	Modellansatz.....	13
3.1.1	Modellbeschreibung und Daten	13
3.2	Ergebnisse der CO ₂ -Grenzwert Szenarien.....	15
3.2.1	Stromerzeugung und -exporte	16
3.2.2	CO ₂ -Emissionen	18
3.2.3	Strompreise	21
3.2.4	Profitabilität der Kraftwerke	22
3.2.5	Sensitivitätsbetrachtungen.....	24
3.3	Vergleich von CO ₂ -Grenzwerten mit alternativen Vorschlägen	24
3.3.1	Übersicht über alternative CO ₂ -Minderungsvorschläge bis 2020.....	24
3.3.2	Zusätzliche Kohleausstiegsszenarien bis 2035	25
4	Abschätzung der Beschäftigungseffekte.....	27
4.1	Die Arbeitsplatzentwicklung in der deutschen Kohlebranche	27
4.2	Alternative Beschäftigungseffekte im Bereich der erneuerbaren Energien im Vergleich zur Kohlewirtschaft	30
4.3	Abschätzung der Auswirkungen des Klimainstrumentes CO ₂ -Grenzwerte auf Arbeitsplätze in Deutschland	31
5	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	35
6	Referenzen.....	36
7	Anhang	39
7.1	Kohlerevierkarten in Nordrhein-Westfalen, Mitteldeutschland und der Lausitz.....	39

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Verschiedene Ausgestaltungsformen für nationale CO ₂ -Grenzwerte.....	7
Abbildung 2: Prozentualer Anteil der Kohle- und EE-Stromerzeugung in Deutschland bis 2035	17
Abbildung 3: Stromerzeugung in Deutschland in 2020 (oben) und 2035 (unten) mit und ohne EPS.....	17
Abbildung 4: CO ₂ -Emissionen nach Brennstoff in Deutschland in 2020 mit und ohne EPS	19
Abbildung 5: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen in Deutschland bis 2025	19
Abbildung 6: Entwicklung der strombedingten CO ₂ Emissionen von 1990 bis 2050.....	20
Abbildung 7: Entwicklung der Börsenstrompreise in Deutschland von 2011 bis 2035	22
Abbildung 8: Deckungsbeiträge aus dem Stromhandel im Jahr 2020 mit und ohne EPS.....	23
Abbildung 9: Strombedingte CO ₂ -Emissionen bei einem Kohleausstieg in Deutschland im Jahr 2035	27
Abbildung 10: Anteil der Energiekosten am Umsatz nach Sektoren und Energieträgern in Deutschland	32
Abbildung 11: Revierkarte Rheinland mit den Tagebauen (TB) und Kraftwerken (KW).....	39
Abbildung 12: Revierkarte Mitteldeutschland mit Tagebauen (TB) & Kraftwerken (KW).....	40
Abbildung 13: Revierkarte Lausitz mit den Tagebauen (TB), Kraftwerken (KW) und den gestrichelten Vorranggebieten Welzow Süd TF II und Nochten II.....	41

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1: Kraftwerkskapazitäten für die geplante „Kohlereserve“	5
Tabelle 2: Braunkohleblöcke in Deutschland ab einer Mindestgröße von 100 MW	11
Tabelle 3: Angenommene Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland.....	14
Tabelle 4: Vergleich der verschiedenen Klimaschutzmaßnahmen	25
Tabelle 5: Direkt Beschäftigte der Braunkohlereviere (Kraftwerke & Tagebaue) von 1980-2014.....	29
Tabelle 6: Altersgliederung der Braunkohlewirtschaft (Kraftwerke & Tagebaue)	29
Tabelle 7: Altersgliederung des Steinkohlebergbaus in Deutschland, in Prozent	29

1 Einführung in die energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen

1.1 Einleitung

Bei der UN-Klimakonferenz treffen sich vom 30. November bis 11. Dezember 2015 die 195 Staats- und Regierungschefs der Mitglieder des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC), um eine gemeinsame internationale Klimaschutzvereinbarung zu verabschieden. Ziel ist es, die Erderwärmung bis zum Ende des Jahrhunderts auf maximal 2 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Temperaturniveau zu begrenzen. Zudem haben sich sowohl Deutschland als auch die Europäische Union eigene Klimaschutzziele gesetzt. So möchte Deutschland bis 2020 den Ausstoß von Treibhausgasen gegenüber 1990 um 40% reduzieren, die EU strebt dasselbe Ziel für das Jahr 2030 an; bis 2050 sollen in beiden Regionen die Emissionen um 80-95% sinken. Dies impliziert die Dekarbonisierung des Stromsektors und insbesondere eine Reduktion der Kohleverstromung wie es auch vom Sachverständigenrat der Bundesregierung (SRU, 2015) und von der Bundesumweltministerin Barbara Hendricks¹ bis 2040 gefordert wird.

Mögliche nationale Zusatzmaßnahmen zum Erreichen der deutschen Klimaziele im Stromsektor wurden von Oei u.a. (2014) detailliert zusammengetragen. Diese Studie ist eine Fortsetzung der bisherigen Arbeiten und beinhaltet einen konkreten Ausgestaltungsvorschlag für CO₂-Grenzwerte zur Einhaltung der deutschen Klimaschutzziele im Lichte des globalen 2-Grad-Ziels. Die hieraus resultierenden Auswirkungen auf den Strommarkt werden mit alternativen Optionen wie der von der Bundesregierung vorgeschlagenen Klima-/Kohlereserve verglichen. Hierfür werden nach einer Einführung in die allgemeinen energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen (Abschnitt 1) die Spezifikationen von CO₂-Grenzwerten in Abschnitt 2 erklärt. Abschnitt 3 legt das verwendete Berechnungsmodell und die verwendeten Daten sowie die Ergebnisse der Modellrechnungen dar. Diese untergliedern sich in verschiedene Ausgestaltungen von CO₂-Grenzwerten von 2020-2035 in Ab-

¹ <http://www.zeit.de/news/2015-07/08/deutschland-hendricks-aus-fuer-letztes-kohlekraftwerk-in-25-bis-30-jahren-08112809> Abruf am 24.09.2015.

schnitt 3.2 sowie einem kompletten Kohleausstieg bis 2035 in Abschnitt 3.3.2. Abschnitt 4 beschreibt die bisherige Arbeitsplatzentwicklung in der deutschen Kohlebranche sowie mögliche Beschäftigungseffekte durch die Einführung eines nationalen CO₂-Grenzwerts. Abschnitt 5 fasst die Ergebnisse zusammen.

1.2 Deutsche Klimaschutzziele und der implizierte Kohleausstieg

Die Große Koalition hat sich im Koalitionsvertrag vom November 2013 auf die Beibehaltung der Klimaschutzziele verständigt, die im Energiekonzept vom September 2010 festgelegt wurden: Bis zum Jahr 2020 sollen die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 40% zurückgehen, bis 2050 um 80-95%. Entgegen der Zielvorgabe sind die Treibhausgasemissionen in Deutschland im Verlauf der letzten Jahre jedoch zwischenzeitlich angestiegen: Nach einem Rekordtief im Jahr 2009 (913 Mio. t CO₂-Äquivalenten) führte ein durchschnittlicher Anstieg von jährlich 1,1% zu einem Emissionsniveau von 951 Mio. t im Jahr 2013.² Um das deutsche Klimaschutzziel 2020 noch zu erreichen, sind somit jährliche Einsparungen von durchschnittlich 3,4% nötig. Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung lagen im Jahr 2013 bei etwa 317 Mio. t. Dabei verursachte die Stromerzeugung aus Braunkohle Emissionen von etwa 167 Mio. t CO₂ und die aus Steinkohle weitere 102 Mio. t. Damit sind etwa 85% der energiebedingten Emissionen auf kohlebasierte Stromerzeugung zurückzuführen, obwohl Stein- und Braunkohle nur einen Anteil von 45% an der Bruttostromerzeugung aufweisen.³

Das Bundesumweltministerium (BMUB) erwartet einen sektorübergreifenden Emissionsrückgang bis zum Jahr 2020 (Bundesregierung, 2015). Die vom Umweltministerium vorgeschlagenen Maßnahmen werden jedoch nicht ausreichen, um die angestrebten Emissionsminderungen von 200 Mio. t CO₂-Äquivalenten gegenüber dem Jahr 2013 zu erreichen. Er-

² Die Treibhausgasminderung im Jahr 2014 (39 Mio. t CO₂-Äquivalenten gegenüber dem Vorjahr) ist vorrangig einem milden Winter geschuldet. Diese Zahlen sind vorläufig. Voraussichtlich müssen die Zahlen für 2013 und 2014 noch um etwa acht Mio. t CO₂ erhöht werden, da die Emissionen zweier neuer Steinkohlekraftwerke in der Statistik des Statistischen Landesamtes Nordrhein-Westfalen nicht aufgenommen wurden, vgl. <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/kohlekraftwerke-vergessen-statistikpanne-schoent-co2-bilanz-a-1037366.html>, Abruf am 19.06.2015.

³ Vgl. Umweltbundesamt (2014): Energiebedingte Emissionen und ihre Auswirkungen, <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/energiebedingte-emissionen-ihre-auswirkungen>, abgerufen am 17. November 2014; AG Energiebilanzen (2014): Stromerzeugung n. Energieträger, http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20141022_brd_stromerzeugung1990-2013.pdf, abgerufen am 17. November 2014; vgl. auch Agora Energiewende (2014): Klimaschutz und Energiewende: Welchen Beitrag muss die Energiewirtschaft zum Klimaschutzaktionsplan 2020 leisten? Hintergrundpapier, Oktober 2014.

wartet werden vielmehr nur etwa 90 Mio. t, was einer Deckungslücke in Höhe von sieben Prozentpunkten relativ zum ausgewiesenen Ziel entspricht. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung ein „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ erarbeitet. In diesem wurden sektorale Einsparmaßnahmen ausgegeben, die neben Landwirtschaft, Handelsgewerbe, Haushalten, Verkehrssektor und Industrie insbesondere die Energiewirtschaft adressieren. Die Regulierung der CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft durch den europäischen Emissionshandel (EU-ETS) ist trotz der geplanten Strukturreform in den nächsten Jahren nicht zu erwarten (Agora Energiewende, 2015). Die im Stromsektor angestrebten Minderungen müssen deshalb über Maßnahmen, die über die derzeit nur sehr schwach ausgeprägte Wirkung des EU-ETS hinausgehen, erreicht werden. Durch die starke Pfadabhängigkeit des Stromsektors gefährdet die Verfehlung der 2020er-Ziele gleichzeitig die weiteren Klimaziele für 2030, 2040 und 2050.

Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung betragen im Jahr 1990 358 Mio. t CO₂. Eine proportionale Reduktion um 40% bis 2020 darf daher den Wert von 215 Mio. t CO₂ nicht überschreiten. Die weiteren mittelfristigen Ziele sind eine 55%-ige Reduktion bis 2030 und 70% bis zum Jahr 2040. Für die in dieser Studie modellierten Zeitperioden ergeben sich unter der Annahme einer linearen Reduktion die Maximalmengen von 187 Mio. t CO₂ für das Jahr 2025 und 134 Mio. t CO₂ für 2035. Neben der Bundesregierung bezieht auch die Bundesnetzagentur (BNetzA, 2014a) diese Zahlen bei ihren Berechnungen mit ein. All diese Werte sollten nach Möglichkeit unterschritten werden, da die Dekarbonisierung im Stromsektor im Vergleich zu anderen Sektoren (u.a. Landwirtschaft oder Haushalten) deutlich einfacher und kostengünstiger ist.

1.3 Kurzbeschreibung der Kohlereserve

Die Bundesregierung hat sich im Herbst 2015 auf politischen Druck durch Gewerkschaften und Energiewirtschaft gegen die Einführung des ursprünglich diskutierten Klimabeitrags entschieden (Oei u. a., 2015). Die aktuellen Pläne des BMWi (2015) sehen anstelle dessen die Einführung einer Kapazitätsreserve mit besonderem Augenmerk auf die Braunkohle vor, die sogenannte „Kohlereserve“. Diese Kohlereserve soll insgesamt 2,7 GW alte Braunkohlekraftwerke umfassen, die für das Vorhalten von Kapazitäten mit insgesamt 1,6 Mrd. € für

vier Jahre entschädigt werden, bevor sie altersbedingt stillgelegt werden. Kritiker führen an, dass die Kohlereserve kaum zusätzliche CO₂-Einsparung bringe und insbesondere für den Stromkunden deutlich teurer sei (Klima-Allianz, 2015). Eine vom Wissenschaftlichen Dienst des Deutschen Bundestages (Deutscher Bundestag, 2015: S. 22) erarbeitete Bewertung kommt zu dem Ergebnis, dass die Reserve „*angesichts der fehlenden Technologieneutralität, der fehlenden Ausschreibung sowie der Benachteiligung kohlenstoffarmer Energieträger*“ kaum mit dem EU-Beihilferecht vereinbar ist.

Eine zusätzliche CO₂-Reduktion kann nur durch die Abschaltung von Kraftwerksblöcken entstehen, die in den nächsten Jahren nicht ohnehin stillgelegt worden wären. Tabelle 1 zeigt die derzeit für die Kohlereserve vorgesehenen Kapazitäten. Eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der ausgewählten Blöcke für die Kohlereserve zeigt, dass diese größtenteils bereits in den nächsten Jahren unwirtschaftlich geworden wären:

- Die Blöcke P und Q des Kraftwerks Frimmersdorf haben im Jahr 2020 mit 50 und 54 Jahren bereits ihr technisches Maximalalter erreicht. Darüber hinaus sind diese beiden Blöcke die letzten von ursprünglich acht Blöcken am Standort. Dies erhöht die Fixkosten dieser Blöcke, weshalb RWE in früheren Meldungen mehrfach die Wirtschaftlichkeit dieser Blöcke angezweifelt hat.⁴
- Die Blöcke E und F vom Kraftwerk Niederaußem stehen (gemeinsam mit den Blöcken C und D) bereits in der „*Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2015 bis 2019*“ mit dem voraussichtlichen Stilllegungsdatum 2019.⁵ Sie sind außerdem ursprünglich als Austauschkapazität für den möglichen Neubau BoA Plus vorgesehen.⁶ Das Verschieben in die Kohlereserve bedingt daher auch, dass diese Neubaupläne überarbeitet oder ad acta gelegt werden müssen.

⁴ RWE (2013): 3 Steps to long-term value AG.; Folie 5: RWE Generation assets under review, letzter Abruf: 16.11.2015: www.rwe.com/web/cms/mediablob/en/2076594/data/2300728/1/rwe/investor-relations/events/roadshows-and-conferences/2013/RWE-company-presentation-Steps-to-long-term-value-2013-08-14.pdf

⁵ Bundesnetzagentur (2015): Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2015 bis 2019, Stand: 25.09.2015, letzter Abruf: 16.11.2015: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Veroeff_ZuUndRueckbau_2015.xlsx?__blob=publicationFile&v=3

⁶ RWE (2012): Grundsatzvereinbarung zum Planungs- und Genehmigungsverfahren bei dem Vorhaben Erneuerung des Braunkohlenkraftwerks Niederaußem, 22.05.2012, letzter Abruf: 16.11.2015:

- Der Block C vom Kraftwerk Neurath ist mit 47 Jahren im Jahr 2020 auch bereits am Rande der technischen Lebensdauer und würde ohnehin in den folgenden Jahren abgeschaltet.
- Das Kraftwerk Buschhaus gehörte bis zum September 2013 noch E.ON und sollte bis zum Jahr 2017, gemeinsam mit dem Auslaufen des Tagebaus Helmstedt, stillgelegt werden. Nach dem Kauf durch die MIBRAG sollte das Kraftwerk mit Braunkohle aus dem 150 km entfernten mitteldeutschen Revier beliefert werden. Durch die zusätzlichen Transportkosten der Braunkohle ist der Betrieb jedoch deutlich teurer als in anderen Kraftwerken (Oei u. a., 2014).
- Die Blöcke E und F vom Kraftwerk Jänschwalde sind Ende der 1980er in Betrieb genommen worden. Sie sind allerdings baugleich mit den anderen Blöcken, die seit 1981 in den Betrieb gegangen sind. Dieser sowjetische Bautyp ist von den Wirkungsgraden nur leicht besser als die deutlich älteren 300-MW-Blöcke aus den 1970ern von RWE in NRW.⁷

Betreiber	Kraftwerksblock	Nettoleistung [MW]	Alter im Jahr 2020	Start der Reserve	Endgültige Stilllegung
Mibrag	Buschhaus	352	35	10 / 2016	9 / 2020
RWE	Frimmersdorf P	284	54	10 / 2017	9 / 2021
	Frimmersdorf Q	278	50	10 / 2017	9 / 2021
	Niederaußem E	295	50	10 / 2018	9 / 2022
	Niederaußem F	299	49	10 / 2018	9 / 2022
	Neurath C	292	47	10 / 2019	9 / 2023
Vattenfall	Jänschwalde E	465	33	10 / 2018	9 / 2022
	Jänschwalde F	465	31	10 / 2019	9 / 2023

Tabelle 1: Kraftwerkskapazitäten für die geplante „Kohlereserve“

www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/1463026/data/1101766/1/boaplus/genehmigungsprozess/Grundsatzvereinbarung-zum-Planungs-und-Genehmigungsprozess.pdf

⁷ Durch die Fahrweise des Kraftwerks und verschiedene Nachbesserungen aller Blöcke ist die Abnutzung einzelner Blöcke nahezu unabhängig vom ursprünglichen Inbetriebnahmedatum. Aufgrund der komplexen Bauweise von Kraftwerkskomplexen ist es jedoch für den verbleibenden Kraftwerksbetrieb von Vorteil, eine Kraftwerksstilllegung beginnend bei dem jüngsten Block zu starten.

Nach einer Festlegung auf Gesamtkapazitäten für jedes Revier wurde die Auswahl der Standorte und Blöcke von den Betreibern selber bestimmt. Die Auswahl ist aus technischer und wirtschaftlicher Sicht nachzuvollziehen, um weiterhin einen möglichst hohen Gewinn der Unternehmen zu erwirtschaften. Aus gesamtwirtschaftlicher und ökologischer Sicht muss jedoch festgestellt werden, dass die zusammengestellte Kohlereserve deutliche Defizite aufweist. Über die Hälfte der für die Kohlereserve diskutierten Zusammensetzung, und insbesondere die Blöcke aus NRW, wären ohnehin in den nächsten Jahren unwirtschaftlich geworden oder sind es bereits im Jahr 2015. Da alte Braunkohlekraftwerke deutlich unflexibler als Gaskraftwerke sind wurden die technischen Reserveanforderungen von der Bundesregierung entsprechend angepasst: Die Betreiber verpflichten sich dazu die Blöcke bei Bedarf innerhalb von 10 Tagen abrufbereit zu halten. Nach weiteren 11 Stunden müssen die Anlagen ihre Mindestlast erreicht haben und nach weiteren 13 Stunden die kontrahierte Nettonennleistung. Somit kann die Reserve nur für Engpässe eingesetzt werden, welche mindestens 12 Tage vorher bekannt sind. Daher ist die Kohlereserve eher mit einer „Abwrackprämie“ für Kraftwerksbetreiber zu vergleichen. Die Kosten für dieses Instrument werden zudem über eine Erhöhung des Netzentgeltes hauptsächlich von den Privatkunden bezahlt. Im Nachfolgenden wird daher untersucht, inwiefern durch die zusätzliche Einführung von CO₂-Grenzwerten die kurz- und mittelfristigen deutschen Klimaziele noch erreicht werden können.

2 CO₂-Grenzwerte zur Einhaltung des Klimaschutzzieles

2.1 Ausgestaltungsoptionen für CO₂-Grenzwerte

CO₂-Grenzwerte (auf Englisch: emissions performance standard, EPS) sind ein vieldiskutiertes Instrument zur Reduzierung von Emissionen. Durch die Festlegung einer klar definierten Obergrenze werden stärker emittierende Kraftwerke aus Klimaschutzgründen in ihrer Fahrweise eingeschränkt. Grenzwerte zeichnen sich durch eine klare Adressierung des Regulierungsgegenstandes aus und stellen klassisches Ordnungsrecht dar. Neben Kanada und den USA hat sich in der Europäischen Union auch Großbritannien für die Einführung von CO₂-Grenzwerten entschieden (Great Britain, 2013). Auch die 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. Die Auswirkungen von CO₂-Grenzwerten sind von ihrer Ausgestaltung abhängig. Abbildung 1 zeigt die Gestaltungsparameter bei der Einführung von CO₂-Grenzwerten. Die Gesetzgebung im Vereinigten Königreich und den USA richtet sich an Neuanlagen bzw. Modernisierungsmaßnahmen (sog. „essenzielle Retrofits“), in Kanada sind auch über 50 Jahre alte Bestandsanlagen betroffen. Im Folgenden wird eine mögliche Anwendung des Instruments auf Deutschland und seine Auswirkungen vorgestellt; selbstverständlich ist auch eine analoge EU-weite Vorgehensweise möglich.⁸

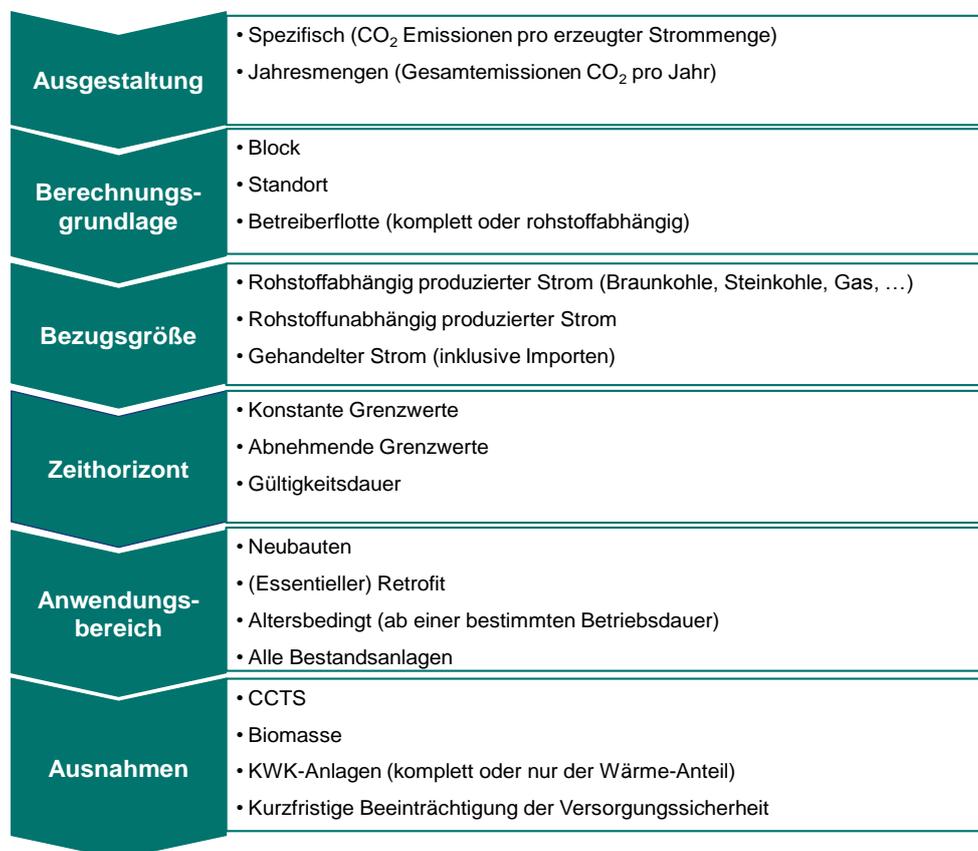


Abbildung 1: Verschiedene Ausgestaltungsformen für nationale CO₂-Grenzwerte

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Oei et al. (2014).

⁸ Alternative Optionen zur Dekarbonisierung des Stromsektors sind die Einführung von Mindestwirkungsgraden oder Flexibilitätsanforderungen, Ausgestaltungsmodalitäten zukünftiger Kapazitätsmärkte, die Einführung eines nationalen Mindestpreises für CO₂-Zertifikate oder auch eine freiwillige oder gesetzlich vorgeschriebene Abschaltung durch die Betreiber (Oei u. a., 2014), die jedoch in dieser Studie nicht gesondert analysiert werden.

Durch die hohe CO₂-Intensität der Braunkohleverstromung von 1161 g/kWh (Steinkohle 902 g/kWh; Erdgas 411 g/kWh)⁹ sind anspruchsvolle klimapolitische Ziele nur bei einem raschen Rückgang der Kohleverstromung zu erreichen. Kohlekraftwerke sind zudem zu inflexibel in der Kombination mit erneuerbaren Energien (EE). Die Einführung eines entsprechenden Grenzwertes erlaubt sowohl den Bau von modernen offenen Gasturbinen als auch den von GuD-Kraftwerken. Durch diese klare Vorgabe an Investoren würde verhindert, dass es zu unnötigen weiteren gestrandeten Investments in Form von neuen CO₂-intensiven Kohlekraftwerken käme.

Die Einführung eines CO₂-Grenzwertes nur für Neuanlagen und Retrofits hätte in Deutschland nur geringe Auswirkungen, da die Bestandsflotte nicht betroffen 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 die Bestandskraftwerke gelten. Im Sinne einer schrittweisen Wirkung des Instruments sollten für diese keine strommengenspezifischen Grenzwerte (z.B. < 450 g/kWh) festgelegt werden, welche zu einer direkten Abschaltung eines Kraftwerks führen könnten. Vielmehr ist ein Mengengrenzwert (g/MW) für bestehende Anlagen, ähnlich wie in Großbritannien, zu empfehlen. Bei der Auswahl eines Referenzkraftwerks, welches bei 85% Auslastung mit einer CO₂-Intensität von 450 g/kWh betrieben wird, ergibt sich eine maximal zulässige Jahresfracht von 3350,7 t CO₂/MW_{el,netto}. Diese Vollauslastung eines Gaskraftwerkes entspricht einer Auslastung von 40-50% für Steinkohlekraftwerke und 30-40% für Braunkohlekraftwerke, abhängig vom jeweiligen Emissionsfaktor der einzelnen Anlagen.

Wenn der CO₂-Grenzwert erst ab einem Mindestintrittsalter für Bestandsanlagen in Kraft tritt, würde er zuerst bei den ältesten und weniger effizienten Anlagen ansetzen, welche die höchsten spezifischen Emissionen (CO₂ und andere Schadstoffe) aufweisen. Dadurch, dass immer mehr Kraftwerke im Laufe der Zeit unter diese Regelung fallen, erfolgt eine automatische Degression der Gesamtemissionen, um die Erreichbarkeit der Klimaschutzziele zu er-

⁹ Die durchschnittlichen CO₂-Emissionsfaktoren beziehen sich auf das Jahr 2010 bezogen auf den Stromverbrauch; vgl. UBA (2013). 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).

möglichen.¹⁰ Ziehm u. a. (2014) empfehlen bei der Auswahl des Mindesteintrittsalters aus Gründen der Verhältnismäßigkeit die vom UBA (2009) geschätzte Amortisationszeit eines konventionellen Kraftwerks von ca. 20 Jahren zuzüglich einer gewissen „Gewinnrealisierungszeit“ anzusetzen, um somit möglichen rechtlichen Klagen entgegenzuwirken.

Die Einführung nationaler CO₂-Emissionsstandards für fossile Kraftwerke kumulativ zum Emissionshandel ist europarechtlich auf Grundlage der Schutzverstärkungsklausel des Art. 193 AEUV (Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union) 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 derzeit keine Lenkungswirkung ausgeht und der Kraftwerkspark in dem Mitgliedstaat deshalb eine Ausrichtung hin zu fossilen Kraftwerken vollzieht, die den Klimaschutzzielen des Mitgliedstaates widerspricht. CO₂-Emissionsstandards führen auf nationaler Ebene unmittelbar sowie auf europäischer Ebene mindestens mittelfristig zu insgesamt mehr Klimaschutz. Eine sofortige europaweite Verringerung der CO₂-Emissionen aufgrund 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 (Ziehm, 2014; Ziehm u. a., 2014).

2.2 Auswirkungen des CO₂-Grenzwertes auf den Kraftwerksmix in Deutschland

Bei den vom CO₂-Grenzwert betroffenen Kraftwerken handelt es sich hauptsächlich um Braunkohlekraftwerke. In geringerem Maße betroffen sind Steinkohlekraftwerke, weil sie

¹⁰ 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 aufgrund 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 UBA (2013) 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. (Ziehm u. a., 2014)

weniger emissionsintensiv sind und aufgrund der höheren variablen Kosten derzeit auf geringere Einsatzzeiten kommen. Alle Braunkohleblöcke in Deutschland ab einer Mindestgröße von 100 MW sind in der folgenden Tabelle 2 aufgelistet. Die letzten drei Spalten beschreiben hierbei den Status der Kraftwerksblöcke in den entsprechenden Jahren:

- Die schwarze Markierung *STILL* bedeutet, dass das Kraftwerk in dem Jahr bereits stillgelegt ist;
- dunkelgrau *R/S*, dass es sich in der Kohlereserve befindet, sonst aber ohnehin stillgelegt wäre;
- das hellgraue *R*, dass es sich in der Reserve befindet;
- bei der Einführung des CO₂-Grenzwertes für alle Anlagen ohne Altersbeschränkung werden alle noch aktiven Kraftwerksblöcke in ihrer Leistung in allen betrachteten Jahren gedrosselt.
- Ein Mindesteintrittsalter von 35 Jahren führt hingegen dazu, dass immer nur die ältesten und ineffizientesten Anlagen in ihrer Leistung beschränkt werden. Dies ist durch die Bezeichnung *EPS* gekennzeichnet.

5,4 GW noch aktive Kraftwerkskapazität in NRW und 2 GW in der Lausitz sind im Jahr 2020 älter als 35 Jahre und fallen daher in jedem Fall unter die Grenzwertregelung. Bei einem Mindesteintrittsalter von 35 Jahren fallen in der Lausitz im Jahr 2025 0,9 GW und im Jahr 2035 weitere 2,4 GW unter die Regelung. In Mitteldeutschland wären die dort verbleibenden 2,7 GW erst ab dem Jahr 2035 von dem Grenzwert betroffen. Da von 1977-2002 keine größeren Braunkohlekraftwerke in NRW gebaut wurden, fallen auch keine weiteren Blöcke nach 2020 unter eine Grenzwertregelung mit einem Mindesteintrittsalter von 35 Jahren. Knapp 4 GW Braunkohlekapazität (Niederaußem K, Boxberg R sowie Neurath BoA 2 und 3) wurden in Deutschland nach 2000 erbaut und werden bei einem Mindestalter von 35 Jahren im modellierten Zeithorizont nicht von einem CO₂-Grenzwert in ihrer Fahrweise eingeschränkt. Die Fixkosten der Tagebaue verteilen sich auf die schrumpfende Anzahl aktiver Kraftwerkskapazitäten. Hierdurch nimmt die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen im Laufe der Zeit kontinuierlich ab. Daher wäre ein gemeinsames Abschalten der verbliebenen Restkapazitäten Mitte der 2030er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen denkbar und wird im Abschnitt 3.3.2 genauer analysiert.

Tabelle 2: Braunkohleblöcke in Deutschland ab einer Mindestgröße von 100 MW

Kraftwerksname	Block	Revier	Inbetriebnahme	Alter in 2020	Kapazität [MW]	2020	2025	2035
Niederaußem	C	NRW	1965	55	294	STILL	STILL	STILL
Weisweiler	E	NRW	1965	55	312	STILL	STILL	STILL
Niederaußem	D	NRW	1968	52	297	STILL	STILL	STILL
Berlin Klingenberg	-	Berlin	1981	39	164	STILL	STILL	STILL
Frimmersdorf	P	NRW	1966	54	284	R / S	STILL	STILL
Frimmersdorf	Q	NRW	1970	50	278	R / S	STILL	STILL
Niederaußem	E	NRW	1970	50	295	R / S	STILL	STILL
Niederaußem	F	NRW	1971	49	299	R / S	STILL	STILL
Neurath	C	NRW	1973	47	292	R	STILL	STILL
Buschhaus	D	Mitteld.	1985	35	352	R	STILL	STILL
Jänschwalde	E	Lausitz	1987	33	465	R	STILL	STILL
Jänschwalde	F	Lausitz	1989	31	465	R	STILL	STILL
Weisweiler	F	NRW	1967	53	304	EPS	STILL	STILL
Neurath	B	NRW	1972	48	288	EPS	STILL	STILL
Neurath	A	NRW	1972	48	277	EPS	STILL	STILL
Niederaußem	G	NRW	1974	46	653	EPS	STILL	STILL
Niederaußem	H	NRW	1974	46	648	EPS	STILL	STILL
Weisweiler	G	NRW	1974	46	590	EPS	STILL	STILL
Neurath	D	NRW	1975	45	607	EPS	STILL	STILL
Weisweiler	H	NRW	1975	45	592	EPS	STILL	STILL
Neurath	E	NRW	1976	44	604	EPS	STILL	STILL
Boxberg	III-N	Lausitz	1979	41	489	EPS	EPS	STILL
Boxberg	III-P	Lausitz	1980	40	489	EPS	EPS	STILL
Jänschwalde	C	Lausitz	1984	36	465	EPS	EPS	STILL
Jänschwalde	D	Lausitz	1985	35	465	EPS	EPS	STILL
Jänschwalde	A	Lausitz	1981	39	465		EPS	STILL
Jänschwalde	B	Lausitz	1982	38	465		EPS	STILL
Schkopau	A	Mitteld.	1996	24	450			EPS
Schkopau	B	Mitteld.	1996	24	450			EPS
Schwarze Pumpe	A	Lausitz	1997	23	750			EPS
Schwarze Pumpe	B	Lausitz	1998	22	750			EPS
Lippendorf	S	Mitteld.	1999	21	875			EPS
Boxberg	IV-Q	Lausitz	2000	20	857			EPS
Lippendorf	R	Mitteld.	2000	20	875			EPS
Niederaußem	K	NRW	2003	17	944			
Boxberg	IV-R	Lausitz	2012	8	640			
Neurath	F BoA 2	NRW	2012	8	1100			
Neurath	F BoA 3	NRW	2012	8	1100			

Quelle: Eigene Annahmen basierend auf BNetzA (2014b), BMWi (2015) und Abschnitt 1.3.¹¹

¹¹ Das Kraftwerk Berlin Klingenberg wird im Rahmen der Klimastrategie Berlins von Vattenfall bis 2020 in ein gas- und biomassebefeuertes Kraftwerk umgebaut (s. Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt; Abruf am 16.11.2015: <http://www.stadtentwicklung.berlin.de/umwelt/klimaschutz/aktiv/vereinbarung/vattenfall/index.shtml>).

2.3 Stellschrauben von CO₂-Grenzwerten

Die Höhe des CO₂-Grenzwertes hat einen großen Einfluss auf den Klimaeffekt des Instrumentes. Wenn der Betrag zu gering ist, werden kaum CO₂-Einsparungseffekte erzielt. Das Instrument senkt jedoch trotzdem die Erlöse von älteren Kohlekraftwerken. Ob alte Kohlekraftwerke mit ihren verbliebenen Laufzeiten noch Gewinne erwirtschaften, ist in diesem Fall von den Börsenstrompreisen abhängig. Da die Anlagen zu diesem Zeitpunkt jedoch bereits vollständig abgeschrieben sind und die Betreiber die Laufzeit der Kraftwerke flexibel auf die teuersten Stunden verschieben können, ist nicht von einer zwangsläufigen Stilllegung der betroffenen Blöcke auszugehen. Der befürchtete „Dominoeffekt“ durch die induzierte Schließung von vor- oder nachgelagerten Industriezweigen wie Tagebauen oder Gipsfabriken ist daher nicht zu befürchten.

Das Mindesteintrittsalter beeinflusst, welche Kraftwerke in Deutschland wie stark in ihrer Fahrweise von dem CO₂-Grenzwert betroffen sind. Dadurch wäre eine kontinuierliche Dekarbonisierung des Stromsektors sichergestellt, da immer weitere Kraftwerke unter die Regelung fallen. Das Alter wird in Abhängigkeit der Inbetriebnahme des Kraftwerkes festgelegt. Eine Aufweichung dieses Kriteriums, die auch den Austausch der Turbine mit aufnehmen würde, würde dazu führen, dass Unternehmen Anreize bekommen bei älteren Kraftwerken technische Eingriffe vorzunehmen, um sie somit von dem CO₂-Grenzwert zu befreien. Zwar würde dies zu geringen Steigerungen der technischen Wirkungsgrade führen, allerdings wäre dies nicht kosteneffizient, da dadurch nur sehr geringe CO₂-Einspareffekte bewirkt würden.

Ein weiterer Aspekt ist die Übertragbarkeit von Freibeträgen zwischen Anlagen und evtl. auch zwischen Betreibern. Grundsätzlich erhöht die Übertragbarkeit die unternehmerische Freiheit, hat jedoch auch weitere Effekte auf die Wirksamkeit des Instruments: Die Übertragung und eine damit verbundene stärkere Auslastung einzelner Blöcke kann zur Stilllegung anderer Blöcke führen, was den Abbau von Arbeitsplätzen bedeuten kann. Wenn zudem eine brennstoffübergreifende Übertragbarkeit erlaubt wird, führt dies zu einer stärkeren Auslastung von Braunkohlekraftwerken auf Kosten von Gaskraftwerken und wäre daher abzulehnen. Eine Übertragbarkeit nur innerhalb eines Konzerns (Flottenregelung) bevorteilt grundsätzlich große Unternehmen, da diese mehr Kraftwerke und Spielraum besitzen; im Fall der begrenzten Teilnehmer des Braunkohlemarktes ist dies allerdings nicht so entschei-

dend wie im Bereich der Steinkohlekraftwerke. Eine Übertragbarkeit zwischen Braunkohleblöcken innerhalb eines Kohlereviers hat zudem Auswirkungen auf die benötigten Kohlemengen einzelner Tagebaue und beeinflusst somit die damit einhergehenden Umsiedlungen. Dies gilt insbesondere für die Tagebaue Hambach und Garzweiler im Rheinischen Revier und die dort von der Umsiedlung bedrohten Ortschaften und Landstriche (Oei u. a., 2014).

3 Erzeugungsmengen, CO₂-Emissionen, Börsenpreise und Deckungsbeiträge der Kraftwerke

3.1 Modellansatz

3.1.1 Modellbeschreibung und Daten

Die Analyse der zukünftigen Entwicklung des europäischen Strommarktes basiert auf einem Strommarktmodell, das den günstigsten Kraftwerkseinsatz bestimmt. Die Berechnung umfasst den europäischen Strommarkt und optimiert ein gesamtes Jahr mit stündlicher Auflösung (8760 Stunden). Der europäische Kapazitätsmix bis 2035 wird in verschiedenen Szenarien festgelegt, um eine bessere Vergleichbarkeit zu anderen Studien zu ermöglichen. Die regionale Abbildung im Modell orientiert sich am derzeitigen Zuschnitt der Großhandelsmarktgebiete, der im Wesentlichen nationalen Grenzen folgt. Grenzüberschreitende Stromflüsse sind durch die verfügbaren Transferkapazitäten (engl. Net Transfer Capacities, NTC) beschränkt. Das Modell ist Teil der ELMOD-Modellfamilie, die unter anderem in Leuthold et al. (2012) beschrieben wird; technische und grundlegende Daten basieren auf Egerer u.a. (2014) und Schröder u.a. (2013). Eine ausführlichere Beschreibung des für die Modellierung zu Grunde liegenden Datensatzes ist in Oei u.a. (2015) dargestellt.

Die Analyse ist auf den deutschen Strommarkt fokussiert und zeichnet sich durch einen kraftwerksscharfen Detailierungsgrad bzgl. der konventionellen Kraftwerkstechnologien aus. Für die anderen europäischen Länder wird eine Aggregation der konventionellen Kraftwerke zu Technologieklassen vorgenommen. Konventionelle Erzeugungstechnologien sind so durch ihre installierte Kapazität und ihre spezifischen Wirkungsgrade charakterisiert. Darüber hinaus wird die Bereitstellung von Wärme von KWK-Erzeugungstechnologien durch ein temperaturabhängiges Tagesprofil auf Basis des Wetterjahres 2013 abgebildet. Die kraftwerks-

scharfen Erzeugungskapazitäten in Deutschland für 2020 basieren auf der aktuellen Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, ergänzt um die erwarteten Inbetriebnahmen abzüglich der erwarteten Abschaltungen und der Kohlereserve (s. auch Abschnitt 1.3). Die Berechnung der erwarteten Abschaltungen von Kraftwerkskapazität erfolgt anhand der technischen Lebensdauer der Kraftwerke entsprechend des Projektionsberichts der Bundesregierung (2015), zusätzlich zu den bekannten angemeldeten Abschaltungen. Die geplanten Inbetriebnahmen bis 2020 wurden der aktuellen Zubauliste der Bundesnetzagentur entnommen. Die Kapazitäten der erneuerbaren Energien für 2020 basieren ebenfalls auf dem Projektionsbericht der Bundesregierung (2015). Für die Jahre 2025 und 2035 wurden die Kapazitäten für konventionelle und erneuerbare Kapazitäten gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens 2025 nach BNetzA (2014a) angenommen. Diese sind deutlich konservativer als andere Studien (AEE, 2015), welche von einem noch stärkeren Ausbau der EE ausgehen. Die Kapazitäten der anderen europäischen Länder basieren auf ENTSO-E (2014).¹²

Tabelle 3: Angenommene Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland

in GW	2013	2020	2025	2035
Kernenergie	12,1	8,1	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	16,5	11,9	9,1
Steinkohle	25,9	25,9	21,8	11,1
Gas	26,7	19,3	25,6	32,7
Wasser	3,9	4,0	4,0	4,2
Wind onshore	33,8	52,2	63,8	88,8
Wind offshore	0,5	6,5	10,5	18,5
Biomasse	6,2	7,2	7,4	8,4
Solar	36,3	48,2	54,9	59,9
Pumpspeicher	6,4	7,8	8,3	12,5
Sonstige	4,7	2,2	2,8	2,4
Gesamt	165,6	201,4	211,5	247,6
- davon nicht dargebotsabhängig	80,0	80,5	67,2	61,3

Quelle: Eigene Annahmen basierend auf BNetzA (2014a), BMWi (2015) und Abschnitt 1.3.

Aufgrund der Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung des deutschen und europäischen Strommarktes wurden auch weiterführende Sensitivitäten betrachtet. Diese Unsi-

¹² Für 2020 und 2025 wurde das „Scenario B“ und für 2035 die „Vision 3“ zugrunde gelegt.

cherheiten umfassen die Windvolllaststunden, die Entwicklung des ETS-CO₂-Preises und für 2035 auch die zukünftige Kapazitätsentwicklung im europäischen Ausland.

3.2 Ergebnisse der CO₂-Grenzwert Szenarien

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Modellierung des europäischen Stromsystems dargestellt. Die Ergebnisdarstellung fokussiert sich auf Deutschland und die wesentlichen Ergebnisgrößen hinsichtlich Stromerzeugung, CO₂-Emissionen im Stromsektor und Marktpreisen. Es wurden neben dem Basisszenario (BAU) zwei weitere Grenzwert-Szenarien betrachtet:

- 1) „Business-As-Usual“ (BAU): Dieses Szenario stellt eine Fortschreibung der derzeitigen Entwicklung des deutschen und europäischen Strommarktes dar. Für das deutsche Stromsystem wurden die Marktentwicklungen entsprechend des genehmigten Szenariorahmens der BNetzA angenommen.¹³
- 2) Klimaschutz-Szenario (EPS): In diesem Szenario gilt ein CO₂-Grenzwert von 3350,7 t CO₂/MW_{el,netto} pro Jahr für alle Kraftwerke unabhängig vom Alter der Anlage. Jedem Kraftwerksblock in Deutschland steht bei Anwendung dieses Instrumentes eine Menge an CO₂-Emissionen zur Verfügung, die sich an den Referenzemissionen eines Gaskraftwerks orientiert. Die Emissionen jedes einzelnen Kraftwerksblockes werden innerhalb des Modells endogen – basierend auf der tatsächlichen Stromerzeugung des Blockes – ermittelt.
- 3) Konsens-Szenario (EPS 35): In Ergänzung zum Klimaschutz-Szenario wurde in diesem Szenario die Einführung des CO₂-Grenzwertes ab einem Betriebsalter von 35 Jahren berechnet. Kraftwerke, die jünger als 35 Jahre alt sind, können ohne Begrenzung emittieren. Bei Kraftwerken, die mindestens 35 Jahre alt sind, dürfen analog zum vorherigen Szenario insgesamt nicht mehr als 3350,7 t CO₂/MW_{el, netto} pro Jahr emittiert werden. Eine Übertragbarkeit von CO₂-Mengen zwischen Anlagen ist in keinem der Szenarien möglich.

¹³ Hinweis: In den Annahmen der Modellierung fallen die Kapazitäten der Braunkohle von 2013 bis 2020 nur geringfügig, bis 2025 jedoch um etwa 40% auf 12,1 GW. Dieser starke Rückgang gemäß Szenariorahmen 2025 kann nicht allein auf altersbedingte Abschaltungen zurückgeführt werden. Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen mit geringen CO₂-Preisen haben Kraftwerksbetreiber sogar einen Anreiz für Laufzeitverlängerungen alter Braunkohlekraftwerke, um die bestehenden Tagebaue weiter hoch auszulasten. Eine Kapazitätsreduzierung auf 12,6 GW gemäß BNetzA impliziert daher bereits die Präsenz eines Instruments, das diesen Kapazitätsrückgang bewirken würde.

3.2.1 Stromerzeugung und -exporte

Im betrachteten Szenariohorizont bleibt die inländische Stromnachfrage auf einem konstanten Niveau in Höhe von 543 TWh bis 2035. Die ansteigende Stromerzeugung durch EE auf ca. 380 TWh in 2035 kompensiert sowohl den vollständigen Ausstieg aus der Atomkraft als auch große Teile der Kohleverstromung. Im Jahr 2035 werden unter den beschriebenen Annahmen somit ca. 70% der deutschen Nettostromerzeugung durch EE bereitgestellt (s. Abbildung 2). Ein noch stärkerer Ausbau der EE hätte eine weitere Reduktion der Kohleverstromung zur Folge. Im Abschnitt 3.3.2 werden daher weitere Szenarien vorgestellt, die einen kompletten Braunkohle- bzw. Kohleausstieg modellieren.

Deutschland ist seit vielen Jahren Stromexporteur (2007: 19,1 TWh; 2014: 35,5 TWh). Ohne die Einführung von nationalen Klimaschutzmaßnahmen verstärkt sich dieser Effekt durch die Erhöhung der Exporte im BAU-Szenario auf 52 TWh im Jahr 2020. Dies führt dazu, dass vermehrt CO₂-ärmere Kraftwerke in den Nachbarländern durch deutsche Kohleverstromung aus dem Markt gedrängt werden. Durch die Einführung von CO₂-Grenzwerten wird der weitere Anstieg der Stromexporte verhindert, was auch die Auslastung der Grenzkuppelstellen zu den Nachbarländern verringert (s. Abbildung 3). Im Jahr 2035 werden in allen Szenarien noch 5-15 TWh Strom ins Ausland exportiert. Durch den damit verbundenen Rückgang von Braun- und Steinkohlekapazitäten steigt auch die Auslastung der gasbefeuernden Kraftwerke an, die ihre Produktion von 2020 bis 2035 ungefähr verdoppeln. Der CO₂-Grenzwert schränkt die Gaskraftwerke nicht in ihrer Produktion ein, da sie geringere spezifische Emissionen besitzen.

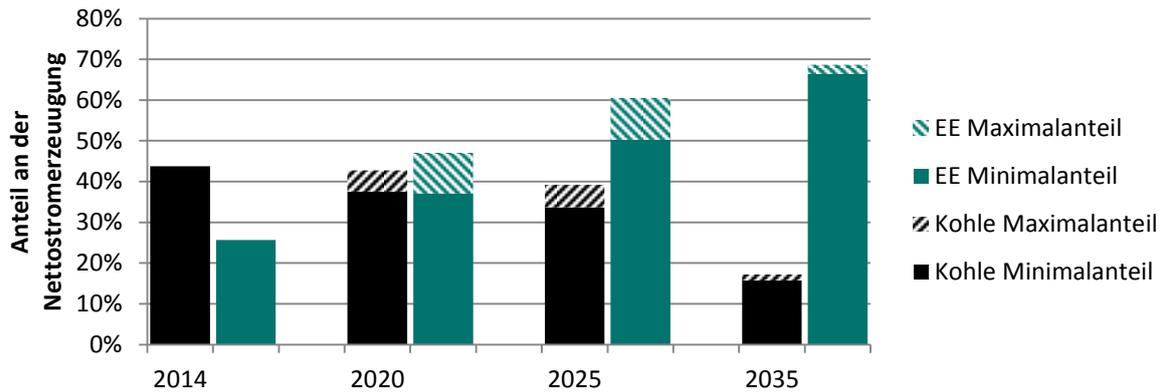


Abbildung 2: Prozentualer Anteil der Kohle- und EE-Stromerzeugung in Deutschland bis 2035

Quelle: Eigene Berechnungen.

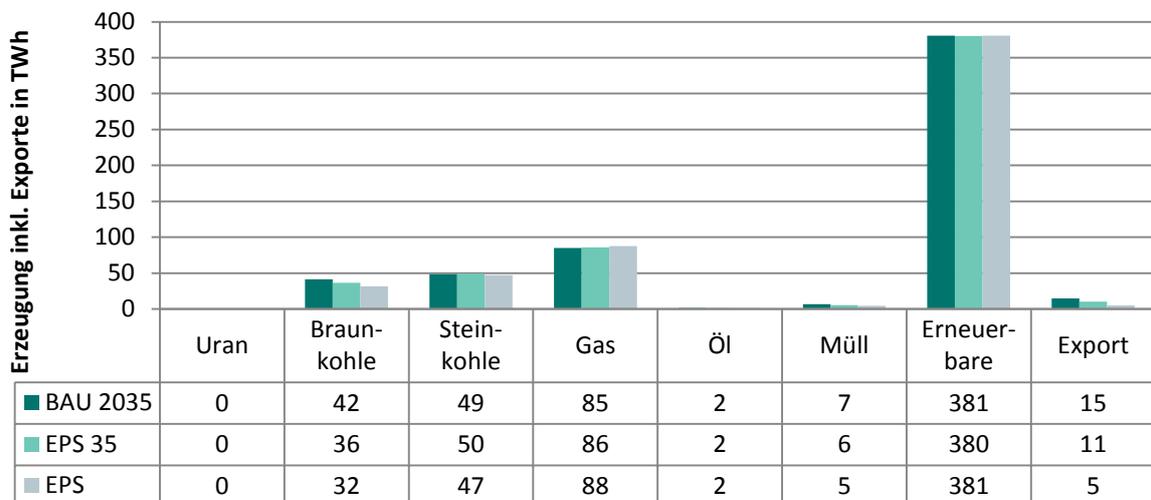
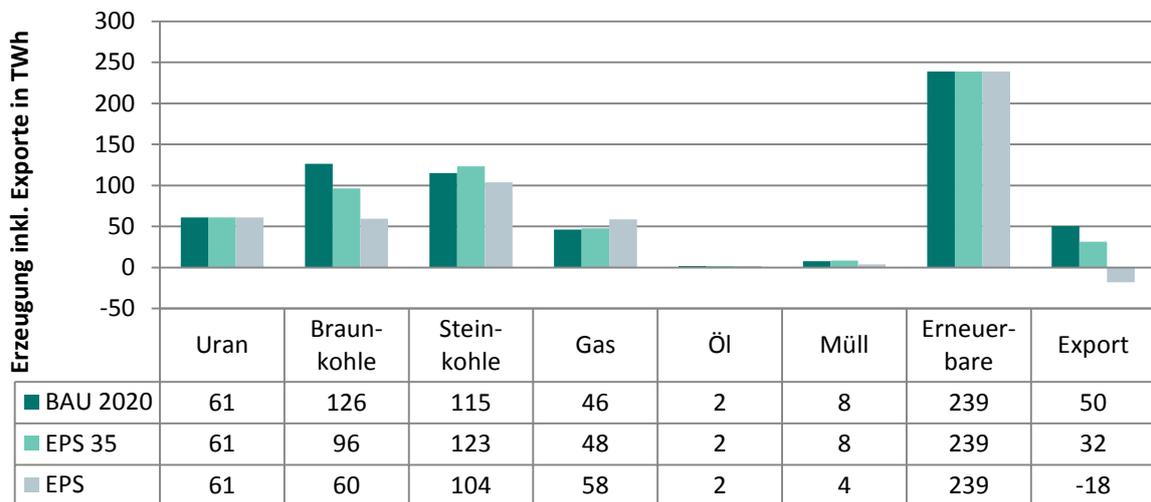


Abbildung 3: Stromerzeugung in Deutschland in 2020 (oben) und 2035 (unten) mit und ohne EPS

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.2.2 CO₂-Emissionen

Eine proportionale CO₂-Reduktion um 40% bis 2020 entspricht einem Wert von 215 Mio. t CO₂ für die Stromerzeugung in Deutschland. Ein linearer Reduktionspfad auf Basis der Klimaziele -55% bis 2030 und -70% bis 2040 entspricht maximal 187 Mio. t CO₂ in 2025 und 134 Mio. t CO₂ in 2035. Da die Dekarbonisierung im Stromsektor im Vergleich zu anderen Sektoren (u.a. Landwirtschaft oder Haushalten) deutlich leichter und kostengünstiger ist, ist dies nur eine Obergrenze, die möglichst weit unterschritten werden sollte.

Durch die Einführung des CO₂-Grenzwertes reduzieren sich die Emissionen in Deutschland im Jahr 2020 abhängig vom Mindesteintrittsalter um 25-78 Mio. t CO₂ im Vergleich zum Basisszenario (s. Abbildung 4). Die größte Reduktion ergibt sich aus den verringerten Laufzeiten der Braunkohlekraftwerke. Steinkohlekraftwerke werden durch die Einführung von CO₂-Grenzwerten etwas oberhalb ihrer bisherigen Emissionen begrenzt. Gaskraftwerke sind weniger CO₂-intensiv und werden daher durch den Grenzwert nicht in ihrer Fahrweise eingeschränkt. Die Auswahl des Mindesteintrittsalters hat insbesondere in den 2020er Jahren einen sehr großen Einfluss auf das erzielbare Einsparpotential (s. Abbildung 5). So sind bei einem Eintrittsalter von 35 Jahren im Jahr 2020 noch ungefähr 10 GW Braunkohlekapazität nicht von dem Klimainstrument betroffen. Mit der Zeit fallen immer mehr Braunkohlekraftwerke unter das Mindestalter von 35 Jahren, so dass die Differenz zwischen den beiden gerechneten Grenzwertszenarien immer geringer wird. Im Jahr 2035 sind noch knapp 4 GW der neuesten Braunkohlekraftwerke durch solch eine Mindesteintrittsregelung befreit.

Eine Kombination der von der Bundesregierung geplanten Kohlereserve und nationalen CO₂-Grenzwerten ist möglich. Der Großteil der Emissionsreduktion ist hierbei eindeutig der Einführung von CO₂-Grenzwerten zuzuordnen. So bewirkt die alleinige Einführung der von der Bundesregierung geplanten Kohlereserve nur eine kurzfristige Reduktion von 8 Mio. t an Stelle der anvisierten 12,5 Mio. t im Jahr 2020. Dies liegt daran, dass die meisten diskutierten Anlagen ohnehin in den nächsten Jahren aufgrund ihres Alters und mangelnder Rentabilität im BAU-Szenario stillgelegt werden (s. Abschnitt 2.2).

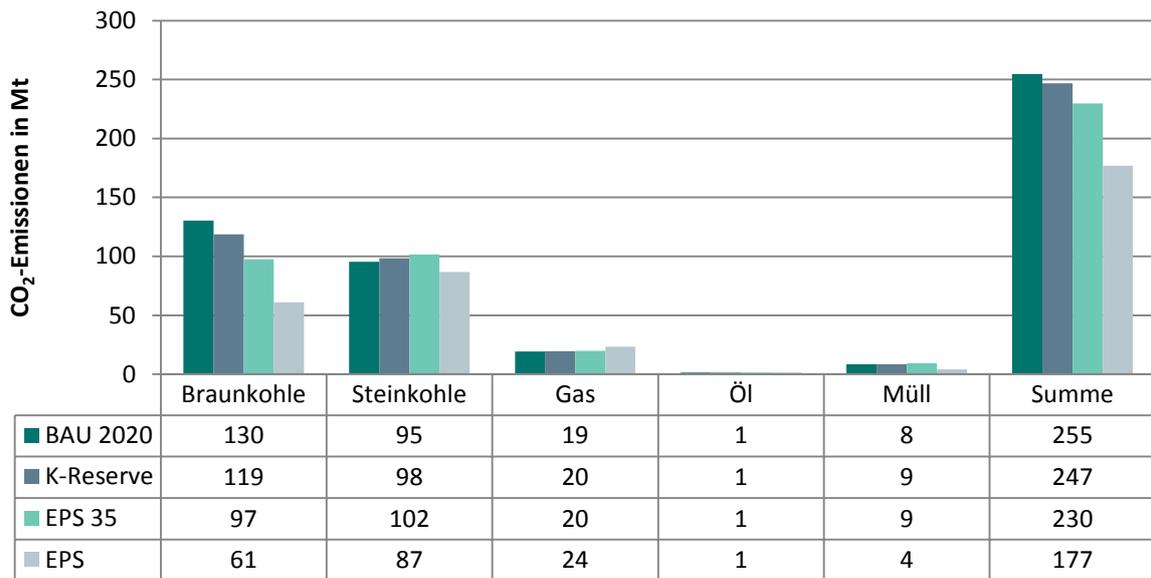


Abbildung 4: CO₂-Emissionen nach Brennstoff in Deutschland in 2020 mit und ohne EPS

Quelle: Eigene Berechnungen.

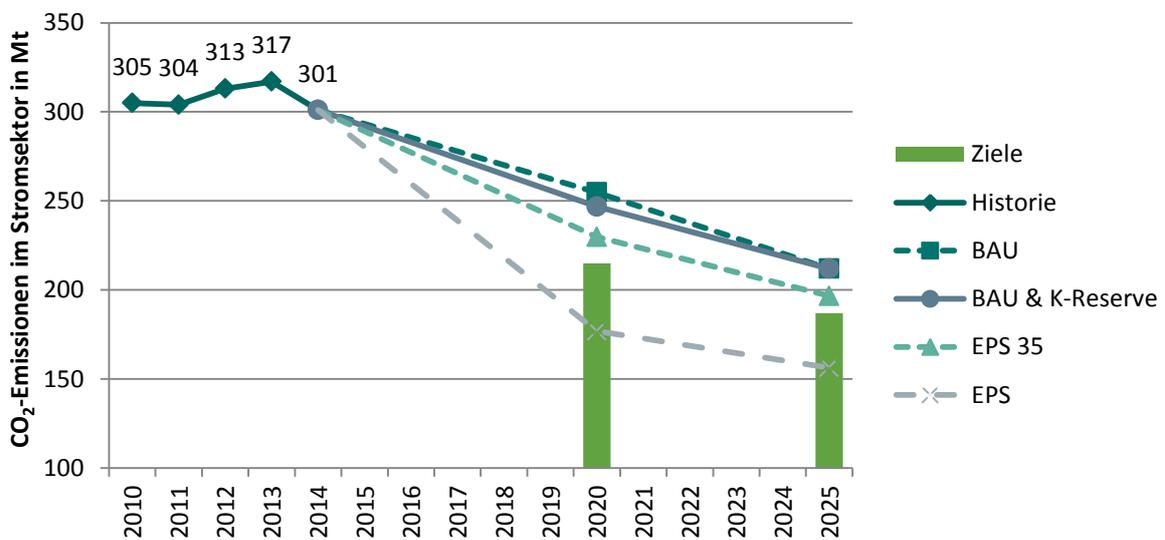


Abbildung 5: Entwicklung der CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2025

Quelle: Eigene Berechnungen.

Der Reduktionspfad, der eine 55% Reduktion bis 2030 und 70% bis 2040 erreicht, wird in beiden CO₂-Grenzwert-Szenarien eingehalten, da aufgrund der Einführung von nationalen Zusatzmaßnahmen keine neuen Kohlekapazitäten gebaut werden (s. Abbildung 6). Die Klimaziele in den Jahren 2020 und 2025 werden bei der Einführung eines CO₂-Grenzwertes

ohne Alterseinschränkung deutlich unterschritten. Die Einhaltung des langfristigen Ziels von einer Reduktion um mindestens 80-95% bis zum Jahr 2050, im Vergleich zu 1990, bedingt hiernach einen weiteren Ausbau der EE sowie einen geregelten kompletten Kohleausstieg, welcher in Abschnitt 3.3.2 untersucht wird.

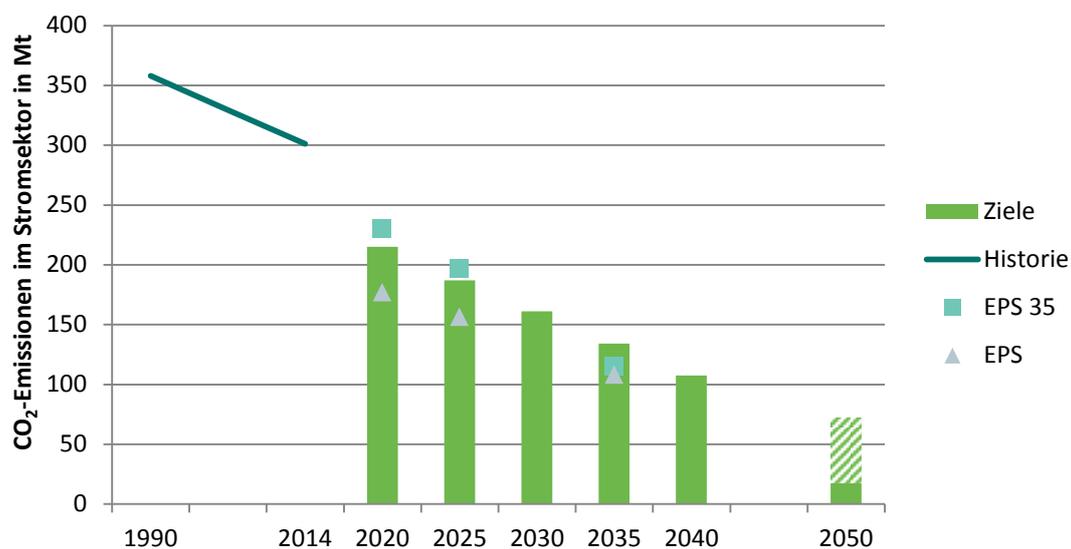


Abbildung 6: Entwicklung der strombedingten CO₂ Emissionen von 1990 bis 2050

Quelle: Eigene Darstellung.

Die zunehmenden Austauschkapazitäten zwischen den nationalen Übertragungsnetzen in Europa bewirken weitreichende Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Marktgebieten. Die Modellierung für diese Studie bildet alle europäischen Länder ab, um die Effekte dieser Wechselwirkungen auf den Kraftwerkseinsatz, die grenzüberschreitenden Austauschflüsse und die daraus resultierenden Strompreiseffekte zu berücksichtigen. Die Einführung des CO₂-Grenzwertes führt zu einer geringeren inländischen Stromproduktion und einer Reduktion der Exporte. Diese Differenz wird durch Kraftwerke in den Nachbarländern aufgefangen. Die tatsächliche europäische CO₂-Nettoeinsparung beträgt daher ungefähr die Hälfte der Einsparungen, die in Deutschland erzielt werden. Die hierdurch weniger verbrauchten CO₂-Zertifikate haben keine Auswirkungen auf den europäischen Emissionshandel, da diese Menge nur einen geringen Teil der derzeitigen Überschüsse von mehr als 2 Milliarden Zertifikaten beträgt (EC, 2014).

3.2.3 Strompreise

In den letzten Jahren sind die Börsenstrompreise von einem Preisniveau von ~50€/MWh in den Jahren 2011/2012 stark gesunken. Die niedrigen Preise spiegeln primär die derzeitig wirkenden Überkapazitäten im europäischen Strommarkt¹⁴, die niedrigen CO₂-Zertifikatspreise sowie die gesunkenen globalen Steinkohlepreise wider. Die erwarteten Preise (Phelix Base Year Future) bis 2020 liegen derzeit bei ~30€/MWh und somit unterhalb der variablen Kosten der meisten Kraftwerksanlagen. Eine Anhebung des Börsenstrompreises ist daher, insbesondere für Gaskraftwerksbetreiber, notwendig, wenn keine alternativen Finanzierungskonzepte – wie z.B. durch einen Kapazitätsmarkt – geschaffen werden. Durch die Einführung von CO₂-Grenzwerten kann eine moderate Anhebung der Börsenstrompreise erzielt werden (s. Abbildung 7). Die Preise bleiben jedoch unterhalb der Werte der Jahre 2011/2012. Im Vergleich zum Basisszenario ohne Klimaschutzmaßnahmen steigt der Börsenstrompreis im Jahr 2020 um 3 €/MWh (EPS 35) bis 10 €/MWh (EPS), d.h. 0,3-1 Cent/kWh. Der allgemein ansteigende Preistrend bis 2025 ist vorrangig auf den Marktaustritt der Atomkraftwerke und von Braunkohlekapazitäten gemäß BNetzA (2014a) sowie der Auslastungsreduktion durch die Einführung der CO₂-Grenzwerte zurückzuführen. Langfristig wirken die EE sowie die voranschreitende Integration der europäischen Marktgebiete preissenkend, so dass die Börsenstrompreise bis 2035 weiter abfallen.

Anders als für privilegierte Großverbraucher, die von der Zahlung der EEG-Umlage ganz oder teilweise befreit sind, ist der Anstieg der Kosten durch die Einführung eines CO₂-Grenzwertes für Haushaltskunden deutlich geringer, da ein Anstieg des Börsenpreises die EEG-Umlage verringert. Bei Berücksichtigung dieses Effekts würde die Belastung für Haushalte nur etwa 0,2-0,6 Cent/kWh betragen, sofern die Vertriebsunternehmen diesen Unterschied an die Kunden weiterreichen, was ungefähr einer Steigerung von 1-2% entspricht.

¹⁴ Insbesondere in Deutschland, aber auch in den Niederlanden, sind in den letzten Jahren Kohlekraftwerke in Betrieb genommen worden, deren Bau mit dem Wissen dieser skizzierten Marktbedingungen nicht beschlossen worden wäre. Die ENTSO-E (2014) schätzt die dadurch entstanden europäischen Überkapazitäten auf über 100 GW.

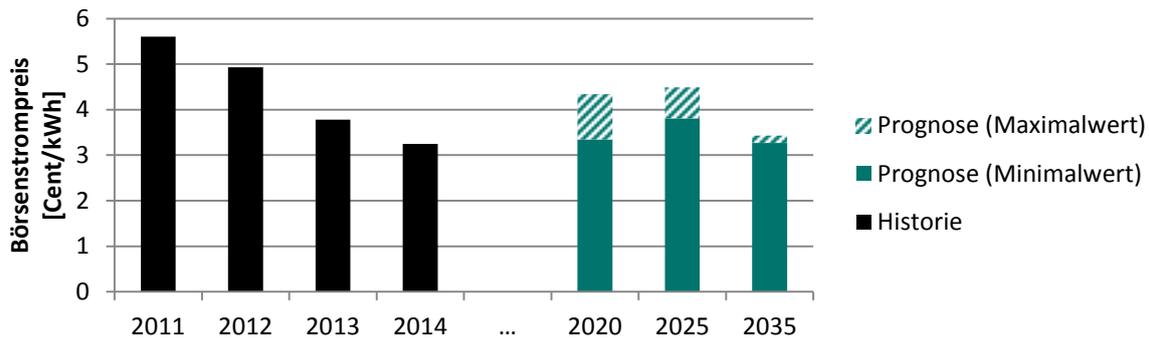


Abbildung 7: Entwicklung der Börsenstrompreise in Deutschland von 2011 bis 2035

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BDEW (2014).

3.2.4 Profitabilität der Kraftwerke

Die Einführung eines CO₂-Grenzwertes beeinflusst die Profitabilität der Stromerzeugung in zweierlei Hinsicht. Einerseits verändern sich die Stromerzeugungsmengen, andererseits erhöht sich der Strompreis geringfügig. Von steigenden Börsenstrompreisen profitieren alle Erzeuger des Stroms, die Veränderung der Erzeugungsmengen dagegen ist technologiespezifisch. Insgesamt überwiegt jedoch der Börsenstrompreiseffekt. Da die Einführung von CO₂-Grenzwerten ohne Mindesteintrittsalter einen stärkeren Preiseffekt mit sich zieht, sind auch die aufsummierten Deckungsbeiträge in diesem Szenario höher. Als Maß für die Profitabilität dienen die Deckungsbeiträge, die sich aus den Verkaufserlösen für Strom abzüglich der Brennstoff- und CO₂-Kosten ergeben.¹⁵ Für das Jahr 2020 ergeben sich in Summe im Basisszenario für die gesamte Stromwirtschaft zusätzliche Deckungsbeiträge von 3,7 Mrd. € (s. Abbildung 8); diese erhöhen sich bei CO₂-Grenzwerten ohne Altersbeschränkung jährlich um weitere 1,28 Mrd. € und um 433 Mio. € bei einem Mindesteintrittsalter von 35 Jahren. Steinkohlekraftwerke gewinnen dabei in besonderem Maße, da sie sowohl die Produktion steigern als auch von steigenden Preisen profitieren. Gaskraftwerke profitieren erheblich von dem Preisanstieg,¹⁶ Atomkraftwerke erzielen ebenfalls höhere Deckungsbeiträge.

¹⁵ Von den Deckungsbeiträgen müssen in einer langfristigen Betrachtung noch fixe Kosten abgezogen werden. Die Fixkosten eines Kraftwerks haben jedoch keinen Einfluss auf seine Einsatzhäufigkeit im Markt. Die in dieser Studie genannten Deckungsbeiträge enthalten keine Erlöse für Aktivitäten in anderen Märkten als dem regulären Strommarkt, insbesondere sind Erlöse für die Bereitstellung von Regelleistung und Wärme nicht berücksichtigt.

¹⁶ Die negativen Deckungsbeiträge der Gaskraftwerke sind in Realität erheblich geringer, da sie überproportional stark von Wärmelieferungen im Zuge der Kraft-Wärme-Kopplung profitieren, die hier nicht abgebildet sind.

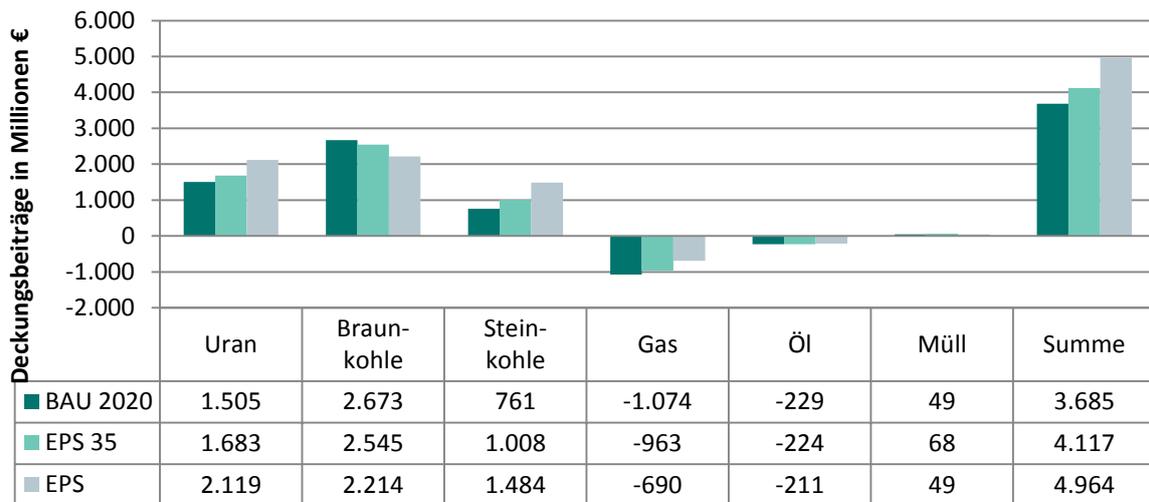


Abbildung 8: Deckungsbeiträge aus dem Stromhandel im Jahr 2020 mit und ohne EPS

Quelle: Eigene Berechnungen.

Für Braunkohlekraftwerke ist die Situation komplexer: Die negative Differenz im Vergleich zum Basisszenario in Höhe von 128 Mio. € (EPS Altersbeschränkung 35 Jahre) bzw. 459 Mio. € (EPS ohne Altersbeschränkung) ergibt sich aus zwei verschiedenen Komponenten: Hierbei überwiegen die relativ hohen Einbußen alter Braunkohlekraftwerke, die ihre Erzeugung stark zurückfahren müssen im Vergleich zu den Zugewinnen modernerer Braunkohlekraftwerke, die nicht vom CO₂-Grenzwert betroffen sind und somit vom Preisanstieg profitieren. Von den Deckungsbeiträgen der Braunkohle müssen neben den Fixkosten der Kraftwerke außerdem noch die Fixkosten des Tagebaubetriebs abgezogen werden. Dieser Wert kann für die Gesamtheit der deutschen Tagebaue in der Größenordnung von etwa 800 Mio. € jährlich abgeschätzt werden.¹⁷ Unter diesen Voraussetzungen blieben Braunkohlekraftwerken im Jahr 2020 noch ein durchschnittlicher jährlicher Deckungsbeitrag von etwa 93€/kW (EPS Altersbeschränkung 35 Jahre) bzw. 75€/kW (EPS ohne Altersbeschränkung). Ältere Kraftwerke würden entsprechend ihrer geringeren Einsatzzeit, ihrer höheren Wartungskosten und ihres geringeren Wirkungsgrades geringere Deckungsbeiträge erwirtschaften, modernere

¹⁷ Annahmen: Braunkohle-Durchschnittskosten = 6 €/MWh_{th}, Fixkostenanteil = 75%, 1 t Braunkohle $\hat{=}$ 1 MWh_{th}, aktuelle Förderung 178 Mio. t Braunkohle (2013), vgl. (Bundesregierung, 2015) und <http://www.kohlenstatistik.de/19-0-Braunkohle.html>, Abruf am 21.06.2015. Der Fixkostenanteil wird im Projektionsbericht 2015 mit 50% der Durchschnittskosten angegeben. Verschiedene Betreiberangaben nennen jedoch einen Fixkostenanteil von bis zu 75%.

Anlagen entsprechend mehr. Damit wird die Wirtschaftlichkeit alter Anlagen so stark reduziert, dass laufzeitverlängernde Maßnahmen unwirtschaftlich sind. Gleichzeitig ist jedoch auch kein Dominoeffekt durch die sofortige Stilllegung aller Kraftwerke und Tagebaue in den Revieren durch den CO₂-Grenzwert zu erwarten.

3.2.5 Sensitivitätsbetrachtungen

Aufgrund der Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Rahmenbedingungen des Stromsektors wurden weiterführende Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Hierbei wurden relevante Einflussparameter wie der EU-ETS-CO₂-Preis, die Volllaststunden der Winderzeugung, die im Rahmen des CO₂-Grenzwertes erlaubte Freimenge an Emissionen sowie die Entwicklungen des Kraftwerksparkes im europäischen Ausland berücksichtigt. Dies ergibt ungefähr 350 Kombinationen, zu denen Rechnungen durchgeführt wurden. Die gesamte Emissionsreduktion in Deutschland variiert allerdings nur sehr gering in Abhängigkeit vom EU-ETS-CO₂-Preis. Dies kann dadurch erklärt werden, dass der CO₂-Grenzwert gezielt die ältesten und CO₂-intensivsten Kraftwerke trifft und daher trotz geringen EU-ETS-CO₂-Preisen eine hohe CO₂-Reduktion erzielt. Ein nationaler CO₂-Grenzwert ist daher ein effizienteres Instrument als der EU-ETS, um nationale CO₂-Vermeidung durchzuführen. Die Entwicklung der Kraftwerksparks der europäischen Nachbarländer hat einen entscheidenden Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz und die resultierenden Marktergebnisse in Deutschland. Mittelfristig wird die Interaktion zwischen dem deutschen und dem europäischen Kraftwerkssektor weiter zunehmen. Daher ist es neben deutschen nationalen Zusatzmaßnahmen auch weiterhin wichtig, dass auch andere europäische Länder – ergänzend zum europäischen Emissionshandel – weitere Anstrengungen unternehmen, um nationale und europäische Klimaziele einzuhalten.

3.3 Vergleich von CO₂-Grenzwerten mit alternativen Vorschlägen

3.3.1 Übersicht über alternative CO₂-Minderungsvorschläge bis 2020

In der Tabelle 4 sind die CO₂- und Strompreiseffekte verschiedener Vorschläge bis zum Jahr 2020 vergleichend aufgeführt. Ergänzt werden die bisher vorgestellten Optionen durch eine Studie von enervis energy advisors (2015b) im Auftrag der Agora Energiewende und eine

Studie von IZES (2015) im Auftrag vom Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL), Rheinland-Pfalz. Die gerechneten Szenarien gehen von einer Stilllegung der ältesten Kohlekraftwerke in Deutschland mit einer Gesamtkapazität von 6-21 GW bis 2020 aus. Diese Kraftwerke erhalten allerdings, im Gegensatz zur Kohlereserve der Bundesregierung, keine Kompensation. Weitere Studien, die zu ähnlichen Ergebnissen kommen sind u.a. von Agora (enervis energy advisors, 2015a), BUND (2014), Greenpeace (Klaus u. a., 2012) und WWF (2014).

Tabelle 4: Vergleich der verschiedenen Klimaschutzmaßnahmen

Vorschlag von	Bündnis 90/ Grünen	Die 90/ Grünen	Bündnis Die	Bundes- regierung	Agora	Rhein- land- Pfalz ¹⁸
Berechnet von	DIW Berlin	DIW Berlin	DIW Berlin	DIW Berlin	Enervis	IZES
Funktionsweise	EPS ab 35 Jahren	EPS für alle Kraftwerke	Kohlereserve von 2,7 GW	Stilllegun g von 14 GW	Stilllegun g von 6- 21 GW	
Zusätzliche CO ₂ Vermeidung bis 2020 in Deutschland [Mio. t CO ₂]	25	78	8	50	33-76	
Preiseffekt Haushalte [Cent/kWh]	0,18	0,6	0,06 + 0,05 Umlage = 0,11	0,23	~0,2	
Preiseffekt Börsenstrom [Cent/kWh]	0,3	1,0	0,1	0,4	~0,3	

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BMWi (2015), enervis energy advisors (2015b) und IZES (2015).

Im Referenzpfad („business-as-usual“, BAU) geht eine Reihe älterer Kohlekraftwerke, insbesondere in Nordrhein-Westfalen und der Lausitz, in den 2020er Jahren ohnehin aufgrund ihres Alters vom Netz. Daher ist die Idee, gerade diese älteren Kohlekraftwerke in eine vom Endkunden bezahlte Kohlereserve einzubringen, nicht sinnvoll und ergäbe auch keine weiteren langfristigen Klimaschutzeffekte. Ein weiterer Kritikpunkt ist, dass die hohen Kosten der Entschädigungszahlungen für die Kohlereserve durch eine Erhöhung der Netzumlage um

¹⁸ Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL), Rheinland-Pfalz. Die CO₂-Vermeidung ist in Relation zu dem Basisszenario mit einer Reduktion von 17 Mio. t angegeben.

0,05 Cent/kWh hauptsächlich auf Privatkunden umgelegt werden sollen. Dadurch ist der Preiseffekt für Haushalte bei Einführung der Kohlereserve höher als für die energieintensive Industrie, welche nur den Börsenstrompreis zahlt. Um weitere Kraftwerksstilllegungen von emissionsärmeren Gaskraftwerken zu verhindern, ist der Ansatz des CO₂-Grenzwertes darüber hinaus vorteilhaft für die gesamte Energiewirtschaft. Zwar steigt der Börsenpreis moderat an, er bleibt jedoch unterhalb der Werte der Jahre 2011/12, sodass auch die energieintensive Industrie nicht übermäßig belastet wird.

3.3.2 Zusätzliche Kohleausstiegsszenarien bis 2035

Eine Studie der AEE (2015) zeigt, dass es gesamtwirtschaftlich effizient ist, bereits bis 2035 100% EE in Deutschland umzusetzen, was einen kompletten Kohleausstieg impliziert. Zusätzlich zu dem Basisszenario (BAU) und den beiden verschiedenen Ausgestaltungsoptionen für CO₂-Grenzwerte wurden daher drei weitere Szenarien betrachtet, die eine zusätzliche Reduktion der Kohleverstromung modellieren.¹⁹ Alle drei Szenarien gehen bis 2035 von den gleichen Annahmen wie das Klimaschutz-Szenario (EPS) mit einem Grenzwert für alle Kohlekraftwerke aus (s. Abschnitt 3.2).

- 4) Braunkohleausstiegs-Szenario (BK-): Im Jahr 2035 werden alle Braunkohlekapazitäten stillgelegt. Für alle Steinkohle- und Gaskraftwerke gilt der CO₂-Grenzwert.
- 5) Kohleausstiegs-Szenario (K-): Im Jahr 2035 werden alle Braun- und Steinkohlekapazitäten stillgelegt.²⁰ Für die Gaskraftwerke gilt weiterhin der CO₂-Grenzwert.
- 6) Erneuerbaren-Szenario (EE+): Im Jahr 2035 werden alle Braun- und Steinkohlekapazitäten stillgelegt. Außerdem wird davon ausgegangen, dass dieses politische Signal einen 50% stärkeren Ausbau der fluktuierenden EE (Wind und Solar) anreizt.

Durch die zusätzliche Herausnahme von Kraftwerkskapazitäten erhöht sich die Auslastung der verbleibenden (Gas-)Kraftwerke. In einigen Szenarien wird Deutschland zudem zu einem Stromimporteur, wenn kein zusätzlicher Ausbau der EE geschieht. Die Stilllegung aller Braunkohlekraftwerke resultiert in Gesamtimporten von 17 TWh; sowie zusätzlichen

¹⁹ Die gezielte Abschaltungen weiterer Kohlekraftwerke ist u.a. durch die Einführung von spezifischen CO₂-Grenzwerten oder ein Kohleausstiegsgesetz abbildbar (Bündnis 90/Die Grünen u. a., 2014; Oei u. a., 2014).

²⁰ Dies bedingt, dass der gesamte Wärmebedarf von EE oder gasbefeuerten Anlagen gedeckt wird.

38 TWh, wenn auch alle Steinkohlekraftwerke abgeschaltet werden.²¹ Durch einen stärkeren Ausbau der EE kann die Importbilanz jedoch auf einen Exportwert von 84 TWh angehoben werden. Die Abschaltung der Kohlekraftwerke führt zu einem moderaten Börsenstrompreisanstieg. So erhöht sich der Preis für das Jahr 2035 von 34 €/MWh (EPS) auf 36 (BK-) bzw. 41 €/MWh (K-). Dieser Wert liegt weiterhin unterhalb der durchschnittlichen Strompreise von 2011-2012 (vgl. Abbildung 7). Durch die Abschaltung der Kohlekraftwerke bis 2035 können die strombedingten CO₂-Emissionen in Deutschland somit auf unter 50 Mio. t erheblich gesenkt werden. Bei einem Kohleausstieg (K-) entspricht dies ungefähr einer Reduktion der strombedingten Emissionen von 85% im Vergleich zu 1990 (s. Abbildung 9).

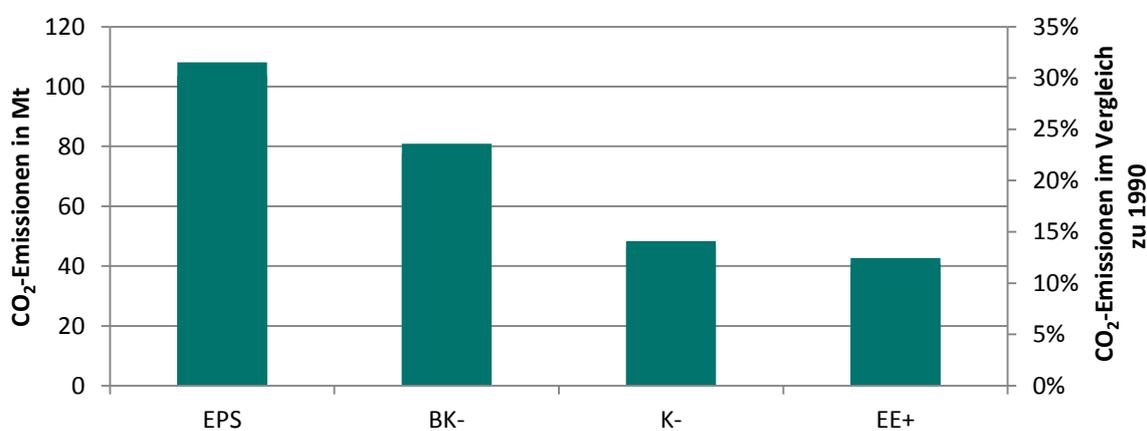


Abbildung 9: Strombedingte CO₂-Emissionen bei einem Kohleausstieg in Deutschland im Jahr 2035

Quelle: Eigene Darstellung.

4 Abschätzung der Beschäftigungseffekte

In den folgenden Abschnitten werden ausgewählte Sektoren der Energiewirtschaft (Braunkohle, Steinkohle und EE) einer vergleichenden Analyse hinsichtlich ihrer jeweiligen Beschäftigungseffekte unterzogen. Weitere konsuminduzierte Effekte werden bei dieser Berechnung nicht betrachtet, da sie für alle Beschäftigungsfelder anfallen. Ausgehend von den im Modell berechneten Börsenstrompreisentwicklungen werden anschließend die durch den CO₂-Grenzwert zu erwartenden Arbeitplatzeffekte abgeschätzt.

²¹ Im Szenario K- wird im Jahr 2035 durch den Einsatz von zusätzlichem Demand-Side-Management (DSM) oder den Einsatz von Reservekraftwerken in 14 von 8760 Stunden die ausreichende Stromnachfrage sichergestellt.

4.1 Die Arbeitsplatzentwicklung in der deutschen Kohlebranche

Die Anzahl der direkt im Braunkohlesektor beschäftigten Personen ist in den letzten Jahrzehnten von über 150.000 im Jahr 1980 auf zuletzt nur noch 21.000 stark zurückgegangen (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., 2015). Ein Großteil dieser Entwicklung ist auf eine Schrumpfung des Lausitzer und des Mitteldeutschen Braunkohlereviers im Zuge der Wiedervereinigung nach 1990 zurückzuführen. Diese implizierte die Schließung von alten Tagebauen und Kraftwerken, die nicht mehr gebraucht oder wirtschaftlich nicht mehr den westdeutschen Technologie- und Umweltstandards angepasst werden konnten. In den Folgejahren stabilisierte sich die Braunkohleförderung im Lausitzer Braunkohlrevier auf einem Niveau von etwa 50-60% der Förderung des Jahres 1990. Die Anzahl der Arbeitsplätze ging noch weitaus stärker zurück. Zwischen 2002 und 2014 gingen die Arbeitsplätze im Lausitzer Revier nochmals um 20%, im Mitteldeutschen Revier um sechs Prozent zurück (Tabelle 5).²² Das Durchschnittsalter der Mitarbeiter hat sich in den letzten Jahren zudem erhöht. So sind zwei Drittel der Beschäftigten im Jahr 2015 über 46 Jahre alt, mehr als ein Viertel ist älter als 56 Jahre (Tabelle 6).

Die Arbeitsplatzzahlen der Steinkohleindustrie lagen in den 1950-60er Jahren noch bei ungefähr 500.000 direkt Beschäftigten und somit deutlich über denen der Braunkohlewirtschaft. Mit dem Rückgang des Steinkohlebergbaus im Ruhrgebiet und im Saarland wurden in Deutschland jedoch kontinuierlich Arbeitsplätze abgebaut. Mit dem Auslaufen der Subventionen werden 2018 auch die letzten drei Steinkohlegruben in Deutschland geschlossen. Die verbleibenden Beschäftigtenzahlen der Steinkohleindustrie setzen sich 2014 noch aus ungefähr 5.000 direkt Beschäftigten in den Kraftwerken und weiteren 10.000 im Steinkohlebergbau zusammen.²³ Es kann davon ausgegangen werden, dass ein großer Teil der im Bergbau Beschäftigten – aufgrund der geringen jährlichen Fördermengen von 7,6 Mio. t Steinkohle – bereits nicht mehr aktiv im Bergbau tätig ist, sondern nur noch aufgrund verschiedener Altersteilzeitmodelle in den Statistiken aufgeführt wird. Das Durchschnittsalter im Steinkohle-

²² Eine von Vattenfall in Auftrag gegebene Studie von Prognos (2011) errechnet, dass die Bruttobeschäftigung ungefähr um den Faktor 2,5 Mal so hoch ist wie die der direkten Beschäftigung. Dadurch verbleiben ungefähr 50.000 direkte und indirekte Arbeitsplätze im Betrieb der Braunkohletagebaue und -kraftwerke.

²³ Die Anzahl der Arbeitsplätze im Bergbau wird ohne Stellen in Transferkurzarbeit und Qualifizierung angegeben. Die Werte für die Beschäftigten in Steinkohlekraftwerken basieren auf Daten der IG BCE (2014): www.igbce.de/download/224-74236/.../igbce-aktuell-01-2014.pdf (S. 3)

bergbau liegt im Jahr 2015 mit über 49 Jahren noch oberhalb der Werte im Braunkohlesektor (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., 2015).

Tabelle 5: Direkt Beschäftigte der Braunkohlereviere (Kraftwerke & Tagebaue) von 1980-2014

Jahr	Rheinland	Helmstedt	Hessen	Bayern	Lausitz	Mitteldeutschl.	Deutschland	Durchschnittsalter
1980	16.500	2.300	1.300	1.100	75.100	56.000	152.300	
1990	15.300	1.700	500	5	65.500	46.800	129.700	38,6
2002	12.700	1.000	59	5	10.300	2.700	26.800	41,6
2010	11.606	541	-	-	8.049	2.508	22.704	45,1
2014	10.146	479	-	-	8.245	2.536	21.406	46,3

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Statistik der Kohlenwirtschaft (2015).²⁴

Tabelle 6: Altersgliederung der Braunkohlewirtschaft (Kraftwerke & Tagebaue)

Jahr	Altersgruppen im deutschen Braunkohlesektor						Durchschnittsalter
	15 - 20	21 - 25	26 - 35	36 - 45	46 - 55	> 56	
1990	5,02	8,36	32,81	21,51	23,70	8,60	38,6
2002	6,99	2,11	8,92	44,11	36,39	1,46	41,6
2010	5,58	7,01	6,83	16,13	50,74	13,73	45,1
2014	4,45	7,51	12,08	8,20	41,29	26,48	46,3

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Statistik der Kohlenwirtschaft (2015).

Tabelle 7: Altersgliederung des Steinkohlebergbaus in Deutschland, in Prozent

Jahr	Altersgruppen im deutschen Steinkohlebergbau					Durchschnittsalter
	bis 29	30 bis 39	40 bis 49	50 bis 54	55 und älter	
1990	14,03	38,08	24,72	16,98	6,19	40,1
2002	1,76	15,31	64,37	16,64	1,92	44,5
2010	2,93	3,72	46,02	31,64	15,70	48,5
2014	3,65	4,74	33,12	34,57	23,91	49,3

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Statistik der Kohlenwirtschaft (2015).

²⁴ Ab 2002 einschließlich der Beschäftigten in den Braunkohlenkraftwerken der allgemeinen Versorgung. Die Anzahl der Arbeiter in den Kraftwerken nahm von 2002 (7793) kontinuierlich bis 2008 (5952) ab. Nach 2008 werden keine gesonderten Zahlen mehr ausgegeben. Analysen der Grünen Liga (2015) weisen darauf hin, dass diese Zahlen die wirklichen Beschäftigten überschätzen, u.a. wegen dem Miteinbeziehen von Mitarbeitern der Lausitzer und Mitteldeutschen Bergbau-Verwaltungsgesellschaft (LMBV) zu den Braunkohlebeschäftigten.

4.2 Alternative Beschäftigungseffekte im Bereich der erneuerbaren Energien im Vergleich zur Kohlewirtschaft

Den mittelfristig anstehenden, geringfügig rückläufigen Arbeitsplatzeffekten in der Kohlekraftwerkswirtschaft stehen dynamisch zunehmende Effekte im Bereich der EE gegenüber. Für die Untersuchung der Arbeitsplätze im Bereich der EE wurde die im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erstellte Studie zur „Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb, heute und morgen“ herangezogen, die von der Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (GWS) in Kooperationen mit dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), dem Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin) und dem Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) erarbeitet wurde (Lehr u. a., 2015).

Die Studie definiert als Beschäftigung die Gesamtheit der Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer in den Bereichen: Herstellung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, ihrem Betrieb und ihrer Wartung sowie die Bereitstellung biogener Brenn- und Kraftstoffe.²⁵ Es zeigt sich, dass die Zahl der direkt und indirekt Beschäftigten sehr schnell von 66.600 im Jahr 1998 auf 399.800 im Jahr 2012 angestiegen ist. In der Folge gingen die Beschäftigtenzahlen leicht zurück. Dies ist insbesondere auf Effekte im Photovoltaik-Sektor zurückzuführen: So führte die Halbierung der Anzahl der Photovoltaik-Installationen in Deutschland im darauffolgenden Jahr zu einer Reduktion von 44.300 Arbeitsplätzen. Die weiter steigenden Arbeitsplätze, insbesondere im Bereich Wind onshore, führten dazu, dass die Gesamtanzahl der Arbeitsplätze nur geringfügig zurückging. Die in 2013 vorhandenen 371.400 direkten und indirekten Arbeitsplätze im Bereich der EE deutschlandweit liegen somit bereits deutlich über denen der Braunkohleverstromung.

Ein besonderes Augenmerk muss auf den Bundesländern liegen, in denen noch Arbeitsplätze in der Förderung von Braunkohle bestehen: Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Nordrhein-Westfalen. Um eine sozialverträgliche Energiewende zu ermöglichen, muss speziell in diesen Bundesländern eine Umstrukturierung der Arbeitsplätze von der Braunkohleförderung hin zu anderer Beschäftigung, zum Beispiel im Bereich der EE erfolgen. Bei einer Untersuchung der Beschäftigungseffekte in den betroffenen Bundesländern lässt sich hierbei

²⁵ Hierzu zählen auch der Anbau und die Ernte von Feldfrüchten sowie der Holzeinschlag.

festhalten, dass in allen Bundesländern bereits heute mehr Arbeitsplätze in diesem Bereich geschaffen wurden als noch im Braunkohlektor verblieben sind (Oei u. a., 2014). Bei einer Untersuchung der Reviere darf außerdem nicht außer Acht gelassen werden, dass bereits die Diskussion über neue Tagebaufelder lokale Investitionen und damit verbundene Arbeitsplätze in den betroffenen Regionen verhindern. Des Weiteren führt die Schließung von Tagebauen und Kraftwerken zu weiteren temporären Arbeitsplätzen in den Bereichen Renaturierung und Rückbau von Kraftwerken. Diese beiden genannten Arbeitsplatzeffekte sind nur schwer zu quantifizieren. Diese Aufgabenfelder werden jedoch noch für lange Zeit für Arbeitsplätze in den Revieren sorgen und ermöglichen zudem den Aufbau einer Regionalexpertise im Bereich der Renaturierung. Diese technische und planerische Expertise, welche in den neuen Bundesländern bereits zentral bei der Lausitzer und Mitteldeutschen Bergbau-Verwaltungsgesellschaft (LMBV) verankert ist, kann auch in andere Länder exportiert werden.

4.3 Abschätzung der Auswirkungen des Klimainstrumentes CO₂-Grenzwerte auf Arbeitsplätze in Deutschland

Wie in den Berechnungen der vorliegenden Studie dargelegt wurde, erwirtschaften Braunkohlekraftwerke bei der Einführung des CO₂-Grenzwertes – wegen der eingeräumten Freibeträge und der moderaten Höhe des CO₂-Grenzwertes – noch durchschnittliche Deckungsbeiträge von etwa 75-93 €/kW. Daher sind auch keine zusätzlichen Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken bis 2020 aufgrund des CO₂-Grenzwertes zu erwarten. Die verschiedenen gerechneten Szenarien belegen, dass der eingeführte CO₂-Grenzwert nur eine leichte Erhöhung des Börsenstrompreises auf ungefähr 36-43 €/MWh bewirkt. Dieses Preisniveau liegt jedoch immer noch unterhalb des Börsenstrompreises der Jahre 2011-2012. Daher kann nicht von einer daraus folgenden Verlagerung der Industrie ins Ausland ausgegangen werden.

In Prozent

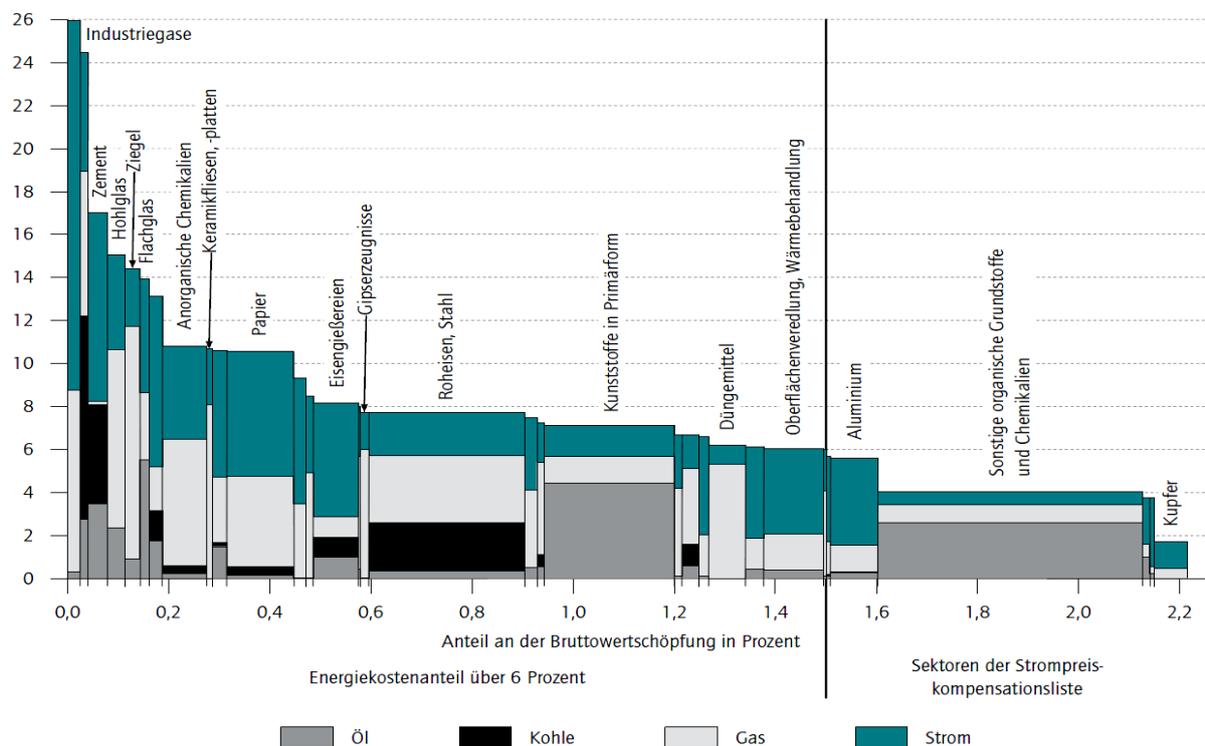


Abbildung 10: Anteil der Energiekosten am Umsatz nach Sektoren und Energieträgern in Deutschland
 Quelle: Neuhoff u. a. (2014) basierend auf Daten des Statistischen Bundesamtes.

In einer weiteren Studie des DIW Berlin wurde zudem ermittelt, dass sich der Energiekostenanteil der Industriebetriebe neben Strom hauptsächlich aus Kohle-, Gas- und Ölkosten zusammensetzt. Die Mehrheit dieser Faktoren ist in den letzten Jahren allerdings stark gefallen, sodass eine geringe Erhöhung des Strompreises weder Abbau noch Verlagerung von Arbeitsplätzen in Deutschland bewirkt.²⁶ Dies ist insbesondere der Fall, da der Strompreis in den meisten Branchen für weniger als fünf Prozent der Gesamtproduktionskosten verantwortlich ist (vgl. Abbildung 10 aus Neuhoff u. a. (2014)).²⁷ Die Einführung des CO₂-

²⁶ Industrien mit Energiekosten über sechs Prozent erwirtschaften 1,5% der gesamten deutschen Bruttowertschöpfung und acht Prozent der Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes; die Energiekosten der restlichen Industrie betragen im Durchschnitt 1,6%. Meist sind nicht die ganzen Sektoren, sondern spezifische Prozesse besonders energieintensiv. Wenn sich dadurch die Gefahr von Carbon Leakage ergibt, werden die betroffenen Güter beispielsweise in der EU-ETS-Strompreiskompensationsliste erfasst. Das kann auch spezifische Produkte in weiteren Sektoren betreffen (rechter Rand der Abbildung).

²⁷ Dies deckt sich mit anderen Studien, die besagen, dass eine leichte Erhöhung des Strompreises nur sehr geringen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie hätte; vgl. Agora Energiewende (2014): Comparing Electricity Prices for Industry. Analysis. An Elusive Task - Illustrated by the German Case. Berlin;

Grenzwertes und die damit verbundene Einhaltung der Klimaziele bis 2020 bietet im Gegenzug auch die Möglichkeit neue Arbeitsplätze entstehen zu lassen. So ist die Anzahl der Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien in den letzten Jahren stark angestiegen und übersteigt mit inzwischen 371.400 deutlich die der Kohleverstromung.

Die Einführung des CO₂-Grenzwertes führt insbesondere zu einer zusätzlichen Belastung alter und CO₂-intensiver Braunkohlekraftwerke im Rheinischen und im Lausitzer Revier. Es ist jedoch nicht damit zu rechnen, dass es hierdurch zu Schließungen von Kohlekraftwerken kommt, da selbst alte Braunkohlekraftwerke wegen der eingeräumten Freibeträge und der moderaten Höhe des CO₂-Grenzwertes noch hinreichende Deckungsbeiträge erwirtschaften (Prognos, Öko-Institut, 2015). Indirekte Effekte, wie z.B. der Wegfall ganzer Wertschöpfungsketten durch einen „Dominoeffekt“ der vorgelagerten Tagebaue oder der nachgelagerten Gipsproduktion sind somit auch nicht zu befürchten.²⁸ Die Einführung des CO₂-Grenzwertes führt somit nur zu einer Reduzierung der Jahreslaufzeit der betroffenen Kohlekraftwerke auf 30-50%. Die Veränderung der Volllaststunden eines Kraftwerkes hat jedoch keinen proportionalen Einfluss auf dessen Beschäftigtenanzahl. Dies gilt sowohl für ältere Kohlekraftwerke mit geringerer Auslastung als auch umgekehrt für die Steinkohle- und Gaskraftwerke, die ihre Auslastung durch den CO₂-Grenzwert teilweise leicht erhöhen.

Das Umweltbundesamt kommt in einer Analyse zu dem Ergebnis, dass der Strukturwandel in der Stromversorgung zwar zwangsläufig zu einem Rückgang der Kohleverstromung und der Beschäftigung in der Braunkohlewirtschaft führt, dies jedoch mit Blick auf den Klimaschutz in den nächsten Jahrzehnten ohnehin unvermeidlich ist (Burger u. a., 2015). Daher sei die entscheidende Frage auch nicht, ob Arbeitsplatzverluste entstehen, sondern wann sie entstehen und wie sie insgesamt auf ein Mindestmaß begrenzt werden können, ohne die Klimaschutzziele zu verletzen. Die durch den Klimabeitrag zusätzlich gefährdeten Arbeitsplätze werden vom Umweltbundesamt auf maximal 4.700 beziffert. Das Umweltbundesamt ver-

Germeshausen and Löschel (2015): Energiestückkosten als Indikator für Wettbewerbsfähigkeit. Wirtschaftsdienst 95 (1): 46–50. doi:10.1007/s10273-015-1776-0.

²⁸ Wenn man dennoch wie RWE und Vattenfall von einer Gefahr des „Dominoeffektes“ spricht so muss auch klargestellt werden, dass diese Effekte nicht dem CO₂-Grenzwert, sondern der grundsätzlichen Beschaffenheit des gesamten Braunkohlereviere zuzuordnen wären. Dies würde in der logischen Schlussfolgerung bedeuten, dass die einzelnen Reviere automatisch aus wirtschaftlichen Gründen komplett geschlossen werden müssten, sobald die ersten einzelnen Kraftwerke abgeschaltet und nicht ersetzt werden. Dies wäre in NRW Mitte der 20er Jahre der Fall, da dann ein Großteil der Flotte altersbedingt stillgelegt werden muss.

weist zudem darauf, dass die positiven Effekte wie die gewonnenen Arbeitsplätze bei den EE und auch die Reduktion der durch die Kohle verursachten externen Effekte den Rückgang einzelner Arbeitsplätze im Bereich der Kohlewirtschaft bei Weitem überwiegen. Weitere positive Beschäftigungseffekte sind bei der Umsetzung der aktuellen Effizienzziele zu erwarten. Diese könnten gemäß einer Studie des DIW Berlin bis 2020 zu weiteren 180.000 und bis 2030 zu 250.000 zusätzlichen Arbeitsplätzen führen (Blazejczak u. a., 2014).

Aus dem Zusammenspiel der verschiedenen positiven und negativen Einflüsse der Energiewende auf die Beschäftigung hat das DIW Econ in einer Studie die erwarteten gesamtwirtschaftlichen Nettobeschäftigungseffekte für Deutschland berechnet (Dehnen u. a., 2015). Diese sind in den letzten Jahren seit 2010 deutlich positiv, insbesondere aufgrund der Effizienzmaßnahmen im Baugewerbe. Bis zum Jahr 2020 geht die Studie von durchschnittlich 18.000 neuen Arbeitsplätzen pro Jahr aus. Und auch für die Zeit nach 2020 gehen Forschungsinstitute bis 2030 von einem Nettobeschäftigungseffekt von 100.000 Arbeitsplätzen aus. Diese Zahl steigt weiter auf 190.000 (2040) auf bis über 230.000 im Jahr 2050. Eine entsprechende Studie wurde in einem Kooperationsprojekt von der GWS, dem DIW Berlin, dem DLR, der Prognos AG und dem ZSW erstellt (Lehr u. a., 2015).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass durch die Einführung von nationalen CO₂-Grenzwerten keine großen Nettoarbeitsplatzverluste zu erwarten sind. Gaskraftwerke und je nach Ausgestaltung auch modernere Kohlekraftwerke sind von dem CO₂-Grenzwert nicht betroffen und auch die betroffenen Kraftwerke können in Summe noch positive Deckungsbeiträge erzielen. Die Stilllegung einzelner alter Kraftwerke geschieht aufgrund ihres Alters. Darüber hinaus sind die Nettobeschäftigungseffekte der Energiewende aufgrund der Potentiale im Bereich erneuerbare Energien und möglichen Effizienzmaßnahmen überaus positiv zu bewerten.

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt bis zum Jahr 2020 den Ausstoß von Treibhausgasen gegenüber 1990 um 40% zu reduzieren; bis 2050 sollen die Emissionen sowohl in Deutschland als auch in der gesamten Europäischen Union sogar um 80-95% sinken. Dies impliziert die Dekarbonisierung des Stromsektors und den Ausstieg aus der Kohleverstromung. Die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geplante Kohlereserve bringt allerdings nur eine zusätzliche Reduktion von ca. 8 Millionen t CO₂, da einige der betroffenen Anlagen in den nächsten Jahren ohnehin abgeschaltet werden. Ohne zusätzliche Maßnahmen droht daher das Klimaziel für 2020 weit verfehlt zu werden.

Die in dieser Studie beschriebene Einführung von CO₂-Grenzwerten, d.h. im konkreten Fall festgelegte CO₂-Jahresbudgets pro einzelnen Kraftwerksblöcken, drosselt CO₂-intensive Kraftwerke in ihrer Fahrweise, ohne dabei Gaskraftwerke einzuschränken. Gleichzeitig werden somit Anreize gegen drohenden Retrofit von CO₂-intensiven Kapazitäten gesetzt, um weitere gestrandete Investitionen zu vermeiden. Wenn CO₂-Grenzwerte für alle bestehenden Kraftwerke eingeführt werden, kann das 40%-Reduktionsziel von Treibhausgasen für 2020 noch erreicht werden. Auch der mittelfristige Reduktionspfad um 55% bis 2030 und 70% bis 2040 (im Vergleich zu 1990) kann eingehalten werden.

Ein leichter Anstieg der Börsenstrompreise durch die Einführung von CO₂-Grenzwerten erhöht die Profitabilität der verbleibenden Stromerzeugungskapazitäten. Die Börsenstrompreise verbleiben allerdings unterhalb der Preise von 2011/2012, weshalb kein negativer Effekt auf die energieintensiven Industrien zu befürchten ist. Wenn die Anhebung des Börsenstrompreises an den Haushaltskunden weitergegeben wird, läge die Belastung der Haushalte bei 1-2%, da steigende Börsenstrompreise zu einer sinkenden EEG-Umlage führen, was den Preiseffekt für Haushalte weiter abfedert.

Durch die Einführung von CO₂-Grenzwerten kann innerhalb der nächsten zwei Jahrzehnte der Kohleausstieg durchgeführt werden, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Begrenzte Arbeitsplatzverluste im Bereich der Kohleverstromung werden hierbei durch neue Möglichkeiten, insbesondere in den Bereichen Erneuerbare und im Baugewerbe, im Rahmen der Energiewende überkompensiert.

6 Referenzen

- AEE (2015): *Die neue Stromwelt - Szenario eines 100% erneuerbaren Stromversorgungssystems*. (Im Auftrag der Bundestagsfraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN) Agentur für Erneuerbare Energien (AEE).
- Agora Energiewende (2015): *Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende - Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge*. (Hintergrundpapier von Patrick Graichen, Markus Steigenberger und Philipp Litz) Berlin: Agora Energiewende.
- BDEW (2014): *BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014*. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Haushalte und Industrie).
- Blazejczak, Jürgen; Edler, Dietmar; Schill, Wolf-Peter (2014): *Steigerung der Energieeffizienz: ein Muss für die Energiewende, ein Wachstumsimpuls für die Wirtschaft*. (DIW Wochenbericht Nr. 4/2014) Berlin: DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.
- BMWi (2015): *Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)*.
- BNetzA (2014a): *Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung*. Bundesnetzagentur.
- BNetzA (2014b): *Kraftwerksliste, Stand: 29. Oktober 2014*. Bonn, Germany: Bundesnetzagentur.
- BUND (2014): *Der BUND-Abschaltplan: Laufzeitbegrenzung für die ältesten Braunkohleblöcke bis 2020*. Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND).
- Bundesregierung (2015): *Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU*.
- Bündnis 90/Die Grünen; Baerbock, Annalena; Krischer, Oliver; u. a. (2014): *Kohleausstieg einleiten – Überfälligen Strukturwandel im Kraftwerkspark gestalten*. (Nr. Deutscher Bundestag Drucksache 18/ 1962) Berlin: Bündnis 90/Die Grünen Fraktion im Bundestag.
- Burger, Andreas; Lünenbürger, Benjamin; Pfeiffer, David; u. a. (2015): *Klimabeitrag für Kohlekraftwerke - Wie wirkt er auf Stromerzeugung, Arbeitsplätze und Umwelt*. (Positionspapier) Dessau - Roßlau: Umweltbundesamt.
- Dehnen, Nicola; Mattes, Anselm; Traber, Thure (2015): *Die Beschäftigungseffekte der Energiewende*. (Eine Expertise für den Bundesverband WindEnergie e.V. und die Deutsche Messe AG) Berlin, Deutschland: DIW Econ.
- Deutscher Bundestag (2015): *Der Vorschlag zur Einführung einer Kapazitätsreserve im Lichte des EU-Beihilferechts*. (Ausarbeitung Nr. PE 6 - 3000 - 88/15) Berlin, Deutschland: Unterabteilung Europa, PE 6: Fachbereich Europa.

- EC (2014): *Questions and answers on the proposed market stability reserve for the EU emissions trading system*. Brussels, Belgium: European Commission.
- ECF (2013): *From Roadmaps to Reality*. Brussels, Belgium: European Climate Foundation (Roadmap 2050 series).
- Egerer, Jonas; Gerbaulet, Clemens; Ihlenburg, Richard; u. a. (2014): *Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling; Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets*. (Nr. 72) Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW).
- enervis energy advisors (2015a): *Der Klimaschutzbeitrag des Stromsektors bis 2040. Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen*. (Studie im Auftrag von Agora Energiewende) Berlin, Deutschland.
- enervis energy advisors (2015b): *Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen. Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020*. (Studie im Auftrag von Agora Energiewende) Berlin.
- ENTSO-E (2014): *Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2014-2030*. Brussels, Belgium: European Network of Transmission System Operators for Electricity.
- Great Britain (2013): *Energy Act. The Stationary Office, London, UK*.
- Grüne Liga (2015): *Arbeitsplatzeffekte der Lausitzer Braunkohlewirtschaft*. (Hintergrundpapier von René Schuster) Umweltgruppe Cottbus e.V.
- IZES (2015): *Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen*. (Im Auftrag vom Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL), Rheinland-Pfalz) Saarbrücken, Deutschland: Institut für ZukunftsEnergieSysteme.
- Klaus, Sebastian; Beyer, Catharina; Jaworski, Piotr (2012): *Allokationsmethoden der Reststrommengen nach dem Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes - Verteilung der Reststrommengen und Folgenabschätzung für den Kohlekraftwerkspark*. (Studie im Auftrag von Greenpeace) Berlin: Ecofys.
- Klima-Allianz (2015): *Abschaltung von Braunkohlekraftwerken - Klima-Allianz warnt vor Täuschung und fordert weitere Stilllegungen*. (Recherche) Berlin, Deutschland.
- Lehr, Ulrike; Edler, Dietmar; O'Sullivan, Marlene; u. a. (2015): *Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb, heute und morgen*. (Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie) Berlin, Germany: GWS, DLR, Prognos, ZSW, DIW Berlin (DIW Berlin Politikberatung kompakt 101).

- Leuthold, Florian; Weigt, Hannes; Hirschhausen, Christian von (2012): „A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market“. In: *Networks and Spatial Economics*. 12 (1), S. 75–107, DOI: 10.1007/s11067-010-9148-1.
- Neuhoff, Karsten; Acworth, William; Dechezepretre, Antoine; u. a. (2014): *Energie- und Klimapolitik: Europa ist nicht allein*. (DIW Wochenbericht Nr. 6/2014) Berlin, Germany: DIW Berlin.
- Oei, Pao-Yu; Gerbaulet, Clemens; Kemfert, Claudia; u. a. (2015): *Effektive CO₂-Minderung im Stromsektor: Klima-, Preis- und Beschäftigungseffekte des Klimabeitrags und alternativer Instrumente*. Berlin, Germany: DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V. (Politikberatung kompakt 98).
- Oei, Pao-Yu; Kemfert, Claudia; Reitz, Felix; u. a. (2014): *Braunkohleausstieg - Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende*. Berlin, Germany: DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V. (Politikberatung kompakt 84).
- Prognos (2011): *Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland*. Berlin.
- Prognos; Öko-Institut (2015): „Das CO₂-Instrument für den Stromsektor: Modellbasierte Hintergrundanalysen“. Veranstaltung bei Agora Energiewende, Berlin 4.2015.
- Schröder, Andreas; Kunz, Friedrich; Meiß, Jan; u. a. (2013): *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050*. (DIW Data Documentation Nr. 68) Berlin, Germany.
- Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2015): „Datenübersichten zu Steinkohle und Braunkohle in Deutschland 2014“. *Herne, Germany*. Abgerufen am 06.11.2015 von <http://www.kohlenstatistik.de/>.
- UBA (2013): *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012*. Umweltbundesamt (Climate Change 15/2013).
- UBA (2009): *Klimaschutz und Versorgungssicherheit - Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung*. Dessau - Roßlau, Germany: Umweltbundesamt (Climate Change 13/2009).
- WWF (2014): *Der Klimaschutzaktions-plan 2020 und die zukünftige deutsche Klima- und Energiepolitik*. (Positionspapier) Berlin, Deutschland: World Wide Fund for Nature.
- Ziehm, Cornelia (2014): *Wie lässt sich der Kohleausstieg einleiten? Neue rechtliche Vorgaben für Bau und Betrieb von Kohlekraftwerken*. (Gutachten im Auftrag der Bundestagsfraktion von Bündnis 90/Die Grünen).
- Ziehm, Cornelia; Kemfert, Claudia; Oei, Pao-Yu; u. a. (2014): *Entwurf und Erläuterung für ein Gesetz zur Festsetzung nationaler CO₂-Emissionsstandards für fossile Kraftwerke in Deutschland*. (Politikberatung kompakt Nr. 82) Berlin, Germany: DIW Berlin.

7 Anhang

7.1 Kohlerevierkarten in Nordrhein-Westfalen, Mitteldeutschland und der Lausitz

In dem folgenden Abschnitt werden die drei deutschen Braunkohlereviere mit den dazugehörigen Kraftwerken und Tagebauen kurz beschrieben. Eine genauere Analyse der verbliebenen Fördermengen, von Umsiedlung betroffenen Dörfer und weiteren lokalen Besonderheiten ist in Oei u.a. (2014) zu finden.

Das Rheinische Braunkohlerevier besteht aus drei aktiven Tagebauen. Die Tagebaue Garzweiler und Hambach sind für die Belieferung der Kraftwerke Frimmersdorf (ca. 500 MW), Neurath (ca. 4.200 MW), Niederaußem (ca. 4.500 MW) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig (Abbildung 11). Der Tagebau Inden ist nicht mit den anderen Tagebauen verbunden und für die Versorgung des anliegenden Kraftwerks Weisweiler (ca. 1.800 MW) zuständig.

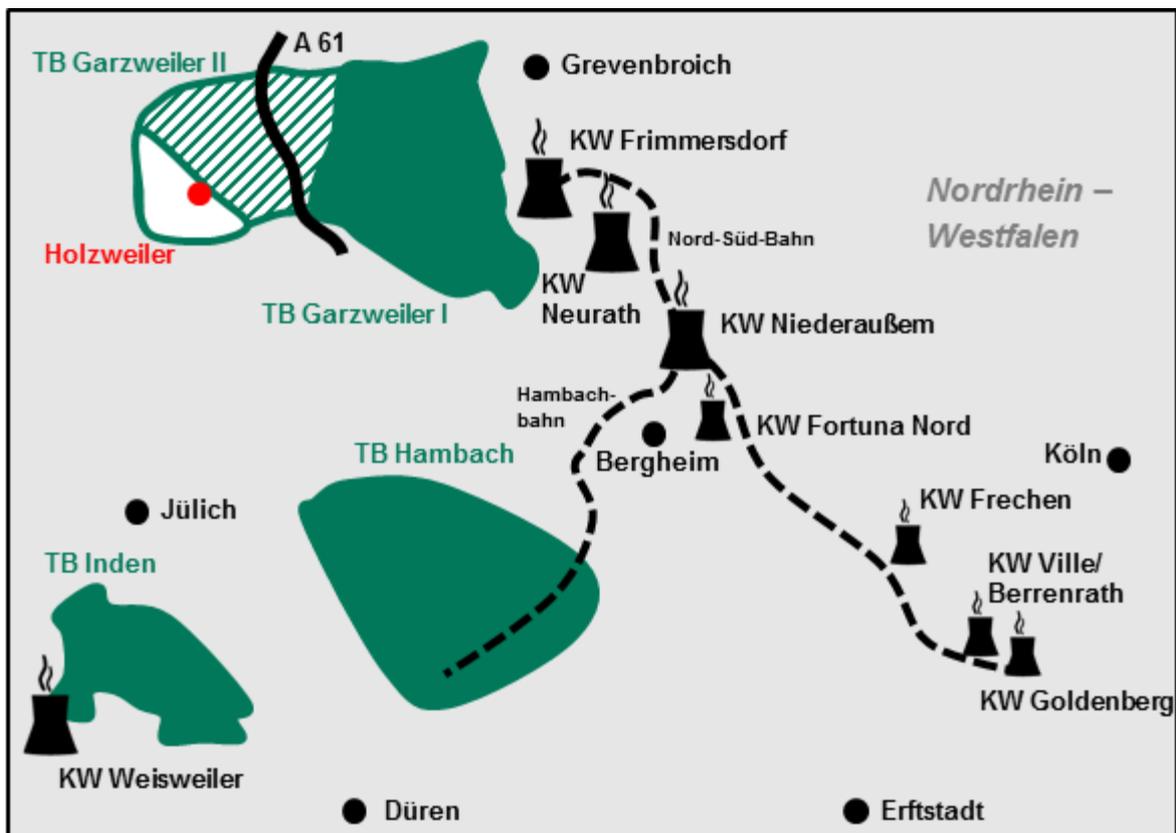


Abbildung 11: Revierkarte Rheinland mit den Tagebauen (TB) und Kraftwerken (KW)

Quelle: Eigene Darstellung.

Im mitteldeutschen Braunkohlerevier sind die Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain für die Belieferung der zwei Kraftwerke Lippendorf (1.750 MW) und Schkopau (900 MW) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig. In den kommenden Jahren beabsichtigt die MIBRAG zudem auch das Kraftwerk Buschhaus (350 MW) durch den Tagebau Profen zu beliefern.

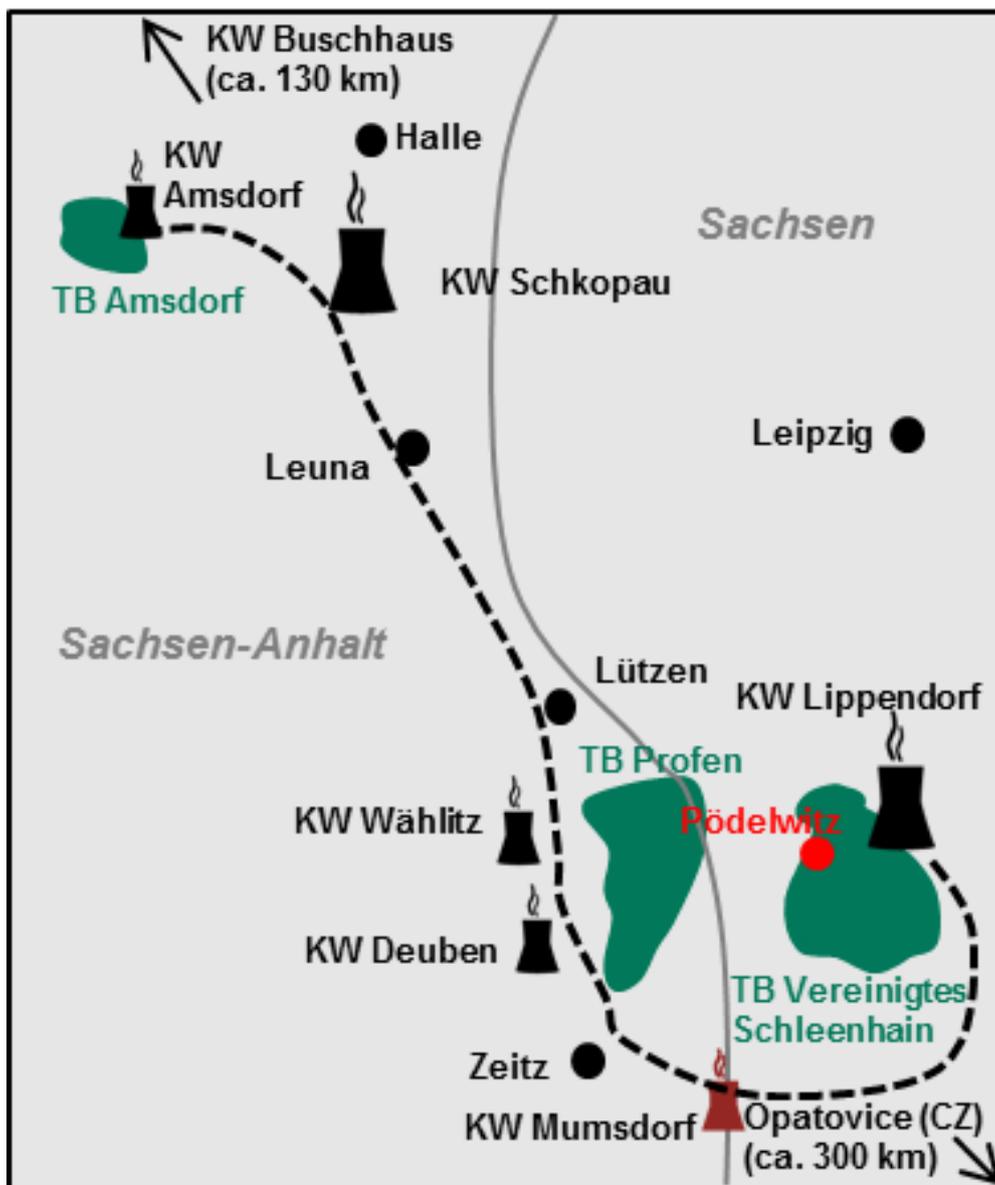


Abbildung 12: Revierkarte Mitteldeutschland mit Tagebauen (TB) & Kraftwerken (KW)

Quelle: Eigene Darstellung.

Das Lausitzer Braunkohlerevier besteht aus den fünf aktiven Tagebauen Cottbus-Nord, Jänschwalde, Welzow-Süd (Teilfeld I), Nochten (Teilfeld I) und Reichwalde, die für die Belieferung der drei Kraftwerke Jänschwalde (ca. 2.800 MW), Schwarze Pumpe (ca. 1.500 MW) und Boxberg (ca. 2.500 MW) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig sind (Abbildung 13).

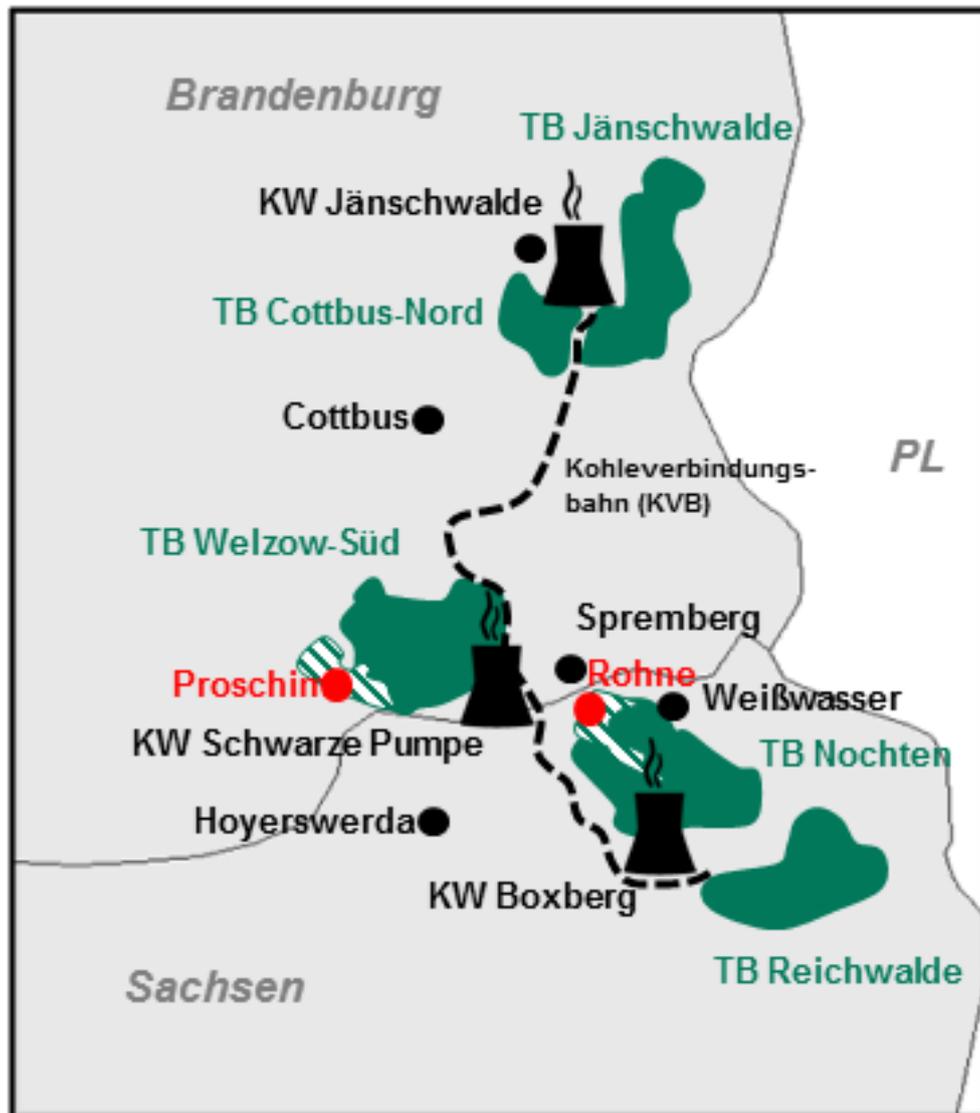


Abbildung 13: Revierkarte Lausitz mit den Tagebauen (TB), Kraftwerken (KW) und den gestrichelten Vorranggebieten Welzow Süd TF II und Nochten II

Quelle: Eigene Darstellung.