

DEM ZIEL VERPFLICHTET

CO₂-Mindestpreise im Instrumentenmix einer
Kohle-Ausstiegsstrategie für Deutschland

ISBN 978-3-946211-13-6

DEM ZIEL VERPFLICHTET

CO₂-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohle-Ausstiegsstrategie für Deutschland

Impressum

Herausgeber

Stand

Autoren

WWF Deutschland, Berlin

März 2018

Die Studie wurde erstellt vom Öko-Institut e. V.

Dr. Felix Chr. Matthes (Öko-Institut)

Hauke Hermann (Öko-Institut)

Charlotte Loreck (Öko-Institut)

Dr. Sylvie Ludig (Öko-Institut)

Vanessa Cook (Öko-Institut, Übersetzung)

Koordination/Kontakt

Redaktion

Gestaltung

Juliette de Grandpré/WWF Deutschland (juliette.degrandpre@wwf.de)

Thomas Köberich/WWF Deutschland

Anna Risch (post@annarisch.de)



Vorwort

Wir Menschen sind die einzige Spezies, die ihre Lebensgrundlage umfassend und fast schon auf systematische Weise zerstört. Wir holzen unsere Wälder ab, überfischen unsere Meere und sprühen Gift auf unsere Pflanzen und Böden. Und wir haben eine Krise erschaffen, die alle anderen Probleme potenziert: die Erderhitzung. Ihre Folgen spüren wir heute schon im Amazonas genauso wie im Südpazifik und in Deutschland. Um erfolgreich unsere Natur zu schützen, müssen wir also die Erderhitzung begrenzen.

Wir kennen die Ursache der Krise. Insbesondere das Treibhausgas CO₂ ist es, das die Erderhitzung befeuert. Und wir wissen, woher ein Gros eben dieses Gases stammt: aus unserer Stromgewinnung, die zu großen Teilen auf der Verbrennung fossiler und damit besonders CO₂-haltiger Energien basiert. Mit der Abkehr von fossilen Energien für unsere Stromerzeugung bietet sich uns ein enormes Potenzial, schnell viel CO₂ einzusparen. Der Weg aus der Klimakrise liegt damit deutlich vor uns. Wir müssen ihn nur gehen.

Aber genau hier liegt das Problem. Denn Deutschland tut sich schwer damit, von der Kohle abzulassen. In den vergangenen Jahren herrschte Stillstand. Seit 2009 ist der CO₂-Ausstoß Deutschlands nicht gesunken. Damit treibt die Bundesregierung nicht nur die Erderhitzung weiter an. Sie setzt auch die internationale Glaubwürdigkeit Deutschlands aufs Spiel. Klimaschutzvorreiter, als den wir uns gerne selbst sehen, sind wir schon längst nicht mehr.

Europäische Maßnahmen schaffen es nicht, die nationale Starre wettzumachen: Der Emissionshandel ist unwirksam. Auch die frisch beschlossene Reform reicht nicht aus, um in naher Zukunft Effekte zu entfalten.

Wenn die Abkehr von den Fossilen demnach weder über den rein politischen Willen auf nationaler Ebene noch über einen europäischen Deckel erfolgt, ist ein neues Instrument nötig: CO₂ braucht endlich einen Preis. Ein Mindestpreis in Deutschland und seinen Nachbarländern, gekoppelt mit einer schnellen Stilllegung von sieben Gigawatt der besonders alten und schmutzigen Braunkohlekraftwerke bei uns im Land, würde die Emissionen spürbar senken. Und es entstünde endlich Planungssicherheit, auch für die Regionen in Deutschland, die derzeit noch von der Kohle leben.

Unsere Studie zeigt: Ein länderübergreifender CO₂-Mindestpreis schafft genau das, was die Bundesregierung bislang versäumt hat: das extrem klimaschädliche CO₂ endlich eindämmen. Er ist das zusätzliche Instrument für den Kohleausstieg, das wir jetzt brauchen.



Jörg-Andreas Krüger
Geschäftsleitung Naturschutz, WWF Deutschland

FORDERUNGEN DES WWF DEUTSCHLAND

auf Basis der Studie „CO₂-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohle-Ausstiegsstrategie für Deutschland“

Der CO₂-Ausstoß in Deutschland ist auf demselben Niveau wie 2009. Deutschland wird ohne die kurzfristige und konsequente Umsetzung weiterer Maßnahmen im Jahr 2020 weder das nationale Klimaschutzziel von 40% (ggü. 1990) noch das europäische Klimaschutzziel in den Nicht-ETS Sektoren von 14% (ggü. 2005) erreichen. Um die im Koalitionsvertrag erneut bekräftigten Minderungsziele 2020 und 2030 zu erreichen und um ihrer Verantwortung für einen glaubwürdigen Klimaschutz international nachzukommen, muss die neue Bundesregierung zusätzliche Maßnahmen und Instrumente beschließen.

Nach Auswertung der Studie plädiert der WWF Deutschland für die Einführung eines europäisch-regionalen CO₂-Mindestpreises als zusätzliches Instrument für den Kohleausstieg.

Hintergrund

Mit der Studie „Zukunft Stromsystem – Kohleausstieg 2035“ hat der WWF im Jahr 2017 einen Minderungspfad gemäß CO₂-Budgetansatz und Pariser Klimaschutzabkommen für Deutschland und insbesondere für den Stromsektor berechnet. Die aktuelle Studie leistet einen zusätzlichen Beitrag zur Diskussion um eine Beschleunigung des Ausstiegs aus der Kohleverstromung. Mit der Einführung eines Mindestpreises im Stromsektor könnte die Bundesregierung nicht nur die selbstgesetzten Klimaschutzziele erreichen, sondern in der Zusammenarbeit mit weiteren EU-Mitgliedern auch einen Impuls für den Klimaschutz in der EU geben.

1. Der Emissionshandel wird kurz- und mittelfristig weiterhin keine Lenkungswirkung in Richtung einer CO₂-Minderung entfalten können. Das System befindet sich seit 2009 durch den massiven Überschuss an CO₂-Zertifikaten in einer strukturellen Krise. Auch nach der jüngst abgeschlossenen Reform des Emissionshandels für die Zeit nach 2021 bleibt der Emissionshandel zunächst unwirksam, weil er nicht den nötigen Anstieg des CO₂-Preises erwirkt, der für einen Brennstoffwechsel hin zu klimafreundlicheren Energieträgern notwendig wäre. Allerdings schafft die Reform neue Mechanismen zum Abbau der Zertifikatsüberschüsse und zur Löschung von Zertifikaten etwa im Falle von Kohlekraftwerksstilllegungen. Deshalb müssen zusätzliche, den ETS flankierende Maßnahmen dringend beschlossen werden, um die Handlungslücke zu füllen, die der Emissionshandel schon zehn Jahre lang hinterlassen hat. Dabei ist es unerheblich, ob der europäische Emissionshandel primär als mengengesteuertes oder preisgesteuertes Instrument gesehen wird – auch die Wirksamkeit eines mengengesteuerten Instruments hängt sehr stark davon ab, wie im System die Obergrenze festgelegt wird und wie viel Flexibilität zur Zielerreichung zugelassen wird.

- 
2. Der französische Präsident Emmanuel Macron hat mehrfach betont, gemeinsam mit Deutschland vorangehen zu wollen für den Zusammenhalt und die Weiterentwicklung Europas und für die Umsetzung des Pariser Klimaabkommens. Vor diesem Hintergrund haben im Januar 2018 die französische Nationalversammlung und der Deutsche Bundestag die Elysée-Vertrags-Resolution verabschiedet. Hiermit werden die französische und deutsche Regierung aufgefordert, „ihre enge Zusammenarbeit bei der Umsetzung des Pariser Klimaschutzabkommens von 2015 und der Verpflichtungen des ‚One Planet Summit‘ von 2017 fortzusetzen und gemeinsame Initiativen insbesondere zum CO₂-Preis vorzuschlagen“. Die Signale aus Frankreich und anderen Nachbarländern wie den Niederlanden sind mehr als deutlich: Eine europäisch-regionale Initiative zur CO₂-Mindestbepreisung kann beginnen, sobald die Bundesregierung die Initiative aufgreift.
 3. Mit der jüngsten Reform des Emissionshandels wurde die Gefahr der Emissionsverlagerung in Nachbarstaaten durch die Einführung zusätzlicher nationaler Maßnahmen (sogenannter „Wasserbetteffekt“) eindeutig beseitigt. Die jüngste Reform des Emissionshandels hat zwei Möglichkeiten geschaffen, dieses Risiko zu vermeiden: Zum einen werden ab 2023 überschüssige Zertifikate, die in der Marktstabilitätsreserve (MSR) landen, gelöscht und damit alle aufgrund von nationalen Maßnahmen freigesetzten Zertifikate. Zum anderen können Mitgliedstaaten Zertifikate selbst löschen, wenn sie zusätzliche nationale Maßnahmen zur Emissionsminderung im Stromsektor beschließen. Damit wurde der Weg frei gemacht für ambitionierte Klimaschutzpolitik auf nationaler Ebene.
 4. Aufgrund erheblicher Änderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in den letzten 2–3 Jahren (z. B. im Bereich der Brennstoffpreise) bewirken schon relativ niedrige CO₂-Preise (im Bereich von 15 bis 25 € je Tonne) eine CO₂-Emissionsminderung.
 5. Der Stromsektor steht hier im Fokus, da nur in diesem Sektor hohe Minderungspotenziale schnell umsetzbar sind. Trotz des europäischen Emissionshandels stagnieren seit 2009 die Treibhausgasemissionen in diesem Sektor. Einer der Hauptgründe ist die seit dem Jahr 2000 nahezu unverändert hohe Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken. Noch heute resultieren etwa 80 % der Emissionen im deutschen Stromsektor aus der Verbrennung von Braun- und Steinkohle. Die Klimaschutzziele – 2020 wie auch 2030 – sind nur mit einem wesentlichen Beitrag des Stromsektors zu erreichen, der wiederum nur durch eine deutliche Reduzierung der Braun- und Steinkohle-verstromung zu erfüllen ist. Eine CO₂-Mindestpreisung kann hier eine zentrale Rolle spielen.



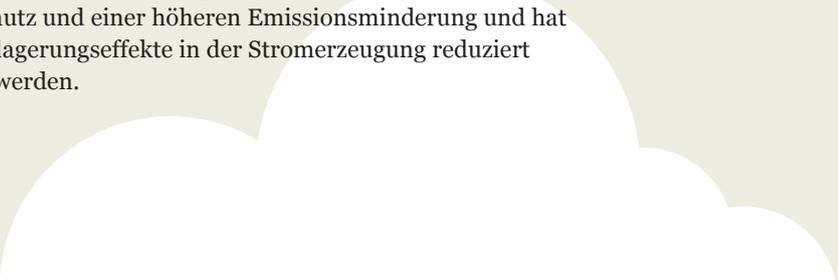
Forderungen des WWF Deutschland

Das 40 %-Klimaschutzziel wird ohne zusätzliche Maßnahmen voraussichtlich im Jahr 2020 um ca. 90 Mio. t CO₂ Äqu. verfehlt („Minderungslücke“). Die vorliegende WWF-Studie legt dar, wie kurzfristig bis 2020 Emissionen in einem Umfang von ca. 80 Mio. t CO₂ Äqu. eingespart werden können und macht deutlich, dass die Erreichung des Klimaschutzziels 2020 mit der entschiedenen Reduzierung der Kohleverstromung möglich ist: durch die Kombination politisch induzierter Braunkohlekraftwerks-Stilllegungen und eines europäisch-regionalen Mindestpreis im Stromsektor.

Wir fordern deshalb von der Bundesregierung, dass sie gemeinsam mit unseren europäischen Nachbarländern einen CO₂-Mindestpreis von 25 € je Tonne zum Jahr 2020 einführt und dies mit einer verbindlichen Stilllegung der ältesten Braunkohlekraftwerke in Höhe von mindestens 7 Gigawatt verbindet.

Die sofortige Einführung eines CO₂-Mindestpreises von 25 €/t kombiniert mit einer Stilllegung von 7 GW führt im Jahr 2020 zur zusätzlichen Minderung von 77 Mio. t CO₂, sodass die Minderungslücke zu 85 % geschlossen wird. Um das 40 %-Reduktionsziel zu erreichen, müssten in den anderen Sektoren zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, die 13 Mio. t CO₂ Äqu. einsparen.

Einerseits führen CO₂-Mindestpreise von 25 €/t CO₂ dazu, dass die Stilllegung von Erdgaskraftwerken vermieden wird. Andererseits verstetigt die Kombination dieser Instrumente eine klare Kohle-Ausstiegsstrategie durch die Berechenbarkeit der Kapazitätsentwicklungen und verstärkt so die Planbarkeit für betroffene Akteure in den Regionen. Ein sozialverträglicher und für die Regionen zukunftsgerichteter Strukturwandel könnte so schon früh in Gang kommen. Ein auf regional-europäischer Ebene abgestimmter CO₂-Mindestpreis führt in Europa insgesamt zu mehr Klimaschutz und einer höheren Emissionsminderung und hat zudem den Vorteil, dass Verlagerungseffekte in der Stromerzeugung reduziert oder vollständig vermieden werden.



Zudem fordern wir ...

... die kontinuierliche Anhebung des CO₂-Mindestpreises im Zeitverlauf.

Über einen stetigen Anstieg des CO₂-Mindestpreises im Zeitverlauf können die zeitliche Treffsicherheit der Emissionsminderungen und die Berechenbarkeit der Anpassungsprozesse verbessert werden. Dieser berechenbare Anstiegspfad des CO₂-Preises stärkt die Investitionssicherheit und stützt den Preisentwicklungspfad, der bis 2030 im EU-Emissionshandel erwartbar ist.

... die Kombination von CO₂-Mindestpreis und Stilllegungen auch in Frankreich.

Die Studie zeigt, dass ein CO₂-Mindestpreis nicht dazu führen wird, dass die Stromerzeugung aus Atomkraft in Frankreich ansteigt. Die Rentabilität der Atomkraftwerke in Frankreich könnte sich jedoch verbessern. Wir fordern deshalb, dass über die Einführung eines CO₂-Mindestpreises hinaus Braunkohlekraftwerke in Deutschland stillgelegt werden, und dass in Frankreich ein rechtsverbindlicher Fahrplan zur Abschaltung von Atomkraftwerken in Einklang mit dem französischen Energiewendegesetz beschlossen wird.

... die aufkommensneutrale Gestaltung des CO₂-Mindestpreises in Deutschland.

Eine CO₂-Mindestbepreisung ermöglicht es, unerwünschte Strompreiseffekte für Verbraucher zu begrenzen und für im internationalen Wettbewerb befindliche energieintensive Industrien zu kompensieren. Da die Einführung des Mindestpreises zu einer deutlichen Absenkung der EEG-Umlage führt, werden die Preiseffekte für die nicht privilegierten Letztverbraucher in Deutschland sehr stark begrenzt. Um sie vollends zu neutralisieren, kann aus den zusätzlichen Einnahmen durch die Einführung des CO₂-Mindestpreises der Verbraucherstrompreis an anderer Stelle reduziert werden, etwa durch eine Absenkung der Stromsteuer. Beihilferechtlich ist es darüber hinaus möglich, die im internationalen Wettbewerb befindlichen energieintensiven Industrien nach dem Modell der Strompreiskompensation im EU-Emissionshandel zu kompensieren. Eine solche Kompensation für energieintensive Industrien wäre europarechtlich hingegen nicht möglich, wenn die Emissionsreduktion im Stromsektor ohne CO₂-Mindestbepreisung und ausschließlich durch politisch induzierte Kohlekraftwerksstilllegungen umgesetzt würde.

Zentrale Ergebnisse und Empfehlungen des WWF

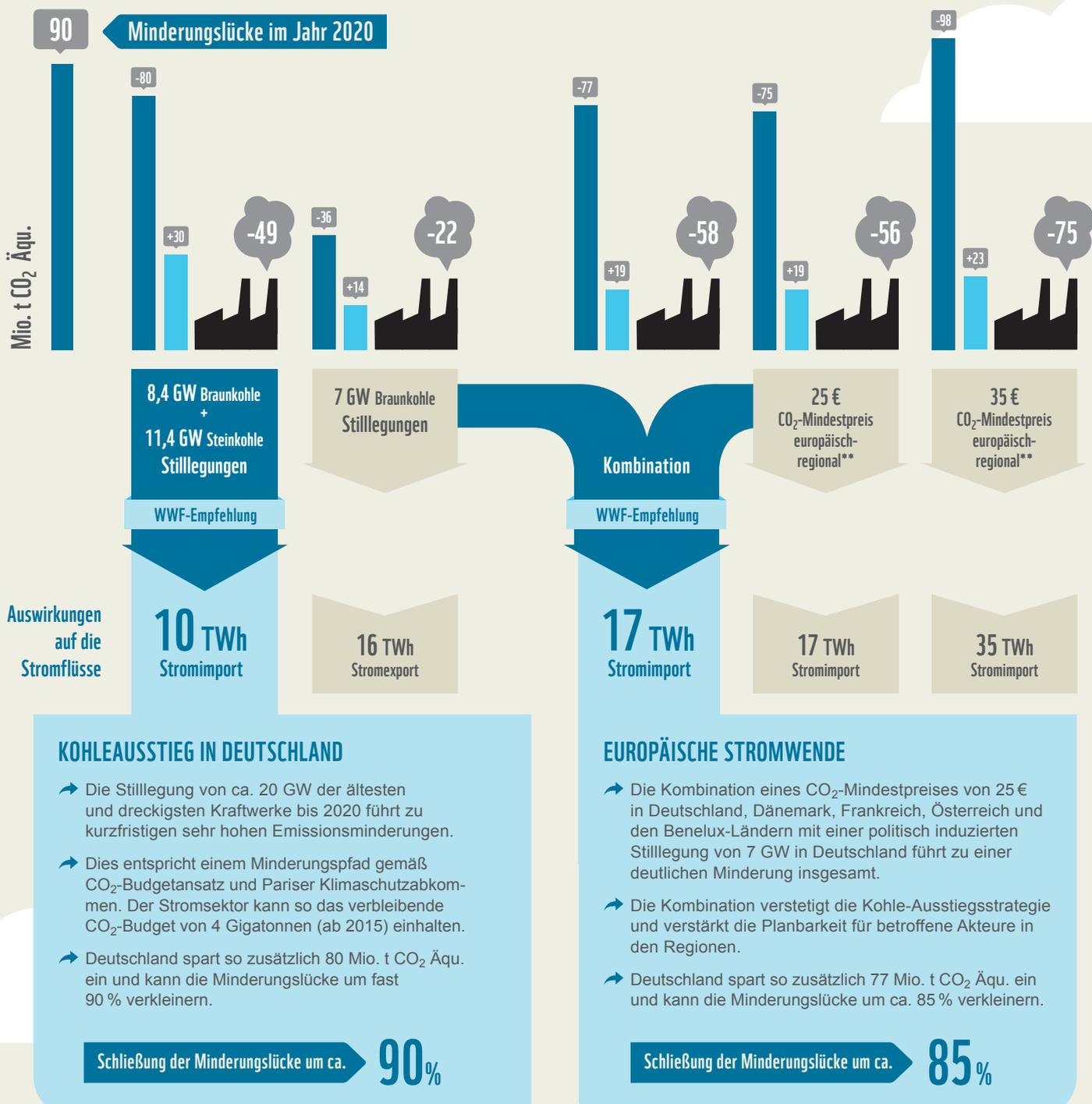
CO₂-Mindestpreis für den Stromsektor: ein zusätzliches Instrument für den Kohleausstieg

Seit 2009 sinkt Deutschlands CO₂-Ausstoß nicht. Um die – im Koalitionsvertrag erneut bekräftigten – Klimaziele der Bundesregierung zu erreichen, braucht es zusätzliche Maßnahmen und Instrumente. Andernfalls wird das 40%-Minderungsziel im Jahr 2020 um 90 Millionen Tonnen verfehlt („Minderungslücke“). Der EU-Emissionshandel wird trotz der jüngsten Reform bis Mitte der 2020er-Jahre keine Lenkungswirkung entfalten. Der WWF spricht sich für eine Kombination von politisch induzierten Kohlekraftwerks-Stilllegungen mit der Einführung eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland und weiteren europäischen Ländern aus, um die CO₂-Emissionen kurzfristig zu reduzieren und das 40%-Minderungsziel zu erreichen.

■ CO₂-Einsparungen in Deutschland ggü. BAU*

■ CO₂-Anstieg in Nachbarländern ggü. BAU*

☁ CO₂-Netto-Einsparungen in der EU ggü. BAU*



*BAU = CO₂-Preis von 5,6€/t (historischer Wert für EUA-Futures für 2020 in den Monaten April bis September 2017) ** Deutschland, Dänemark, Frankreich, Österreich und die Benelux-Länder

Inhaltsverzeichnis

	Zusammenfassung	12
	Executive Summary	14
	Résumé	16
	Samenvatting	18
1	Einleitung und Hintergrund	20
2	Zielniveau für Emissionsreduktion im Stromsektor	24
3	Einordnung von CO ₂ -Preisniveaus	26
3.1	Die vier Hebel der CO ₂ -Emissionsminderung	26
3.2	Effekte verschiedener CO ₂ -Preisniveaus auf die Einsatzreihenfolge im deutschen Kraftwerkspark und die Deckung abbaubarer Fixkosten von Kraftwerk-Tagebau-Verbänden	28
4.	Szenariendefinition	30
4.1	Szenarien für die Modellanalysen	30
4.2	Brennstoff- und CO ₂ -Preise	31
5	Ergebnisse der Modellierung von CO ₂ -Mindestpreisen und Kapazitätsstilllegungen	34
5.1	Installierte Kapazitäten	34
5.2	CO ₂ -Emissionen in Deutschland	36
5.3	CO ₂ -Emissionen in Europa	38
5.4	Import-Export-Saldo	40
5.5	Börsenstrompreise	42
6	Ergebnisse der Modellierung von Kombinationsoptionen	43
6.1	Kombinationen aus Stilllegungen und Mindestpreisen	43
6.2	Installierte Kapazitäten	43
6.3	CO ₂ -Emissionen in Deutschland	45
6.4	CO ₂ -Emissionen in Europa	47
6.5	Import-Export-Saldo	49
6.6	Börsenstrompreise	50

7	Fiskalische Effekte und Auswirkungen auf Endverbraucherkosten	51
7.1	Einnahmen aus der zusätzlichen CO₂-Bepreisung in Deutschland	51
7.2	Kosteneffekte für die EEG-Umlage unterliegenden Endverbrauchsbereiche	53
7.3	Kompensation indirekter CO₂-Kosten für die stromintensiven Industrien	54
7.4	Kosteneffekte für die verschiedenen Verbrauchssegmente im Überblick	56
8	Wechselwirkungen mit dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union	59
9	Synthese und Schlussfolgerungen	62
10	Referenzen	68
10.1	Literatur	68
10.2	Daten	69
	Abbildungsverzeichnis	70
	Tabellenverzeichnis	71
	Anhang 1: Ergebnisse der zusätzlichen Stilllegungsszenarien	72
	Anhang 2: Detaillierte Ergebnisse der Modellierungen und zentrale Annahmen zu Kraftwerkskapazitäten und erneuerbarer Stromerzeugung im europäischen Ausland	76
	Anhang 3: Detaillierte Voranalysen zu den Effekten verschiedener CO₂-Preisniveaus	78
	Anhang 4: Modellbeschreibung und zentrale Parameter	90

Zusammenfassung

Angesichts der existierenden Lücke auf dem Weg zum nationalen Klimaziel von 40 % sowie mit Blick auf die längerfristigen Klimaziele (55 % für 2030, 70 % für 2040 und 80 bis 95 % bis 2050) sind in Deutschland zusätzliche Maßnahmen und Instrumente erforderlich, um die Minderungspotenziale des Stromsektors im Bereich der Kohlendioxid-(CO₂-)Emissionen auszuschöpfen. Bei einem Niveau der Treibhausgasemissionen von ca. 28 % (2017) unterhalb der Werte von 1990 klafft eine Lücke von ca. 12 Prozentpunkten zum Erreichen des 40 %-Ziels sowie von 27 Punkten auf dem Weg zum Ziel für das Jahr 2030 und mit Blick auf die deutschen Langfristziele. Die in den nächsten Jahren mit den beschlossenen Politiken und Maßnahmen zu erwartende Lückenschließung beläuft sich auf nur 4 bis 5 Prozentpunkte. Werden keine Regelungen ergriffen, um vor allem die Kohlestromproduktion zu begrenzen, werden bei einem weiterhin niedrigen CO₂-Preis die Emissionen des Stromsektors wie auch die CO₂-intensiven Nettostromexporte aus Deutschland auf hohem Niveau verharren. Damit würden einerseits die kurzfristigen Beiträge des Stromsektors zur Einhaltung des 40 %-Ziels nicht erbracht (Zielniveau für die Stromsektor-Emissionen von 200 bis 250 Millionen Tonnen [Mio. t CO₂]). Andererseits könnte der Stromsektor auch nicht ausreichend zur Einhaltung des mittelfristigen Klimaziels für 2030 beitragen (Emissionsniveau des Stromsektors von maximal 180 Mio. t CO₂).

Die quantitativen Analysen eines in Deutschland bzw. im zentral-westeuropäischen Regionalmarkt (CWE-Region) unilateral eingeführten CO₂-Mindestpreises für den Stromsektor führen für das Szenariojahr 2020, auch im Vergleich zu Ansätzen, die allein auf politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen abstellen, zu unterschiedlichen Ergebnissen:

- » Mit CO₂-Mindestpreisen in der Bandbreite von 15 bis 35 € je Tonne (€/t) lassen sich kurz- und mittelfristige Emissionsziele für den Stromsektor von 180 bis 250 Millionen Tonnen (Mio. t) CO₂ ebenso erreichen, wie das mit politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen in der Bandbreite von 7 Gigawatt Braunkohlekraftwerke bzw. mindestens 8-GW-Braunkohle- und mindestens 11-GW-Steinkohlekraftwerke möglich wäre.
- » CO₂-Mindestpreise führen durch den Abbau der Nettostromexporte aus Deutschland zu erhöhter Stromerzeugung und erhöhten CO₂-Emissionen im Ausland. Der gleiche Effekt ergibt sich bei politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen. Diese Verlagerungseffekte fallen bei einer Einführung des CO₂-Mindestpreises im Regionalmarkt deutlich geringer aus als bei einer nationalen Einführung (vor allem bei höheren Preisniveaus), bleiben aber auch geringer als für den Fall, dass Kraftwerke aus politisch induzierten Gründen stillgelegt werden. In jedem Fall ergeben sich bei einer gesamteuropäischen Betrachtung positive Emissionsminderungseffekte.
- » CO₂-Mindestpreise führen bei geringeren Preisniveaus (15 €/t CO₂) vor allem zu Stilllegungen von Steinkohlekraftwerken und erst bei mittleren Niveaus (25 €/t CO₂) zum marktgetriebenen Betriebsende von Braunkohlekraftwerken. Höhere Niveaus (35 €/t CO₂) bewirken bei einer rein nationalen Einführung einen deutlichen Rückgang der Braunkohlekraftwerkskapazitäten, nicht aber bei einem regionalmarktweiten Modell.
- » CO₂-Mindestpreise von 25 €/t CO₂ führen dazu, dass die Stilllegung von Erdgaskraftwerken vermieden wird. Bei diesem Preisniveau wird bei einer Umsetzung im Regionalmarkt die reduzierte Kohlestromerzeugung in Deutschland auch im Ausland nur durch Erdgaskraftwerke ersetzt.

- » Mit politisch induzierten oder über den CO₂-Mindestpreis vermittelten, marktgetriebenen Kraftwerksstilllegungen entsteht ein Bedarf an zusätzlicher Leistung bzw. entsprechender Nachfrageflexibilität. Die Größenordnungen liegen für den Zeithorizont 2020 bei 3 bis 8 GW bzw. längerfristig 5 bis 15 GW (abhängig jeweils vom Emissionsziel und vom Instrumentierungsansatz).
- » Kombinationsmodelle für CO₂-Mindestpreise und politisch induzierte Stilllegungen von Braun- und Steinkohlekraftwerken haben vor allem im Kontext niedriger CO₂-Mindestpreise (15 €/t CO₂) den Mehrwert höherer Emissionsminderungen. Bei moderaten bis hohen CO₂-Mindestpreisniveaus verbessern Kombinationsmodelle vor allem die Berechenbarkeit der Kapazitätsentwicklungen (auch für regionale Anpassungsstrategien) sowie die zeitliche Treffsicherheit der Emissionsminderungen.
- » Mit einem stetigen Wachstum des CO₂-Mindestpreises lässt sich die Berechenbarkeit der Anpassungsprozesse ebenfalls verbessern.
- » CO₂-Mindestpreise wie auch politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen verändern die Bilanz des grenzüberschreitenden Stromaustauschs. Regionalmarktweite CO₂-Mindestpreise und rein stilllegungsorientierte Ansätze bewirken hier (deutlich) geringere Veränderungen als eine reine nationale Einführung von Mindestpreisen.
- » Die Strompreiseffekte von CO₂-Mindestpreisen liegen für nationale und die regionalmarktweite Einführung auf ähnlichen Niveaus. Sie sind einerseits größer als bei allein auf politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen abzielenden Strategien mit ähnlichen Ergebnissen bei der Emissionsminderung. Andererseits können die Kosten für die Endverbraucher unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, der Kompensationsmöglichkeit indirekter CO₂-Kosten für die stromintensiven Industrien und möglichen Kompensationsmaßnahmen über die zusätzlichen Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung um 10 bis 15 % unter jene Kosten gedrückt werden, die sich bei reinen Stilllegungsstrategien (also ohne zusätzliche Einnahmen und ohne Kompensationsmöglichkeit indirekter CO₂-Kosten) ergeben.

Berücksichtigt man die Regelungen, die im Zuge der strukturellen Reform des Emissionshandelssystems der Europäischen Union (EU ETS) geschaffen wurden (Marktstabilitätsreserve, verschiedenen Lösungsmechanismen), so sind die durch einen CO₂-Mindestpreis erreichten Emissionsminderungen zusätzlicher Natur. Ein sog. „Wasserbetteffekt“ ist nicht zu erwarten.

Gleichzeitig bildet der zielführend ausgestaltete CO₂-Mindestpreis (signifikantes Einstiegsniveau, stetiger Anstieg im Zeitverlauf) eine flexible Ergänzung des EU ETS. Sobald sich im EU ETS wieder fundamentale Knappheiten abzeichnen oder einstellen, reduziert sich die zusätzliche Bepreisungsfunktion des Mindestpreises allmählich bzw. wird sie vom knappheitsbedingten Zertifikatspreis im EU ETS abgelöst. Damit kann der CO₂-Mindestpreis, insbesondere in Kombination mit politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen, erheblich dazu beitragen, dass die zur Erreichung der Emissionsminderungsziele notwendigen Anpassungsprozesse im Stromsektor sowie in den relevanten Regionen verstetigt und berechenbarer werden.

Executive Summary

Given the existing gap for Germany to achieve its 40% national climate target for 2020 and with a view to its long-term climate targets (55% for 2030, 70% for 2040 and 80% to 95% by 2050), additional measures and instruments are needed to sufficiently tap the carbon dioxide (CO₂) emission reduction potential of the electricity sector. With greenhouse gas emissions amounting to approx. 28% (2017) below 1990 levels, there is a gap of approx. 12 percentage points to meeting the 40% target for 2020 and 27 percentage points to the 2030 target; corresponding values also result for Germany's long-term climate targets. Gap filling of only 4 to 5 percentage points is expected in the next few years based on the policies and measures already adopted.

If further measures are not taken to limit coal-fired power production, the emissions of the electricity sector and the CO₂-intensive net electricity exports from Germany will remain at high levels since CO₂ prices are remaining low. As a result the electricity sector would not make short-term contributions to achieving the 40% target (the target allows for maximum emissions of 200 to 250 million tonnes of CO₂ for the electricity sector). In addition, the electricity sector would also not be able to make sufficient contributions to meeting Germany's 2030 climate target (which allows a maximum emission level for the electricity sector of 180 million t CO₂).

The quantitative analyses conducted on the implementation of a unilateral carbon floor price for the electricity sector in Germany or in the Central Western European region (CWE region) lead to differing results for the scenario year 2020, also compared to cases in which measures geared solely at policy-induced power plant shutdowns are taken:

- » Short- and medium-term emission targets for Germany's electricity sector of 180 to 250 million tonnes of CO₂ can be achieved with carbon floor prices in the range of € 15 to € 35 per tonne (€/t) as well as with policy-induced power plant shutdowns in the range of 7 gigawatts (GW) of lignite-fired power plants or at least 8 GW of lignite- and at least 11 GW hard coal-fired power plants.
- » Carbon floor prices lead to increased power generation and increased CO₂ emissions abroad due to the reduction in net electricity exports from Germany. The same effect occurs with policy-induced power plant shutdowns. These rebound effects are substantially lower when a carbon floor price is implemented in the regional market rather than on a national level (especially when high carbon prices are assumed); they are also lower than in the case of policy-induced power plant shutdowns brought about on a large scale. From a pan-European perspective there are, however, positive emission reduction effects in all cases.
- » Lower carbon floor prices (15 €/t CO₂) result in the shutdown of hard coal-fired power plants and, when carbon floor prices are medium-level (25 €/t CO₂), also in the market-driven shutdown of lignite-fired power plants. Higher carbon floor prices (35 €/t CO₂) cause a further significant decrease in lignite-fired power plant capacities if the carbon price floor is implemented only in Germany; this effect does not occur if it is introduced in the regional market.
- » Carbon floor prices of 25 €/t CO₂ mean that a substantial shutdown of natural gas-fired power plants is avoided. When implemented in the regional market, this carbon floor price results in reduced coal-fired power generation in Germany being replaced abroad only by natural gas-fired power plants.

- » Power plant shutdowns induced by policy or driven by the market via the carbon floor price bring about a need for additional firm capacity or for demand flexibility, amounting to 3 to 8 GW for 2020 and to 5 to 15 GW in the longer term (depending on the emission target and which instrument is used).
- » The advantage of combination models that implement both carbon floor prices and the policy-induced shutdown of lignite- and hard coal-fired power plants is that higher emission reductions can be achieved, especially in the context of low carbon floor prices (15 €/t CO₂). In the case of medium to high carbon floor prices, combination models above all improve the predictability of capacity developments (also for regional adaptation strategies) and increase the likelihood that emission reductions occur in time to meet the targets.
- » A steady growth path for the carbon price floor improves the predictability of adaptation processes.
- » Carbon floor prices and policy-induced power plant shutdowns change the balance of cross-border electricity imports and exports. Carbon floor prices implemented in the regional market and measures geared solely to power plant shutdowns reduce exports to a lesser extent than a carbon floor price implemented in Germany alone.
- » The electricity price effects of carbon floor prices have very similar levels when implemented nationally and in the regional market. Compared to measures aimed solely at policy-induced power plant shutdowns, which achieve similar results for emission reductions, the electricity price effects of carbon floor prices are greater. However, taking into account the interactions with the German Renewable Energy Sources Act, the ability to compensate electricity-intensive industries for indirect CO₂ costs and possible compensation measures via the additional revenues from carbon pricing, the cost effects for end users can be reduced by 10% to 15% below those that result for measures geared solely to power plant shutdowns (i.e. without additional revenues and without measures for compensating indirect CO₂ costs).

Finally it should be noted that, in consideration of the mechanisms created within the scope of the structural reform of the European Emissions Trading System (EU ETS) – market stability reserve, various cancellation mechanisms – the emission reductions achieved by a carbon price floor are of an additional nature. A “waterbed” effect is not expected.

If designed in a target-oriented way (with a significant entry level price and a steady increase over time), the carbon price floor functions as a flexible complement to the EU ETS. As soon as fundamental scarcities come about again in the EU ETS, the additional pricing function of the carbon floor price is gradually decreased or replaced by the scarcity-related allowance price in the EU ETS. As a result the carbon floor price, especially in combination with policy-induced power plant shutdowns, can make a substantial contribution to achieving the emission reduction targets in the electricity sector. This will increase the predictability of the necessary adaptation processes in the relevant regions.

Résumé

L'Allemagne a adopté des objectifs climatiques à l'horizon 2020 (réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40 % par rapport à 1990), ainsi que pour 2030 (-55 %), 2040 (-70 %) et 2050 (-80 à -95 %). Au regard de ces objectifs, d'autres mesures et instruments sont nécessaires en vue de tirer pleinement parti des potentiels de réduction des émissions de carbone (CO₂) dans le secteur de l'électricité. En 2017, les émissions de gaz à effet de serre avaient baissé de 28 % par rapport à 1990, laissant un écart avec l'objectif de 2020 (-40 %) d'environ 12 points de pourcentage ; cet écart est de 27 points par rapport à l'objectif 2030, avec des chiffres correspondants pour les objectifs à long terme. Suite aux politiques et aux mesures qui ont été décidées, on peut s'attendre dans les prochaines années à une diminution de cet écart ne dépassant pas 4 à 5 %. Si aucune disposition n'est prise, notamment afin de limiter la production d'électricité à partir du charbon, et si le prix du carbone continue d'être bas, les émissions du secteur de l'électricité ainsi que les exportations nettes d'électricité allemandes (très émettrices de CO₂) vont rester élevées. Ceci aurait pour effet, d'une part, que le secteur de l'électricité ne pourrait contribuer suffisamment à l'objectif de réduction de 40 % (l'objectif 2020 pour les émissions du secteur de l'électricité est de 200 à 250 millions de tonnes de CO₂). D'autre part, le secteur de l'électricité ne pourrait pas non plus contribuer de façon suffisante au respect de l'objectif climatique à l'horizon 2030 (niveau maximum d'émissions du secteur de l'électricité de 180 millions de tonnes de CO₂).

Les analyses quantitatives de l'introduction unilatérale d'un prix plancher du CO₂ pour le secteur de l'électricité sur le marché allemand ou sur le marché de l'Europe du Centre-Ouest (région CWE) fournissent pour l'année 2020 des résultats différents par rapport à une approche axée exclusivement sur la fermeture de centrales par décision politique.

- » Des prix plancher du CO₂ de 15 à 35 € par tonne permettent d'atteindre à court et à moyen terme des objectifs d'émissions de l'ordre de 180 à 250 millions de tonnes pour le secteur de l'électricité – un résultat également obtenu avec la fermeture de capacités de 7 GW de lignite, ou encore d'au moins 8 GW de lignite et d'au moins 11 GW de charbon.
- » Les prix plancher du CO₂ entraînent une augmentation de la production d'électricité hors Allemagne du fait de la diminution des exportations nettes d'électricité allemandes, et ont donc pour conséquence une augmentation des émissions de CO₂ à l'étranger. Le même effet résulte de la fermeture de centrales par décision politique. Ces effets de report sont nettement moins importants lorsque le prix plancher est introduit au niveau régional (surtout lorsque les niveaux de prix sont élevés); par ailleurs, ces effets sont également moins sensibles que si l'Allemagne décidait d'une fermeture de centrales à grande échelle par décision politique. Dans tous les cas, ces mesures entraînent une baisse des émissions à l'échelle européenne.
- » Les niveaux de prix bas (15 € par tonne de CO₂) ont essentiellement pour conséquence la fermeture de centrales au charbon; c'est uniquement à partir d'un niveau de prix moyen (25 € par tonne de CO₂) que les centrales au lignite se retirent du fait des contraintes du marché. Des niveaux de prix élevés (35 € par tonne de CO₂) entraînent un recul beaucoup plus important des capacités fournies par les centrales au lignite dans le cas d'une introduction au niveau national, ce qui n'est pas le cas dans le modèle régional.
- » Un prix plancher du CO₂ de 25 € permet d'éviter la fermeture de centrales au gaz naturel dans une large mesure; lorsque ce même prix est introduit au niveau régional, la diminution de la production d'électricité à partir du charbon en

Allemagne est compensée uniquement par des centrales au gaz naturel, aussi bien en Allemagne qu'à l'étranger.

- » Aussi bien la fermeture de centrales par décision politique que l'introduction d'un prix plancher de CO₂ entraînent un besoin supplémentaire en capacités garanties, ou en flexibilité de la demande. À l'horizon 2020, cela représente un ordre de grandeur de 3 à 8 GW ; à plus long terme, d'environ 5 à 15 GW (en fonction de l'objectif d'émissions visé et des instruments adoptés).
- » C'est principalement dans un scénario avec prix plancher bas que des modèles combinant prix plancher (de l'ordre de 15 € par tonne de CO₂) et fermeture de centrales revêtent une valeur ajoutée en termes de réductions d'émissions plus élevées. Avec des prix minimums de CO₂ modérés à élevés, de telles combinaisons ont surtout pour effet une meilleure prévisibilité de l'évolution des capacités d'électricité (permettant des stratégies d'adaptation régionales), ainsi qu'une plus grande probabilité d'atteindre les objectifs de réduction à temps.
- » Une courbe de croissance régulière du prix plancher du CO₂ permet également d'améliorer la prévisibilité des processus d'adaptation.
- » Aussi bien un prix plancher du CO₂ que la fermeture de centrales par décision politique ont un effet sur le bilan de l'échange transfrontalier d'électricité. Des prix plancher de CO₂ introduits au niveau régional et une approche exclusivement axée sur la fermeture de centrales ont un impact (beaucoup) moins important qu'une introduction de prix plancher au niveau national.
- » Les effets de prix plancher du CO₂ sur le prix de l'électricité sont très semblables, qu'ils soient introduits au niveau national ou régional. D'une part, ils sont plus importants par rapport à des stratégies de fermeture de centrales par décision politique (si on les compare aux stratégies de fermeture ayant des résultats similaires en termes de réduction des émissions). D'autre part, en prenant en compte diverses interactions – avec la loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG), avec la possibilité de compensation des coûts de CO₂ indirects pour les industries électro-intensives et avec d'éventuelles mesures de compensation supplémentaires financées par les revenus découlant de la tarification du CO₂ – les effets sur les coûts pour le consommateur final peuvent être estimés comme inférieurs de 10 à 15 % à ceux résultant de stratégies exclusivement axées sur la fermeture de centrales (donc sans revenus supplémentaires et sans possibilité de compensation des coûts indirects de CO₂).

Il est important de souligner que les réductions d'émissions générées par l'introduction d'un prix plancher du CO₂ viennent s'ajouter aux dispositions mises en place dans le cadre de la réforme structurelle du système d'échanges de quotas d'émissions de CO₂ de l'Union européenne (EU ETS): réserve de stabilité du marché et différents mécanismes d'annulation des quotas. Un effet de « vases communicants » est improbable.

Par ailleurs, un aménagement efficace du prix plancher du CO₂ (niveau de prix approprié, augmentation progressive dans le temps) constitue un complément judicieux au système d'échanges de quotas. Dès qu'une pénurie apparaît ou s'établit dans le cadre de ce système, la fonction du prix plancher diminue progressivement ou est remplacée dans l'EU ETS par le prix des certificats de CO₂ découlant de la pénurie. Un prix plancher du CO₂, en particulier s'il est combiné avec une fermeture de centrales par décision politique, peut ainsi contribuer de façon importante à atteindre les objectifs de réduction des émissions dans le secteur de l'électricité et à prévoir les processus d'adaptation nécessaires dans les régions concernées.

Samenvatting

In Duitsland moet een kloof gedicht moet worden om de landelijke klimaatdoelstelling van 40% emissiereductie tegen 2020 te realiseren, en de klimaatdoelstellingen op lange termijn (55% tegen 2030, 70% tegen 2040 en 80 tot 95% tot 2050) te respecteren. Hiervoor zijn aanvullende maatregelen en instrumenten nodig om het reductiepotentieel van de uitstoot van koolstofdioxide (CO₂) van de elektriciteitssector te realiseren. Zonder verdere maatregelen ter beperking van de elektriciteitsproductie uit steenkool blijven de uitstoot van de elektriciteitssector en de export van CO₂-intensieve elektriciteit uit Duitsland op een hoog niveau, want de CO₂ prijzen blijven laag. Als gevolg daarvan zou de elektriciteitssector op korte termijn niet bijdragen tot het bereiken van de 40%-doelstelling (de doelstelling staat de uitstoot van maximaal 200 tot 250 miljoen ton CO₂ (Mt CO₂) voor de elektriciteitssector toe). Bovendien zou de elektriciteitssector onvoldoende bijdragen tot de klimaatdoelstelling van Duitsland voor 2030 (die een uitstootniveau van maximaal 180 Mt CO₂ toestaat voor de elektriciteitssector).

De kwantitatieve analyses van de invoering van een unilaterale CO₂-minimumprijs voor de elektriciteitssector in Duitsland of in de centraal West-Europese regio (CWE-regio), komen tot verschillende resultaten voor het scenariojaar 2020 en werden ook vergeleken met maatregelen voor het beleidsmatig sluiten van bepaalde elektriciteitscentrales:

- » Emissiereductiedoelstellingen op korte en middellange termijn voor de Duitse elektriciteitssector van 180 tot 250 miljoen ton CO₂ kunnen worden bereikt met CO₂-minimumprijzen van 15 tot 35 € per ton (€/t), gecombineerd met beleidsmatige sluitingen van elektriciteitscentrales, van ongeveer 7 gigawatt (GW) bruinkoolcentrales, of enkel door beleidsmatige sluitingen van ten minste 8 GW bruinkoolcentrales en ten minste 11 GW steenkoolcentrales.
- » CO₂-minimumprijzen leiden buiten Duitsland tot een verhoogde elektriciteitsproductie en tot verhoogde uitstoot van CO₂, vanwege de netto afname van de export van elektriciteit uit Duitsland. Hetzelfde effect treedt op bij beleidsmatige sluitingen van elektriciteitscentrales. Dit verplaatsingseffect is duidelijk lager als een CO₂-minimumprijs op de regionale markt wordt toegepast – en niet op landelijk niveau (vooral als uitgegaan wordt van hoge minimumprijzen). Dit effect is ook lager bij het beleidsmatig sluiten van elektriciteitscentrales op ruime schaal. In alle gevallen zijn er op Europese schaal positieve resultaten op het vlak van van emissiereductie.
- » Lage CO₂-minimumprijzen (15 €/t CO₂) leiden tot de sluiting van steenkoolcentrales. Een gemiddeld prijsniveau (25 €/t CO₂) leidt tevens tot de marktgestuurde sluiting van bruinkoolcentrales. Een hoger prijsniveau (35 €/t CO₂) zorgt voor een duidelijke verdere afname van de capaciteit aan bruinkoolcentrales, wanneer de CO₂-minimumprijs alleen in Duitsland wordt ingevoerd. Dit effect treedt niet op als de CO₂-minimumprijs op de regionale markt wordt ingevoerd.
- » Een CO₂-minimumprijs van 25 €/t CO₂ betekent dat een significante sluiting van gasgestookte elektriciteitscentrales vermeden wordt. Bij invoering van een minimumprijs op de regionale markt zal de verminderde elektriciteitsproductie uit steenkool in Duitsland alleen vervangen worden door gascentrales in het buitenland.

- » Sluitingen van elektriciteitscentrales door een beleidsmatige of marktgestuurde CO₂-minimumprijs leiden tot de vraag naar aanvullend vermogen of naar flexibiliteit aan de vraagzijde. Dit komt neer op 3 tot 8 gigawatt tot 2020 en op 5 tot 15 gigawatt op lange termijn (afhankelijk van de emissiereductiedoelstelling en van welk instrument wordt toegepast).
- » Het voordeel van gecombineerde modellen – die zowel gebruik maken van CO₂-minimumprijzen als van beleidsmatige sluitingen van bruin- en steenkoolcentrales – is dat hogere emissiereducties bereikt kunnen worden (vooral in de context van lage CO₂-minimumprijzen (15 €/t CO₂)). Bij gemiddelde tot hoge CO₂-minimumprijzen verbeteren de gecombineerde modellen de voorspelbaarheid van de evolutie van de productiecapaciteit (en ook de regionale aanpassingsstrategieën). Dit vergroot de kans dat de uitstootreductie tijdig gerealiseerd zal worden om de doelstellingen te halen.
- » Een gestaag groeipad voor de CO₂-minimumprijs verbetert de voorspelbaarheid van transitieprocessen.
- » CO₂-minimumprijzen en beleidsmatige sluitingen van elektriciteitscentrales veranderen de import- en exportbalans van elektriciteit. CO₂-minimumprijzen toegepast op de regionale markt en beleidsmatige maatregelen gericht op sluitingen van elektriciteitscentrales verkleinen de export minder dan een CO₂-minimumprijs alleen toegepast in Duitsland.
- » De effecten op de elektriciteitsprijzen door CO₂-minimumprijzen – landelijk of regionaal toegepast – zijn van een vergelijkbaar niveau. Beleidsmatige sluitingen van elektriciteitscentrales bereiken vergelijkbare resultaten op het vlak van emissiereducties, terwijl de effecten op de elektriciteitsprijzen door CO₂-minimumprijzen groter zijn. Omwille van de wisselwerkingen met de Duitse Wet inzake hernieuwbare energiebronnen, en de mogelijkheid indirecte CO₂-kosten van industriële grootverbruikers te compenseren door middel van de extra inkomsten van de heffing op CO₂, kunnen de kosteneffecten voor de eindconsument 10 tot 15 % lager uitvallen dan bij beleidsmatige sluiting van elektriciteitscentrales (dus zonder extra inkomsten en zonder mogelijkheid tot compensatie van indirecte CO₂-kosten).

Let wel: gezien de maatregelen die genomen werden in het kader van de structurele hervorming van de EU-richtlijn voor de emissiehandel (EU ETS) (marktstabiliteitsreserve, verschillende mechanismes voor verwijdering van emissierechten) zijn de emissiereducties bereikt door een CO₂-minimumprijs aanvullend van karakter. Een “waterbed” effect is dus niet te verwachten.

De CO₂-minimumprijs werkt als een flexibele aanvulling op het EU ETS, indien deze doelgericht ontworpen wordt (dus met een betekenisvolle minimum aanvangsprijs en een gestage stijging in de loop van de tijd). Van zodra in het EU ETS zich een fundamentele schaarste aan uitstootrechten aftekent, wordt de functie van de aanvullende CO₂-minimumprijs geleidelijk verlaagd, ofwel vervangen door de stijgende marktprijs van emissierechten in het EU ETS. Op die manier kan de CO₂-minimumprijs, vooral in combinatie met beleidsmatige sluitingen van elektriciteitscentrales, een belangrijke bijdrage leveren aan het halen van de doelstellingen van emissiereductie in de elektriciteitssector. Als gevolg daarvan worden de noodzakelijke transitieprocessen in de betrokken regio's beter voorspelbaar.

1 Einleitung und Hintergrund

Die deutsche Klimaschutz- und Energiepolitik basiert auf einem Zielraster für den Ausstoß von Treibhausgasen, nach dem die Emissionen, jeweils im Vergleich zu den Niveaus von 1990, bis zum Jahr 2020 um 40 %, bis 2030 um 55 %, bis 2040 um 70 % sowie bis zur Mitte des Jahrhunderts um 80 bis 95 % reduziert werden sollen (BMUB 2016). Nach aktuellen Schätzungen wird das Ziel für 2020 ohne gravierende zusätzliche Anstrengungen deutlich verfehlt. Überdies fehlt es noch an Rahmenbedingungen, die helfen, die Zielerreichung für 2030 und danach hinreichend robust abzusichern.

Beim derzeitigen Niveau der Treibhausgasemissionen von ca. 28 % (2017) unterhalb der Werte von 1990 verbleibt eine Lücke von ca. 12 Prozentpunkten zur Erfüllung des 40 %-Ziel sowie von 27 Punkten zum Ziel für das Jahr 2030 und entsprechende Werte mit Blick auf die deutschen Langfristziele. Die in den nächsten Jahren mit den beschlossenen Politiken und Maßnahmen zu erwartende Lückenschließung beläuft sich nur auf 4 bis 5 Prozentpunkte (Matthes 2018).

Der Stromsektor spielt für alle Zeithorizonte der klimapolitischen Ziele eine besondere Rolle. Er repräsentiert einerseits mit einem aktuellen Anteil von 39 % an den gesamten Treibhausgasemissionen unter den verschiedenen Quellbereichen jenen Sektor, mit dem Deutschland zur Klimaveränderung am stärksten beiträgt. Andererseits kommt der Elektrifizierung und damit dem Stromsektor aber auch mit Blick auf das Ausmaß der notwendigen Emissionsminderungen in den anderen Sektoren (Verkehr, Wärme, Industrie) eine entscheidende Rolle zu. Eine vollständige und frühzeitige Dekarbonisierung des Stromsektors bildet damit ein entscheidendes Element jeglicher ambitionierten Emissionsminderungsstrategien. Die aktuellen Entwicklungen der Treibhausgas-, d. h. vor allem der CO₂-Emissionen im Stromsektor bleiben jedoch deutlich hinter den Notwendigkeiten zurück. Zwar ist der Anteil der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen in den letzten Jahren deutlich gewachsen. Emissionsminderungseffekte sind jedoch weitgehend ausgeblieben, da die Erzeugung CO₂-intensiver (Kohle-) Kraftwerke nicht entsprechend gesunken ist, sondern eher die emissionsarme (Erdgas-)Stromerzeugung im In- und Ausland verdrängt hat. Zudem sind die (CO₂-intensiven) Stromexporte aus Deutschland in den letzten Jahren massiv angestiegen, sodass sich insbesondere in den nationalen Bilanzgrenzen Deutschlands nur völlig unzureichende Emissionsminderungen ergeben haben.

Zusätzlich befindet sich das Emissionshandelssystem der Europäischen Union (*European Union Emission Trading System* – EU ETS), dem eine zentrale Rolle für die Emissionsminderungsstrategien im Stromsektor zugedacht worden war, nach wie vor in einer tiefen Krise. Die wird verursacht von massiven Überschüssen an Emissionszertifikaten, die mit den bisher ergriffenen Maßnahmen allenfalls langfristig abgebaut werden können. Die aktuell beschlossenen Maßnahmen zur strukturellen Reform des EU ETS markieren zwar wichtige Schritte zur strukturellen Modernisierung des Systems. Sie bleiben jedoch mit Blick auf die Überschusskrise des Systems und die damit fehlenden Lenkungswirkungen hinter den Notwendigkeiten zurück. An den Handelsplätzen für CO₂-Zertifikate werden Verträge für Terminlieferungen bis in die zweite Hälfte des kommenden Jahrzehnts zu Preisen gehandelt, die nicht auf die notwendige fundamentale Knappheit schließen lassen. Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass sich das nächste Handlungsfenster für weitere Modernisierungsmaßnahmen im Bereich des EU ETS erst in einigen Jahren wieder öffnet und die Implementierung dann ggf. ergriffener Maßnahmen weitere Zeit in Anspruch nehmen wird, rücken andere Instrumentierungsansätze zur Sicherstellung notwendiger Emissions-

minderungen im Stromsektor für die nächste Dekade in den Vordergrund. Die entsprechenden Debatten haben sich in jüngster Zeit vor allem auf unterschiedliche Instrumente konzentriert, die unmittelbar auf die Stilllegung von Braunkohle- bzw. Steinkohlekraftwerken (politisch induzierte Stilllegungen) abstellen.

Auch andere EU-Staaten sind mit der Situation konfrontiert, dass es einerseits erheblichen Handlungsdruck gibt und dass andererseits im aktuellen politischen Kontext und vor allem mit kurzfristiger Wirkung keine hinreichend wirksamen Maßnahmen zur Emissionsminderung im EU-Rahmen geschaffen oder harmonisiert werden können. Im Unterschied zur Debatte in Deutschland ist hier ein starker Fokus auf Maßnahmen zu beobachten, die den EU ETS im Bereich der CO₂-Bepreisung ergänzen:

- » Großbritannien hat am 01.04.2013 eine Erhöhung der *Climate Change Levy* (einer Brennstoffsteuer) für die Stromerzeugung eingeführt, der im Zeitverlauf ansteigt und der effektiv wie ein Mindestpreis des EU ETS wirkt bzw. auch als solcher deklamiert wird. Der zusätzliche Preis betrug in 2013 £4.9 (ca. 5,5 €) pro Tonne CO₂ (t CO₂) und wurde im April des Folgejahres auf £9.6 (ca. 11 €) pro t CO₂ angehoben (Hirst 2018).¹ Seit April 2015 gilt der zusätzliche Preis von £18.1 (etwa 20 €).
- » Die neue Regierung in den Niederlanden hat im Koalitionsvertrag (VVD et al. 2017) die Einführung eines CO₂-Mindestpreises von 18 €/t ab 2020 beschlossen. Dieser soll bis 2030 auf bis zu 43 €/t steigen.
- » Die französische Regierung hat für die nicht vom EU ETS erfassten Sektoren massive und im Zeitverlauf steigende CO₂-Preisauflagen eingeführt (DFBEW 2018) und mehrfach angeboten, einen CO₂-Mindestpreis für die verbleibenden Sektoren im Verbund von Frankreich, Deutschland und anderen Staaten einzuführen (Macron 2017).

Im Januar 2018 haben die französische Nationalversammlung und der Deutsche Bundestag die Élysée-Vertrags-Resolution verabschiedet (BT 2018). Hiermit werden die französische und die deutsche Regierung aufgefordert, „ihre enge Zusammenarbeit bei der Umsetzung des Pariser Klimaschutzabkommens von 2015 und der Verpflichtungen des „One Planet Summit“ von 2017 fortzusetzen und gemeinsame Initiativen insbesondere zum CO₂-Preis vorzuschlagen“.

Die Beispiele aus den europäischen Nachbarländern verdeutlichen zwei Aspekte: Erstens sind die konkret umgesetzten oder anvisierten Maßnahmen tendenziell national angelegt und zweitens liegen die Schwerpunkte der den Stromsektor betreffenden Politikinstrumente deutlich stärker im Bereich der CO₂-Bepreisung (auch wenn z. B. in den Niederlanden eine deutlich größere Bandbreite von Instrumenten diskutiert wurde).

Die Verfolgung und Erreichung nationaler Minderungsziele steht jedoch nicht nur wegen EU-weiter Instrumente vor massiven Herausforderungen. Nationale Klimaschutzpolitik, insbesondere wenn sie auf Bepreisungsinstrumente abstellt, ist auch mit den Effekten des grenzüberschreitenden Stromaustauschs konfrontiert.

¹ Die Umrechnung von Britischem Pfund in Euro erfolgte mit dem Wechselkurs vom 15.02.2018.

So ist die tendenzielle Stagnation der CO₂-Emissionen in Deutschland unter anderem durch den massiven Anstieg der Stromexporte aus Deutschland in die Nachbarstaaten zu erklären. Wenn die Stromerzeugung in Deutschland wegen eines noch immer überwiegend kohlebasierten Kraftwerksparks sowie niedriger Kohle-, hoher Erdgas- und niedriger CO₂-Preise im Vergleich zu den Nachbarstaaten massive Kostenvorteile (auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten) hat, führt dies naturgemäß zu steigenden Exporten und gleichzeitig – im Vergleich zur kontrafaktischen Entwicklung und ggf. auch absolut – zur Erhöhung der CO₂-Emissionen in Deutschland. Gleichzeitig entsteht auch eine Minderung der CO₂-Emissionen im Ausland. Ein negativer Nettoeffekt ergibt sich dann, wenn im Ausland – wie ganz überwiegend der Fall – weniger CO₂-intensive Erzeugungsoptionen verdrängt werden.

Ähnliche Effekte könnten sich für die jeweiligen Länder in unterschiedlichen Richtungen auch dann ergeben, wenn zusätzliche Mechanismen zur CO₂-Bepreisung in einzelnen Ländern isoliert eingeführt werden. Diese Herausforderungen können jedoch nur begrenzt auf abstrakter Ebene adressiert werden. Für robuste politische Handlungsansätze bedarf es auch der quantitativen Eingrenzung und Bewertung der verschiedenen Wirkungsmechanismen.

Um die Datenbasis für einen rationalen Diskurs zu verbessern, werden in der hier vorgelegten Studie vier Entwicklungswege quantitativ untersucht, die auf der Suche nach zusätzlichen Emissionsminderungen im Stromsektor verfolgt werden können:

- » die unilaterale Einführung eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland;
- » die Einführung eines CO₂-Mindestpreises in einer Gruppe von Staaten, die über den zentral-westeuropäischen (*Central-Western European* – CWE) Strom-Regionalmarkt verbunden sind;
- » eine Abkehr von ergänzenden Maßnahmen der CO₂-Bepreisung und Konzentration auf Kraftwerksstilllegungen in Deutschland sowie
- » entsprechende Kombinationsansätze.

Die konkrete Umsetzungskonzeption eines CO₂-Mindestpreises für Deutschland bzw. im CWE-Regionalmarkt sowie die entsprechenden rechtlichen und politischen Restriktionen waren nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Ausgangspunkt der Überlegungen zur Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises wie auch der Kostenbewertungen war jedoch, dass die Einführung eines Mindestpreises über einen Reservepreis in den Auktionen des EU ETS im hier relevanten Zeitraum nicht möglich sein wird. Dafür wäre eine Änderung der EU ETS-Richtlinie notwendig, die allenfalls für den mittelfristigen Zeithorizont und mit unsicheren Erfolgsaussichten umgesetzt werden könnte. Daher wurde die Arbeitshypothese aufgestellt, dass eine Umsetzung analog zum britischen *Carbon Support Price* (CPS) erfolgen würde. Dort wird der zum Ausgleich zwischen dem CO₂-Mindestpreis (*Carbon Price Floor* (CPF)) und dem aktuellen Zertifikatspreis im EU ETS notwendige zusätzliche CO₂-Preis über die Energiebesteuerung umgesetzt (Hirst 2018). Die Höhe der Energiesteuersätze für die zur Stromerzeugung eingesetzten Brennstoffe wäre nach deren CO₂-Gehalt zu differenzieren und in regelmäßigen Abständen anzupassen.

In einem ersten Analyseschritt wird der Untersuchungsrahmen eingegrenzt bzw. spezifiziert. Dies betrifft einerseits die Zielniveaus, auf deren Grundlage die Ergebnisse der Modellanalysen zu bewerten sind (Kapitel 2). Andererseits erfolgt eine Vor-Analyse der zu erwartenden CO₂-Emissionsminderungen mit Blick auf die unterschiedlichen Mechanismen, mit denen CO₂-Emissionsminderungen im Stromsektor erzielt werden können (Kapitel 3).

Die Bandbreite der zu analysierenden Szenarien wird im Kapitel 4 definiert, ebenso wie die Spezifikation der Brennstoff- und CO₂-Preisannahmen für den Zeithorizont 2020. In einem ersten Analysegang werden verschiedene Varianten für die Einführung von CO₂-Mindestpreisen (national, Regionalmarkt) für verschiedene Preisniveaus mit Ansätzen verglichen, die allein auf politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen abstellen (Kapitel 5). Durchgeführt werden die numerischen Analysen mithilfe eines europaweiten Strommarktmodells, das den Kraftwerkseinsatz, den grenzüberschreitenden Stromaustausch wie auch marktgetriebene Kraftwerksstilllegungen abbildet. Der Ergebnisvergleich bezieht sich auf die CO₂-Emissionsniveaus in Deutschland und in den anderen Teilen Europa, die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten, die Strom-Außenhandelsbilanz sowie die Börsenstrompreise für Strom. In einem zweiten Analysegang werden Kombinationsmodelle aus CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen mit dem gleichen Vergleichsansatz untersucht (Kapitel 6).

Darauf aufbauend werden die Einnahmen aus den verschiedenen Mindestpreismodellen verglichen sowie die Effekte der unterschiedlichen Varianten für die Endverbrauchskosten eingeordnet, bei denen die Wechselwirkungen mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und die Kompensationsmöglichkeit indirekter CO₂-Kosten für stromintensive Industrien berücksichtigt werden (Kapitel 7).

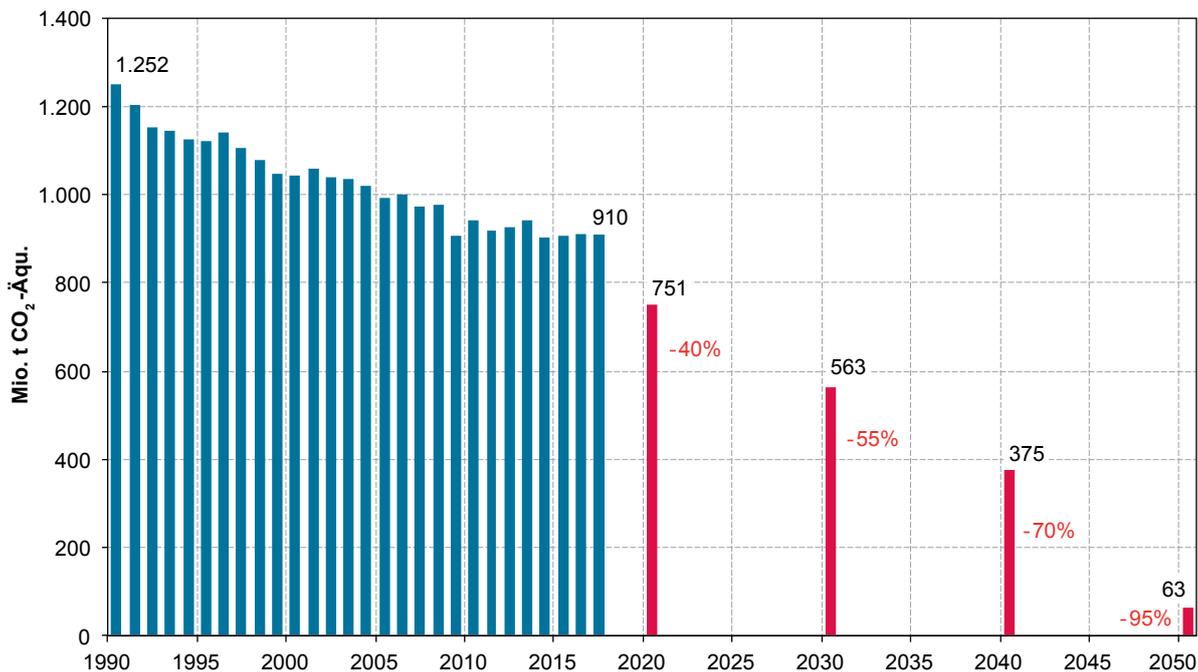
Abschließend werden die erzielbaren CO₂-Emissionsminderungen in der Wechselwirkung mit dem EU ETS eingeordnet (Kapitel 8) und zentrale Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen der Analysen gezogen (Kapitel 9).

Der Anhang enthält weitere Ergebnisse der Modellierungen, die umfassendere Dokumentation der Voranalysen zu den Effekten verschiedener CO₂-Preisniveaus, eine Beschreibung des verwendeten Modellinstrumentariums sowie die zentralen Parametrisierungsansätze für das Modell.

2 Zielniveau für Emissionsreduktion im Stromsektor

Abbildung 2-1 zeigt die historische Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland. Aktuell betragen die Emissionen etwa 910 Mio. t CO₂-Äquivalente (CO₂-Äqu.). Um die Emissionen auf 40 % unter das Niveau von 1990 zu mindern, ist es notwendig, die Emissionen auf ca. 750 Mio. t CO₂ zu reduzieren. Die Emissionsminderungslücke im Vergleich zum Jahr 2017 beträgt also etwa 160 Mio. t CO₂-Äqu.

Abbildung 2-1: Deutsche Treibhausgas-Emissionen und langfristige Emissionsminderungsziele der Bundesregierung



■ Ziele Bundesregierung
 ■ THG-Emissionen
 Quellen: UBA (2018),
 AGEB (2018), Berechnungen
 des Öko-Instituts

Anmerkungen: Das letzte detaillierte Treibhausgasinventar für Deutschland liegt für das Jahr 2016 vor, für die Folgejahre wurden Schätzungen vorgenommen. Beim Zielniveau für 2050 wird der ambitioniertere Rand der bisher beschlossenen Ziel-Bandbreite für Deutschland gezeigt.

Bei realistischer Betrachtung muss ein Großteil der Emissionsminderung zur Schließung der Minderungslücke für das 40 %-Ziel vom Stromsektor erbracht werden, birgt doch der Stromsektor die größten relativ kurzfristig aktivierbaren Emissionsminderungspotenziale.

Nach vorläufigen Schätzungen betragen die Emissionen aller deutschen Kraftwerke (Stromsektor) im Jahr 2017 etwa 345 Mio. t CO₂. Je weniger Emissionsminderung die anderen Sektoren zur Erreichung des 40 %-Ziels beitragen, desto größer muss die Minderung im Stromsektor sein. Somit wurden, in Abhängigkeit von der erzielbaren Emissionsminderung in den anderen Sektoren, zwei unterschiedliche Zielniveaus betrachtet:

- » ein Zielniveau von 250 Mio. t CO₂ für den Stromsektor unter der Maßgabe, dass die anderen Sektoren ihre Treibhausgasemissionen um 50 Mio. t CO₂-Äqu. mindern werden;

- » ein Zielniveau von 200 Mio. t CO₂ für den Stromsektor² unter der Annahme, dass andere Sektoren keinen Beitrag zur zusätzlichen Emissionsminderung erbringen werden;

Außerdem wird in den folgenden Analysen auch noch ein Zielniveau von 180 Mio. t CO₂ untersucht. Dieses Zielniveau ergibt sich aus den Sektorzielen des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung für das Jahr 2030 (BMUB 2016). Für die Energiewirtschaft beträgt danach das Sektorziel 175 bis 183 Mio. t CO₂- Äqu. im Jahr 2030 und für die Industrie 140 bis 143 Mio. t CO₂-Äqu. im gleichen Zeitraum. Die Emissionen des Stromsektors entfallen größtenteils auf die Energiewirtschaft, zum Teil jedoch auch auf den Sektor Industrie (Anlagen der industriellen Kraftwirtschaft).

- » Das Strommarktmodell des Öko-Instituts bildet nicht die Energiewirtschaft ab (heißt: öffentliche Stromerzeugung, Raffinerien, Fernwärmewirtschaft etc.), sondern den Einsatz und die CO₂-Emissionen der Kraftwerksflotte insgesamt. Da die Abgrenzung der Kraftwerke in der (öffentlichen) Energieversorgung von jenen der Industrie nur mit vergleichsweise hohen Unsicherheiten prognostiziert werden kann (Veränderungen von Geschäftsmodellen, strategisches Verhalten etc.) und die Kraftwerke aus beiden Erzeugungssegmenten im gleichen Markt agieren, bildet die Ableitung eines eigenen Stromsektor-Ziels aus den Sektorzielen des Klimaschutzplans 2050 für die Energiewirtschaft und die Industrie einen sinnvollen und robusten Ansatz.
- » Auf der Grundlage des Klimaschutzplans 2050 wurde in vorherigen Analysen des Öko-Instituts ein solches Sektorziel für das Jahr 2030 in Höhe von 180 bis 188 Mio. t CO₂ abgeleitet, wobei im Folgenden der untere Rand dieser Bandbreite, also ein Zielniveau von 180 Mio. t CO₂ zugrunde gelegt wurde.³ Dieses Emissionsziel für die Kraftwerke bezieht sich nur auf die CO₂-Emissionen.⁴

Es bleibt jedoch darauf hinzuweisen, dass mit einem Emissionsniveau von 180 Mio. t CO₂ im Jahr 2030 ein mit dem 2-Grad-Limit kompatibles Emissionsbudget für den Stromsektor nicht mehr einzuhalten wäre. Dieses von WWF (Öko-Institut & Prognos 2017) und anderen (SRU 2017)⁵ formulierte Budget von maximal 4 Milliarden Tonnen (Mrd. t) CO₂ (kumulierte Emissionen ab Beginn des Jahres 2015) wäre bei linearer Minderung des heutigen Emissionsniveaus (ca. 345 Mio. t) auf 180 Mio. t im Jahr 2030 bereits im Jahr 2028 aufgebraucht.

2 Ein Zielniveau von 180 Mio. t CO₂ für den Stromsektor im Jahr 2020 wäre auch konsistent mit dem langfristigen CO₂-Budget des Stromsektors, um das Zwei-Grad-Limit einzuhalten (Öko-Institut und Prognos 2017).

3 Diese Ableitung basiert auf früheren Arbeiten zur Untersetzung der deutschen Klimaschutzziele (Klimaschutzszenario KS80 der zweiten Modellierungsrunde zum Projekt Klimaschutzszenarien 2050.) Die Ableitung ist im Kapitel 3.1. bei Öko-Institut et al. (2017) dokumentiert.

4 Das Ziel für die Kraftwerke wird hier nur für die CO₂-Emissionen angegeben, da in den meisten Strommarktmodellen auch nur die CO₂-Emissionen abgebildet und auch im EU-Emissionshandel für die Kraftwerke nur die CO₂-Emissionen erfasst werden. Würde man zusätzlich noch die Methan (CH₄-) und Lachgas- (N₂O) Emissionen der Kraftwerke berücksichtigen, würde das Ziel für 2030 etwa 4 bis 5 Mio. t CO₂-Äqu. höher ausfallen. Hier wären dann im Übrigen auch die CH₄-Emissionen der Biogasanlagen mit enthalten.

5 Der SRU beziffert nicht für den Stromsektor, sondern für die Energiewirtschaft ein mit dem Zwei-Grad-Limit-kompatibles Budget von 3 Gt CO₂.

3.1 Die vier Hebel der CO₂-Emissionsminderung

Emissionsminderungen im Stromsystem (wie auch ganz allgemein) können über vier verschiedene

Effekte erfolgen. Die können gemeinsam oder einzeln sowohl über Bepreisungsinstrumente als auch durch Alternativen adressiert werden:

1. Emissionsminderungen durch den CO₂-optimierten Einsatz der unterschiedlichen Produktionseinheiten (*Clean Dispatch*): Der Betrieb des vorhandenen Anlagenparks wird so verändert, dass weniger CO₂-intensive Anlagen höher und CO₂-intensive Anlagen weniger ausgelastet werden. Es gibt nicht viele Alternativen zu Bepreisungsinstrumenten, die die Betriebskosten-Relationen der verschiedenen Anlagen verändern. Eine dieser wenigen Alternativen wäre die ordnungsrechtliche Begrenzung der Auslastung CO₂-intensiver Anlagen.
2. Emissionsminderungen durch die beschleunigte Außerbetriebnahme CO₂-intensiver Anlagen: Wenn CO₂-intensive Anlagen aus dem Markt gedrängt werden, kommt es zwangsläufig zu Emissionsminderungen. Die Größenordnung der Emissionsminderungen im Gesamtsystem hängt jedoch auch davon ab, welche Anlagen die ausfallende Produktion stillgelegter Anlagen ersetzen. Bepreisungsinstrumente können die Außerbetriebnahme CO₂-intensiver Anlagen beschleunigen, indem sie die Deckungsbeiträge (d. h. die Differenz zwischen den Erlösen und den kurzfristigen Betriebskosten wie Brennstoffe oder CO₂-Preise) auf die abbaubaren fixen Betriebskosten dieser Anlage (Personal, Wartung und Instandhaltung etc.) unter den Wert drücken, der zur längerfristigen Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebs benötigt wird. Der Zeitpunkt, an dem die abbaubaren fixen Betriebskosten effektiv vermieden werden können (Personalabbau, Vermeidung größerer Wartungsarbeiten), bestimmt dann auch den Zeitpunkt der Anlagenstilllegung. Den Bepreisungsinstrumenten steht jedoch mit Blick auf beschleunigte Anlagenstilllegungen ein relativ großes Portfolio alternativer Instrumentenansätze (Ordnungsrecht, Kompensationszahlungen etc.) gegenüber.
3. Emissionsminderungen durch beschleunigten Zubau emissionsarmer Neuanlagen: In Kombination mit der beschleunigten Außerbetriebnahme CO₂-intensiver Anlagen – ggf. aber auch ohne diese – können emissionsarme Neuanlagen erhebliche CO₂-Emissionsreduktionen bewirken. Voraussetzung dafür ist, dass durch die entsprechenden Rahmenbedingungen verbesserte Bedingungen für die Refinanzierung von Investitionen entstehen (Absicherung von Deckungsbeiträgen auf die Kapitalkosten). Ansätzen der CO₂-Bepreisung stehen hier die ganze Bandbreite von Finanzierungsmechanismen für Neuinvestitionen und zumindest teilweise auch ordnungsrechtliche Rahmenbedingungen gegenüber.
4. Emissionsminderungen durch Veränderungen der (relativen) Produktpreise und dadurch veränderte Verbrauchsmuster (*Downstream*-Effekte): Wenn durch veränderte Rahmenbedingungen mehr Produkte nachgefragt werden, deren Her- bzw. Bereitstellung mit geringeren CO₂-Emissionsfrachten verbunden ist (Energieeinsparung, Materialsubstitution), können im Gesamtsystem erhebliche Emissionsminderungen erzielt werden. Bepreisungsansätze können hier Wirkung entfalten, wenn die Überwälzung der CO₂-Kosten in die Produktpreise ungehindert (d. h. ohne regulative oder durch das Marktumfeld erzwungene Restriktionen) möglich ist. CO₂-Bepreisungsansätze auf

der Inputseite stehen hier Bepreisungsinstrumenten auf der Produktseite (Stromsteuer, andere Produkt- oder Ressourcensteuern) sowie wiederum eine große Vielfalt ordnungsrechtlicher Mechanismen gegenüber.

Unter idealtypischen Voraussetzungen besteht einer der großen Vorteile von CO₂-Bepreisungsansätzen darin, dass alle vier Emissionsminderungshebel über ein einheitliches Preissignal optimiert werden können. Vor dem Hintergrund sehr unterschiedlicher Wirkungszeiträume (eher kurzfristig für *Clean Dispatch*, kurz- bis mittelfristig für beschleunigte Anlagenstilllegungen, langfristig für emissionsarme Neuanlage und mittel- bis langfristig für *Downstream*-Effekte) und der damit entstehenden Herausforderungen sowie diverser Marktunvollkommenheiten unter realweltlichen Bedingungen ist der Vorteil einer Gesamtoptimierung begrenzt.

Jenseits einer solchen – auf ökonomische Effizienz abstellenden – Einordnung wird jedoch auch deutlich, dass die Zahl der alternativen Regelungsmechanismen v. a. für die Emissionsminderungshebel des *Clean Dispatch* und der beschleunigten Anlagenstilllegungen sehr begrenzt ist und CO₂-Bepreisungsansätzen eine besondere Rolle zukommt. Vor diesem Hintergrund stehen diese beiden Minderungseffekte im Zentrum der hier dargestellten Analysen.

Eine differenzierte Betrachtung der unterschiedlichen Emissionsminderungshebel ist auch mit Blick auf die Frage von besonderer Relevanz, welche CO₂-Preisniveaus zu (erheblichen) Emissionsminderungen führen können. Wenn ein CO₂-Bepreisungsinstrument wie eine Mindestpreis-Regelung effektiv und in erheblichem Umfang zu zusätzlichen Emissionsminderungen beitragen soll, muss sie so parametrisiert werden, dass mit hinreichender Wahrscheinlichkeit auch die erwarteten Emissionsminderungen entstehen.

In einem den umfassenden Modellierungen vorgeschalteten Analysegang werden daher die unterschiedlichen Emissionsminderungshebel näher betrachtet und die Größenordnungen bzw. Bandbreiten von CO₂-Preisen eingegrenzt, die der Anforderung signifikanter zusätzlicher Emissionsminderungen genügen.

Die zentralen Herausforderungen bestehen dabei zunächst darin, dass mit dem EU ETS die jeweils kostengünstigsten, eher kurzfristig verfügbaren Emissionsminderungen identifiziert werden. Mit Blick auf die mit dem EU ETS adressierten Vermeidungskosten hat sich in den vergangenen Jahren Erhebliches verändert (z. B. im Bereich der Energiepreise). Gerade der ETS als responsives Bepreisungsinstrument soll auf solche variablen Umfeldbedingungen reagieren. Eine nähere Betrachtung des zuletzt sehr dynamischen Energiemarktumfelds kann robuste Erkenntnisse über die Bandbreite zukünftiger Entwicklungen liefern und geben als solche wichtige Anhaltspunkte bei den Analysen zur Ergänzung des EU ETS durch einen Mindestpreis.

Auch muss darauf hingewiesen werden, dass ex ante durchgeführte Analysen Marktergebnisse nicht ersetzen, sondern immer nur grob einordnen können.

3.2 Effekte verschiedener CO₂-Preisniveaus auf die Einsatzreihenfolge im deutschen Kraftwerkspark und die Deckung abbaubarer Fixkosten von Kraftwerk-Tagebau-Verbänden

CO₂-Emissionsminderungen durch einen *Clean Dispatch* resultieren aus dem Wechsel der Einsatzreihenfolge von Kraftwerken (*Merit Order*), die sich durch CO₂-Preise als variable Produktionskosten ergeben.

Die historische Entwicklung der Brennstoffwechselkosten für ausgewählte Kraftwerksklassen sowie die Veränderungen der Einsatzreihenfolge (*Merit Order*) im deutschen Kraftwerkspark werden im Anhang 3 diskutiert.

Mit Blick auf die historischen Entwicklungen und das aktuell absehbare Brennstoffpreisumfeld lassen sich folgende Einordnungen vornehmen:

- » Effektive CO₂-Preise in der Größenordnung von 15 bis 20 €/t CO₂ dürften allein über den Emissionsminderungshebel des *Clean Dispatch* nur geringfügige Emissionsminderungen bewirken.
- » Bei Preisniveaus ab 25 €/t CO₂ beginnen alte Steinkohle- und neue Erdgaskraftwerke ihre Rangfolge in der *Merit Order* zu ändern. Die kurzfristigen Grenzkosten der Braunkohlekraftwerke (von etwa 10 €/MWh auf über 30 €/MWh) steigen zwar deutlich an, liegen jedoch unter den kurzfristigen Grenzkosten der Steinkohlekraftwerke und führen dazu, dass sich die Position der Braunkohleverstromung in der Abrufreihenfolge des Strommarkts nicht verändert.
- » Bei einem CO₂-Preisniveau von 35 €/t CO₂ rücken Erdgaskraftwerke in der *Merit Order* verstärkt vor Steinkohlekraftwerke. Ein entsprechender Wechsel in der Abrufreihenfolge für Braunkohle und Steinkohle ergibt sich nicht. Die kurzfristigen Grenzkosten der Braunkohlekraftwerke nähern sich aber denen der Steinkohlekraftwerke deutlich an.
- » Emissionsminderungen, die mit dem Zielpfad für 2050 vereinbar sind, können bei alleiniger Betrachtung der *Clean-Dispatch*-Effekte eher bei Mindestpreisen oberhalb der 35 €/t CO₂ erwartet werden.

Eine rein statische Betrachtung der Veränderungen im Stromsystem durch veränderte CO₂-Bepreisung reicht nicht aus. Neben der Position in der *Merit Order*, die im Wesentlichen über die Jahresauslastung der Kraftwerksblöcke entscheidet, ist zu berücksichtigen, ob die Kraftwerke im jeweiligen Kosten- und Preisumfeld ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaften können, um ihre fixen Betriebskosten zu decken. Die Deckungsbeiträge ergeben sich einerseits aus der Differenz von Brennstoff- und CO₂-Kosten sowie aus den Erlösen im Strommarkt, die sich durch veränderte CO₂-Preise und andere Faktoren verändern.

Dies gilt allgemein, ist aber für den Bereich der Braunkohleverstromung von besonderem Interesse, werden doch Braunkohlekraftwerke und Braunkohletagebau ganz überwiegend von integrierten Unternehmen im Verbund betrieben. Damit müssen die Kostenstrukturen von Braunkohleverstromung und -förderung integriert betrachtet werden. Damit das Kraftwerk weiter betrieben werden kann, müssen aus den Deckungsbeiträgen der Stromerzeugung nicht nur die (abbaubaren) fixen Betriebskosten des Kraftwerks, sondern auch die (abbaubaren) fixen Betriebskosten des Tagebaus (Personal, Umsetzungen von Förderanlagen, Neuaufschluss von Tagebaufelder etc.) gedeckt werden.

In der Gesamtsicht der Kostenstrukturen von Braunkohlekraftwerken und -tagebauen einerseits und der Preisveränderungen im Großhandelsmarkt ergibt sich für ältere Braunkohlekraftwerke bei unterschiedlichen CO₂-Preisniveaus die folgende Situation⁶:

- » Bei einem effektiven CO₂-Preis von 15 € wird das zur mittelfristigen Deckung der abbaubaren fixen Betriebskosten des Tagebaus erforderliche Niveau unterschritten. Die kurzfristiger abbaubaren fixen Betriebskosten werden mehr als gedeckt wie auch die abbaubaren Fixkosten des Kraftwerksblocks.
- » Bei einem effektiven CO₂-Preis von 25 € werden die zur mittelfristigen Deckung der abbaubaren Fixkosten im Tagebau erforderlichen Deckungsbeiträge noch stärker unterschritten. Die kurzfristiger abbaubaren fixen Tagebau-Betriebskosten werden jedoch nur noch knapp gedeckt wie auch die abbaubaren Fixkosten des Kraftwerksblocks.
- » Bei einem effektiven CO₂-Preis von 35 € bleibt das zur mittelfristigen Deckung der abbaubaren Tagebau-Fixkosten notwendige Niveau der Deckungsbeiträge um über die Hälfte unterdeckt. Die kurzfristiger abbaubaren fixen Betriebskosten können ebenfalls nicht mehr erwirtschaftet werden, hingegen noch vollständig die abbaubaren Fixkosten des Kraftwerksblocks.

Eine entsprechende Analyse mit Blick auf die neuen Braunkohlekraftwerke sowie die angeschlossenen Tagebaue führt zu folgenden Ergebnissen:

- » Bei einem effektiven CO₂-Preis von unter 35 € können die abbaubaren fixen Betriebskosten von Kraftwerk und Tagebaufeld jeweils gedeckt werden.
- » Bei effektiven CO₂-Preisen von über 35 € werden zunächst die abbaubaren fixen Betriebskosten des Tagebaufeldes nicht mehr gedeckt.

Bei Preisniveaus von über 15 €/t CO₂ gibt es damit keine mittelfristige Perspektive für ältere Braunkohlekraftwerksblöcke und die angeschlossene Tagebaukapazität. Bei Preisniveaus von über 25€/t CO₂ werden ältere Kraftwerksblöcke im Verlauf sehr weniger Jahre stillgelegt. Bei CO₂-Preisen von 35 €/t und mehr kommt es im Bereich der Altanlagen eher kurzfristig zu Anlagenstilllegungen. Für modernere Braunkohleanlagen entstehen keine Anreize zur marktgetriebenen Stilllegungen unterhalb eines CO₂-Preisniveaus von 35 €/t.

Die Tatsache, dass die verschiedenen Tagebaue in der Regel mehrere, alte und neue Kraftwerksblöcke versorgen, ändert an der beschriebenen Situation nichts, solange fixe Betriebskosten schrittweise abgebaut werden können (Verschiebung von Investitionen, die von der Auskohlung der Tagebaue abhängen, Personalanpassungen etc.). Davon ist im Regelfall auszugehen. Ausstrahlungseffekte („Dominoeffekte“) auf die Stilllegungsanreize sind nach den detaillierten Analysen zum Stilllegungskalkül der integrierten Braunkohleunternehmen (Öko-Institut 2017) nicht zu erwarten.

⁶ Die exemplarischen Sensitivitätsanalysen für den LignIX35 beruhen auf den in den Modellierungen ermittelten Werten.

Für die Analysen wurde eine Reihe von Szenarien zur Einführung von CO₂-Mindestpreisen für den exemplarischen Zeithorizont 2020 definiert. Für den Fall einer Einführung solcher Mindestpreise nur in Deutschland wurden effektive CO₂-Mindestpreise in Höhe von 15, 25 und 35 €/t CO₂ (inklusive des Zertifikatspreises im EU ETS) variiert. Darüber hinaus wurden Sensitivitäten für eine Erweiterung des Anwendungsbereichs der CO₂-Mindestpreise auf wichtige Nachbarstaaten Deutschlands untersucht. Insgesamt ergeben sich sieben Szenarien, die auf Grundlage der oben beschriebenen Parametrisierung mit jeweils eigenen Modellläufen untersucht wurden:

- » Referenz: CO₂-Preis von 5,6 €/t (historischer Wert für EUA-Futures für 2020 in den Monaten April bis September 2017)
- » effektiver CO₂-Mindestpreis für Deutschland (d. h. inklusive des Zertifikatspreises im EU ETS) von
 - » 15 €/t CO₂,
 - » 25 €/t CO₂ sowie
 - » 35 €/t CO₂
 - » und ein unveränderter CO₂-Preis von 5,6 €/t für alle anderen Länder.
- » effektiver CO₂-Mindestpreis (d. h. inklusive des Zertifikatspreises im EU ETS) für ausgewählte Staaten der CWE-Marktregion, d. h. Deutschland, Dänemark, die Niederlande, Belgien, Luxemburg, Frankreich und Österreich (im Folgenden *Regionalmarkt*) von
 - » 15 €/t CO₂,
 - » 25 €/t CO₂ sowie
 - » 35 €/t CO₂
 - » und ein unveränderter CO₂-Preis von 5,6 €/t für die übrigen europäischen Länder.

Der regionale Bezug für die Einführung eines CO₂-Mindestpreises wurde einerseits aus einer politischen Chancenbewertung für ein solches Konzept, andererseits aber auch mit Blick auf die Effektivität einer nicht EU-weit umgesetzten Preisregelung gewählt.

Die Höhe der betrachteten CO₂-Preise erreicht damit ein Niveau, das bereits heute in Großbritannien erreicht wird bzw. für die Niederlande bis 2030 geplant ist.

Zusätzlich wurden Szenarien betrachtet, in denen kein CO₂-Mindestpreis eingeführt wird, aber Kohlekraftwerke durch politische Vorgaben stillgelegt werden. Hier wurden insbesondere folgende Szenarien untersucht:

- » Stilllegung von Braunkohlekraftwerken mit einer installierten Leistung von 7 GW
- » Stilllegung von Braunkohlekraftwerken mit einer installierten Leistung von 8,4 GW und von Steinkohlekraftwerken mit einer installierten Leistung von 11,4 GW – das entspricht den Kohlekraftwerken mit Baujahren von (teils deutlich) vor 1990. Stilllegungen in dieser Größenordnung wären erforderlich, damit Deutschland ein mit dem 2°-C-Limit kompatibles Emissionsbudget für den Stromsektor einhält (Öko-Institut & Prognos 2017).

Für diese Bandbreite an Szenarien wurden auch Kombinationen von politisch induzierten Stilllegungen und CO₂-Mindestpreisen im europäischen Regionalmarkt modelliert.

Außerdem wurden zur Absicherung der Robustheit der verschiedenen Szenarienanalysen Modellierungen ausgewählter Einzelvariationen für folgende Parameter durchgeführt:

- » CO₂-Mindestpreis im Regionalmarkt in Höhe von 30 €/t CO₂
- » Stilllegung von Steinkohlekraftwerken mit einer installierten Leistung von 5 GW (ohne Kombination mit CO₂-Mindestpreisen)
- » Stilllegung von Braunkohlekraftwerken mit einer installierten Leistung von 5 GW (ohne Kombination mit CO₂-Mindestpreisen)
- » Stilllegung von Braunkohlekraftwerken mit einer installierten Leistung von 8,4 GW (ohne Kombination mit CO₂-Mindestpreisen)

Mit dieser Bandbreite an Parametervariationen für die Modellanalysen wird der Möglichkeitsraum für den Zeithorizont 2020 weitgehend vollständig beschrieben.

4.2 Brennstoff- und CO₂-Preise

Den Modellierungsarbeiten für den Zeithorizont 2020 wurden mit Blick auf die Kraftwerkseinstandskosten für Erdgas und Steinkohle sowie die CO₂-Zertifikatspreise die jeweiligen für diesen Zeitraum gehandelten Future-Kontrakte zugrunde gelegt.

Aus der Überlagerung dieser Großhandelsmarktdaten mit energieträgerspezifischen Transport- und Strukturierungskosten wurden die Kraftwerkseinstandskosten für Erdgas und Steinkohle sowie die CO₂-Emissionsberechtigungen (European Union Allowances – EUA) ermittelt.

Für den Bereich der Braunkohleverstromung wurde auf die in Öko-Institut (2017) dokumentierten Kostenstrukturen zurückgegriffen. Mit Blick auf die Kraftwerkseinstandskosten ergibt sich hier ein Niveau von etwa 1,5 €/MWh Energiegehalt des Brennstoffs.

Die in Abbildung 4-1 gezeigte Entwicklung zeigt einerseits die erhebliche Volatilität für die Kraftwerkseinstandskosten bei Steinkohle und Erdgas bzw. die Kosten für Emissionsberechtigungen des EU ETS:

- » die (variablen) Kosten für den Braunkohlebezug sind konstant;
- » nachdem die Kosten für Steinkohle und Erdgas Anfang 2016 etwa auf die sehr niedrigen Niveaus von 2005 zurückgegangen waren, liegen die entsprechenden Kostenniveaus für Steinkohle am oberen Rand und für Erdgas im mittleren Bereich der Kostenbänder der Periode nach den Allzeithochs der Brennstoffpreise im Verlauf des Jahres 2008;
- » die Preise für Emissionsberechtigungen haben sich zwar im Verlauf des Jahres 2017 etwas erholt, sind aber weiterhin durch das massive Überangebot an CO₂-Zertifikaten im EU ETS geprägt.

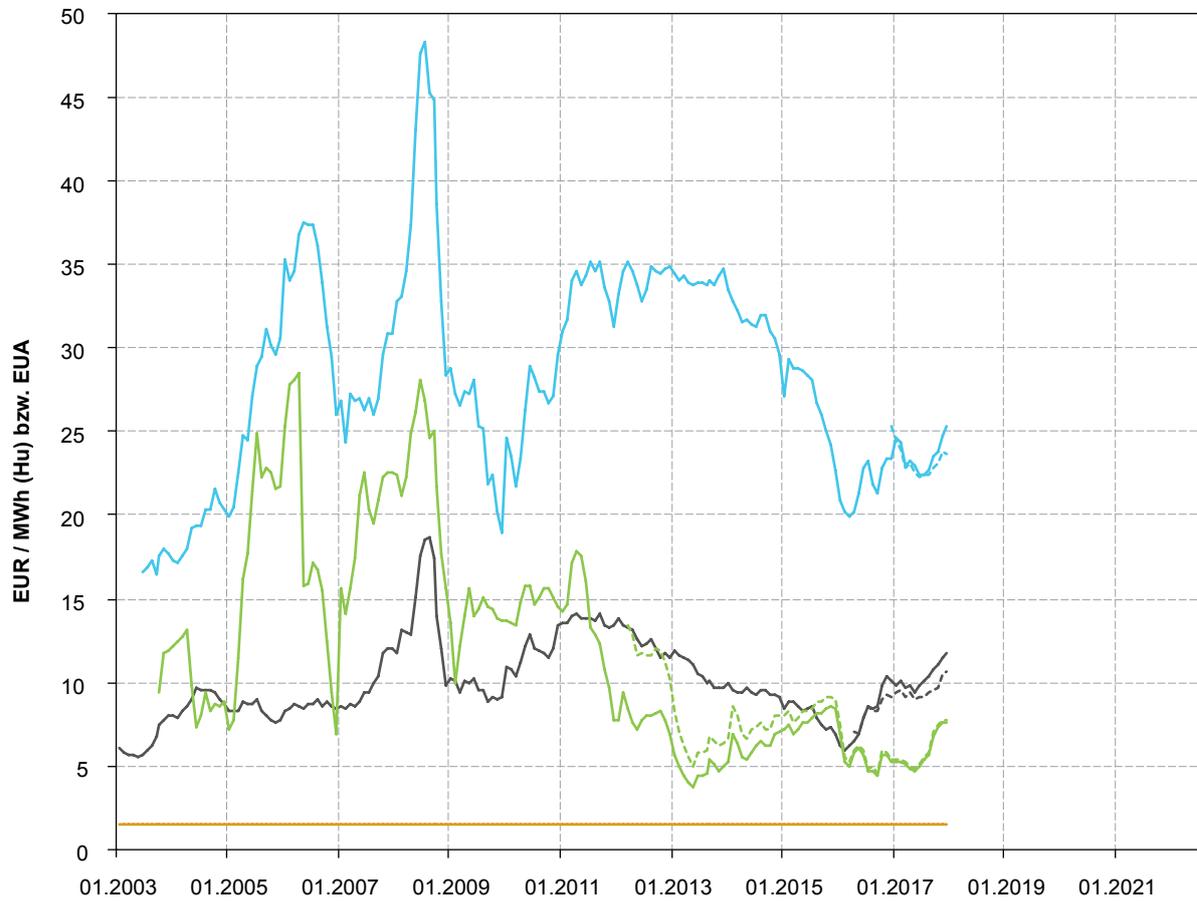
Ein Vergleich der aktuellen Preise für Lieferungen im Folgejahr und den Preisen für Terminlieferungen 2020 zeigt, dass im Markt für Steinkohle und Erdgas leichte Preisrückgänge erwartet werden (Backwardation). Für Emissionsberechtigungen des EU ETS unterscheiden sich die Preise der Terminkontrakte nur wenig. Die Preise für Terminlieferungen im Jahr 2020 liegen strukturell leicht (etwa 2 %) über denen für die Lieferungen im aktuellen Folgejahr.

Für die Modellierungen wurden die Mittelwerte der Preise für Future-Kontrakte mit Lieferung im Jahr 2020 in den Monaten April bis September des Jahres 2017 zugrunde gelegt. Für die Kraftwerkseinstandskosten bzw. Bezugskosten ergeben sich damit folgende Werte (alle Angaben für Brennstoffkosten beziehen sich auf den Energiegehalt des Brennstoffs sowie den unteren Heizwert):

- » für Braunkohle (nur variabler Kostenanteil) 1,50 €/MWh,
- » für Steinkohle 9,25 €/MWh,
- » für Erdgas 22,50 €/MWh,
- » für Emissionsberechtigungen des EU ETS 5,60 €/EUA.

Diese Preisannahmen liegen zwar unter den am aktuellen Rand beobachtbaren Preisentwicklungen. Die Unterschiede sind jedoch vor dem Hintergrund der Erfahrungen aus anderen Modellexperimenten nicht so groß, dass signifikante Unterschiede der Ergebnisse erwartet werden könnten.

Abbildung 4-1: Historische Entwicklung der Kraftwerkseinstandskosten für Brennstoffe und Emissionsberechtigungen, 2003–2017



- Braunkohle
(variable Kosten)
 - Steinkohle
(Norddeutschland)
 - Erdgas
 - EU ETS Emissions-
berechtigungen
 - Futures Folgejahr
 - Futures 2020
- Quelle: European Energy
Exchange, Öko-Institut

5 Ergebnisse der Modellierung von CO₂-Mindestpreisen und Kapazitätsstilllegungen

5.1 Installierte Kapazitäten

Abbildung 5-1 zeigt die installierten Leistungen der Braunkohle-, Steinkohle- und der Erdgaskraftwerke in Deutschland für die unterschiedlichen Modellläufe, nachdem modellseitig geprüft wurde, ob die abbaubaren fixen Betriebskosten eines Kraftwerks

bzw. des angeschlossenen Tagebaus gedeckt werden können.⁷ Andernfalls wird das Kraftwerk stillgelegt. Dargestellt sind das Referenzszenario, die Szenarien mit CO₂-Mindestpreisen nur in Deutschland und im europäischen Regionalmarkt sowie zwei Szenarien mit rein politisch induzierten Stilllegungen ohne CO₂-Mindestpreis.

Bereits im Referenzszenario werden Kraftwerke stillgelegt. Allerdings betrifft dies ausschließlich Erdgaskraftwerke. Hier bleiben von ursprünglich 23 GW nur noch 18 GW übrig.

Bei einem effektiven CO₂-Preis bis ca. 15 €/t CO₂ (sowohl in Deutschland als auch im Regionalmarkt) bleibt die installierte Leistung der Erdgasanlagen im Vergleich zum Referenzszenario unverändert. Es reduziert sich insbesondere die im System verbleibende Leistung der Steinkohlekraftwerke von ursprünglich 22 GW auf 16 bzw. 18 GW.

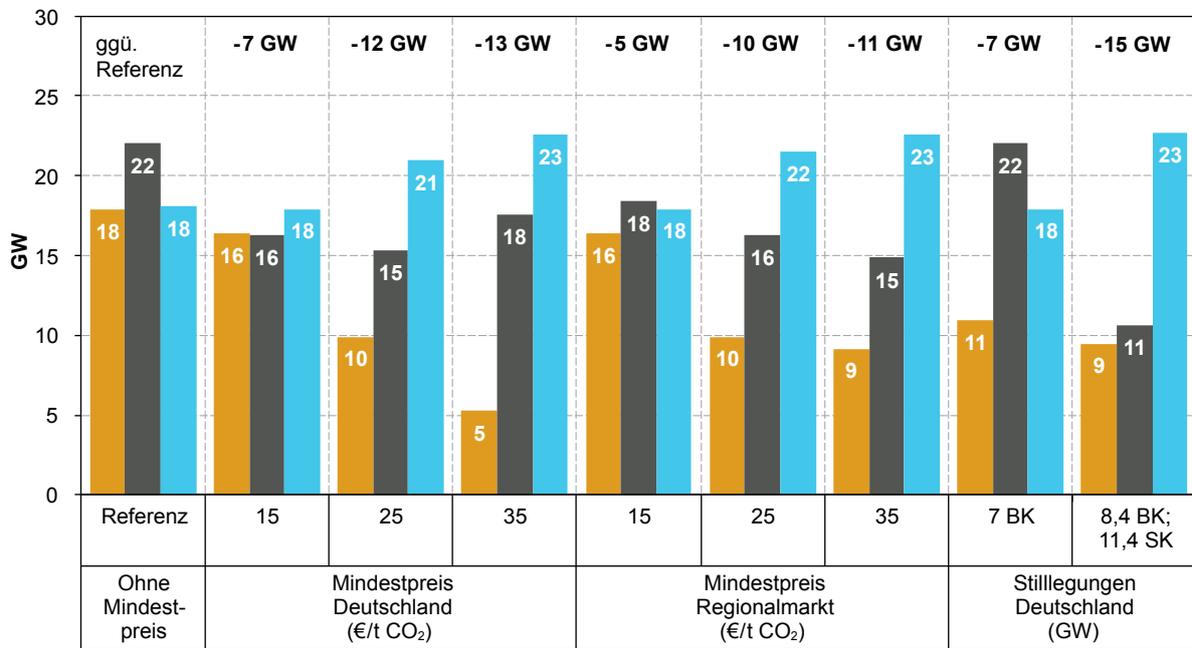
CO₂-Mindestpreise von 25 €/t CO₂ führen dann auch verstärkt zur Stilllegung alter Braunkohlekraftwerke, sodass von ursprünglich 18 GW noch 10 GW im Strommarkt verbleiben. Gleichzeitig werden bei diesem CO₂-Preisniveau Stilllegungen von Erdgaskraftwerken vermieden, sodass von der installierten Erdgaskraftwerksleistung in Höhe von ursprünglich 23 GW nur noch ein Anteil von 1 bzw. 2 GW stillgelegt wird.

Bei 35 €/t CO₂ wirken ein nur in Deutschland eingeführter Mindestpreis und ein Mindestpreis im europäischen Regionalmarkt unterschiedlich auf die verbleibenden Kapazitäten der deutschen Kohlekraftwerke. Während ein CO₂-Mindestpreis auf diesem Niveau in Deutschland zu weiteren Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken führt, ist dies beim CO₂-Preis im Regionalmarkt nicht mehr der Fall.

Bei der politisch induzierten Stilllegung von 7 GW Braunkohle werden weiterhin in gleichem Umfang Erdgaskraftwerke stillgelegt wie im Referenzszenario. Stilllegungen von Steinkohlekraftwerken finden nicht statt. Werden dagegen Braunkohlekraftwerke mit einer installierten Leistung von 8,4 GW und Steinkohlekraftwerke im Umfang von 11 GW stillgelegt, werden durch die verbesserte Erlössituation Stilllegungen bei Erdgaskraftwerken vermieden. Weitere Analysen für andere Varianten nicht preisgetriebene (politisch induzierte) Kraftwerksstilllegungen sind im Anhang 1 zusammengestellt.

⁷ Im Kontext dieser Studie wurden keine Modellrechnungen für bestimmte zeitliche Perioden, sondern (exemplarisch) für den Zeitpunkt 2020 durchgeführt. Um das Stilllegungskalkül der Kraftwerksbetreiber angemessen abbilden zu können, wurden entsprechende Abschläge auf die notwendigen Deckungsbeiträge für die abbaubaren Fixkosten vorgenommen.

Abbildung 5-1: Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung



■ Braunkohle
 ■ Steinkohle
 ■ Erdgas
 Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die detaillierte Bewertung dieser Kapazitätsentwicklungen mit Blick auf die Versorgungssicherheit steht nicht im Fokus dieser Studie. Eine entsprechende Einordnung wird deshalb nur auf der Grundlage überschlägiger Berechnungen vorgenommen. Den Ausgangspunkt dafür bildet die Annahme, dass die Entwicklung im Rahmen des Referenzszenarios die Versorgungssicherheit (noch) nicht tangiert. So müssen mit Blick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ausschließlich die ggf. zusätzlich entstehenden Herausforderungen adressiert werden:

- » Die Diskussionen um die Abschaltung von Kohlekraftwerken im Jahr 2017 (v. a. im Zuge der Sondierungen für eine etwaige Jamaica-Koalition) führten zu dem (Zwischen-)Ergebnis, dass ein Marktaustritt von 7-bis-8-GW-Kohlekraftwerken für den Zeithorizont 2020 versorgungssicherheitsseitig handhabbar sein sollte.
- » Die Effekte eines CO₂-Mindestpreises (für Deutschland oder im Regionalmarkt) von 15 €/t auf die Kapazitätsentwicklung wären mit 7 bzw. 5 GW (Abbildung 5-1) unkritisch. Dies gilt auch für die politisch induzierten Stilllegungen in dieser Größenordnung.
- » Für den Fall höherer Mindestpreise mit Netto-Effekten aus Marktaustritten und vermiedenen Stilllegungen von 10 bis 12 GW bei 25 €/t CO₂ bzw. 11 bis 13 GW bei 35 €/t CO₂ (Abbildung 5-1) müsste zusätzlich gesicherte Leistung in der Größenordnung von 2 bis 6 GW beschafft werden.
- » Bei deutlich umfangreicheren Stilllegungen aller Kohlekraftwerke, die vor 1990 ihren Betrieb aufgenommen haben, würde unter Berücksichtigung der vermiedenen Stilllegungen bei Gaskraftwerken ein zusätzlicher Handlungsbedarf in der Größenordnung von 7 bis 8 GW gesicherter Leistung entstehen.

Für den Zeithorizont jenseits des Jahres 2022, also nach Abschaltung der letzten im System verbliebenen deutschen Kernkraftwerke mit einer Nettoleistung von insgesamt etwa 8,1 GW, erhöht sich der oben jeweils genannte Handlungsbedarf im Bereich der Versorgungssicherheit um eben diese Kapazität.

Ausdrücklich hingewiesen werden soll auf die Tatsache, dass die gesicherte Leistung als Kapazität einlastbarer Kraftwerke bzw. als zusätzliche Nachfrageflexibilität bereitgestellt werden kann. Ein wirksamer und auch klimapolitisch integrierender Mechanismus zur marktbasierter Beschaffung gesicherter Leistung bzw. der entsprechenden Nachfrageflexibilität liegt beispielsweise mit dem für den WWF entwickelten Modell des Fokussierten Kapazitätsmarkts (Öko-Institut et al. 2012) vor.

5.2 CO₂-Emissionen in Deutschland

Abbildung 5-2 zeigt die errechneten absoluten CO₂-Emissionen der Kraftwerke in Deutschland für die verschiedenen Szenarien. Zusätzlich sind zum Vergleich der Zielbereich des 40 %-Ziels (250–200 Mio. t) sowie das Zielniveau von 180 Mio. t CO₂ dargestellt (vgl. Abschnitt 2).

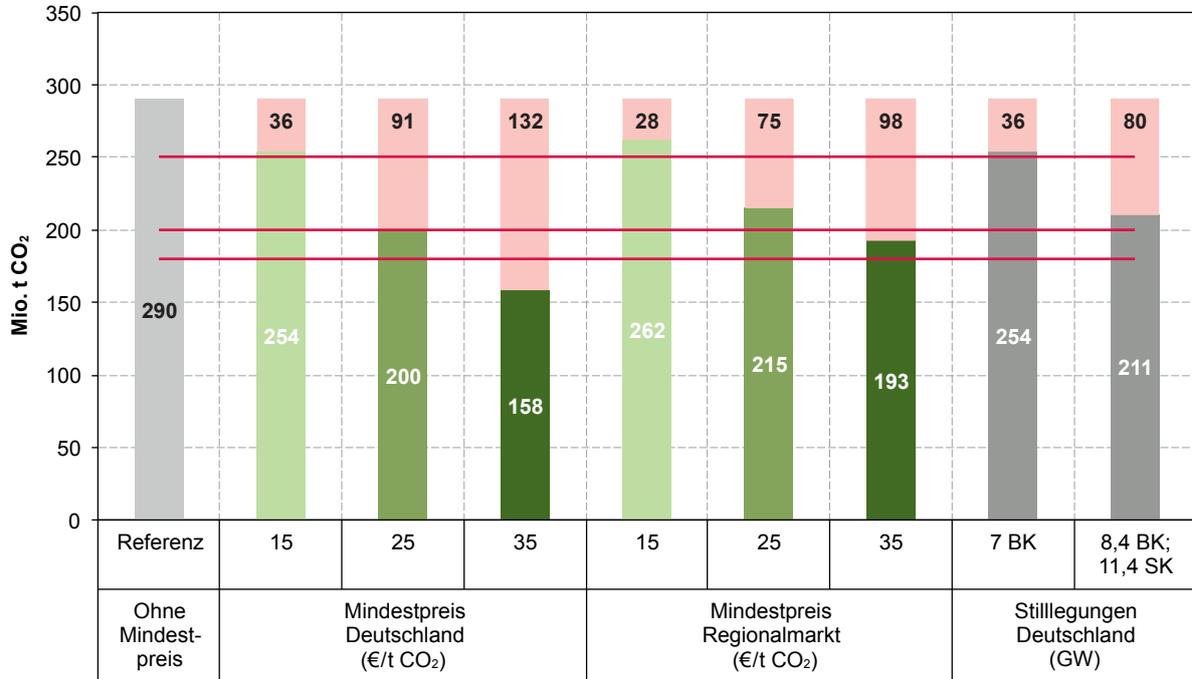
Das Zielniveau von 200 Mio. t CO₂ kann damit ab einem Mindestpreis von ca. 25 €/t CO₂ in Deutschland bzw. von ca. 30 €/t CO₂ im europäischen Regionalmarkt oder durch signifikante Stilllegungen von Braunkohle (>8 GW) und Steinkohle (>11 GW) erreicht werden.

Die Marke von 180 Mio. t CO₂ wird bei CO₂-Preisen von ca. 30 € (bei unilateraler Einführung in Deutschland) bzw. ab 35 € (bei Einführung im Regionalmarkt) erreicht. Reine Stilllegungspolitiken müssten dafür noch weiter gehen als die hier berechnete Stilllegung von etwas über 8 GW Braunkohle und gut 11 GW Steinkohle.

Aus einer rein nationalen Perspektive könnten für Deutschland mit der Einführung eines unilateralen CO₂-Mindestpreises die größten zusätzlichen Emissionsminderungen für den Stromsektor erschlossen werden. Der Umfang dieser Emissionsminderung hängt klar von den Mindestpreisen ab. Für die Preisbandbreite von 15 bis 35 €/t CO₂ bewegen sich die resultierenden Emissionen in der Größenordnung von knapp 250 bis 160 Mio. t CO₂. Der ausschließlich in Deutschland eingeführte Mindestpreis hat jedoch jenseits der inländischen CO₂-Minderung auch nachteilige Effekte, die im folgenden Abschnitt dargestellt werden.

Der Vergleich zwischen den beiden Stilllegungsszenarien und den Mindestpreisszenarien zeigt: Die (politisch induzierte) Stilllegung von Braunkohlekraftwerken mit einer Leistung von insgesamt 7 GW erzielt vergleichbare Emissionsminderungen wie Mindestpreise von 15 €/t CO₂, die allerdings nicht ausreichen, um in den 40 %-Zielkorridor von 200 bis 250 Mio. t CO₂ zu gelangen. Die (politisch induzierte) Stilllegung im Umfang von 8-GW-Braunkohle- und 11-GW-Steinkohlekraftwerken ist vergleichbar mit der Wirkung eines Mindestpreises von 25 €/t CO₂ im Regionalmarkt.

Abbildung 5-2: CO₂-Emissionen der Kraftwerke und Emissionsminderungen ggü. der Referenz



■ Emissionsminderungen
— Zielniveau
 Quelle: Berechnungen des
 Öko-Instituts

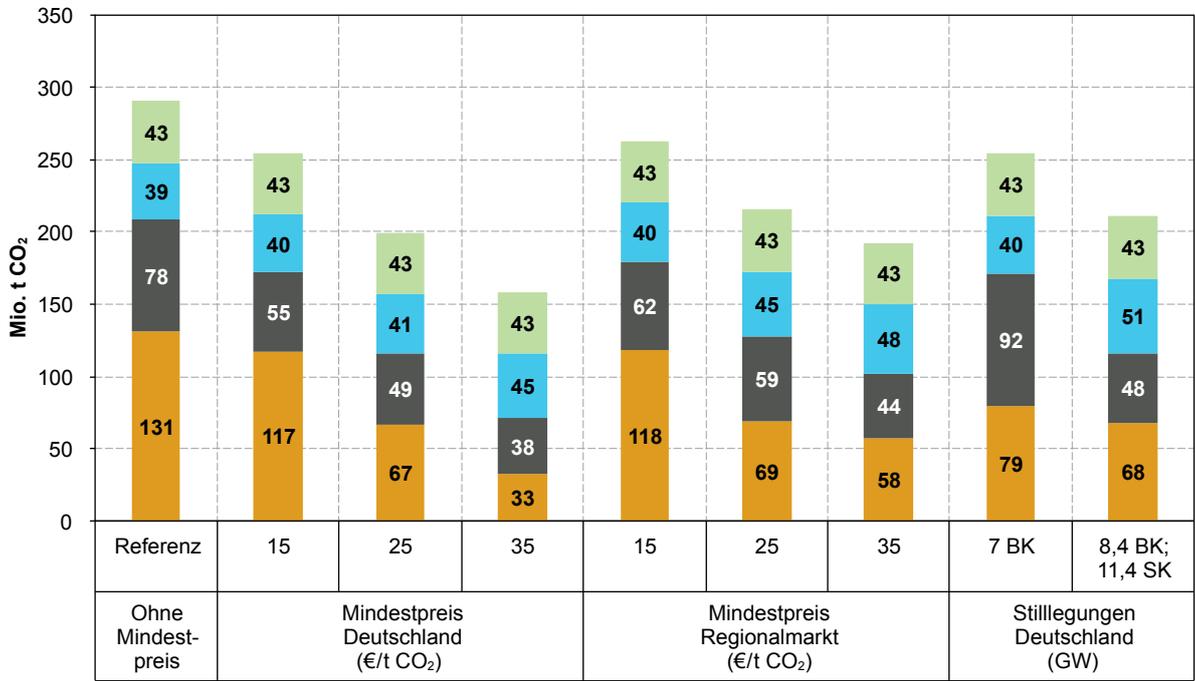
Für die Interpretation dieser Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass bei sich verändernden Rahmenbedingungen (z. B. höheren Steinkohlepreisen) auch veränderte CO₂-Preise notwendig sein können, um die gleichen Emissionsminderungen zu erreichen.

Abbildung 5-3 zeigt die nach Brennstoffen differenzierten CO₂-Emissionen in den verschiedenen Szenarien. Es zeigt sich, dass ein Mindestpreis bis ca. 15 €/t CO₂ die Emissionen aus der Steinkohle- und Braunkohleverstromung reduziert, wobei die Steinkohle (insbesondere bei Einführung eines Mindestpreises nur in Deutschland) einen deutlich größeren Minderungsbeitrag erbringt.

Mindestpreise von 25 bis 35 €/t CO₂ wirken stärker auf die Emissionen der Braunkohlekraftwerke, mindern die Emissionen aber auch im Bereich der Steinkohleverstromung weiter. Die Emissionen aus Erdgaskraftwerken nehmen leicht zu.

Die Stilllegungen von (ausschließlich) Braunkohlekraftwerken führen dagegen zu Rebound-Effekten bei den Steinkohlekraftwerken in Deutschland, die einen Teil der Stromerzeugung übernehmen, sodass die Emissionen aus diesem Teil der Kraftwerksflotte steigen.

Abbildung 5-3: CO₂-Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen



- Braunkohle
- Steinkohle
- Erdgas
- Sonstige

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

5.3 CO₂-Emissionen in Europa

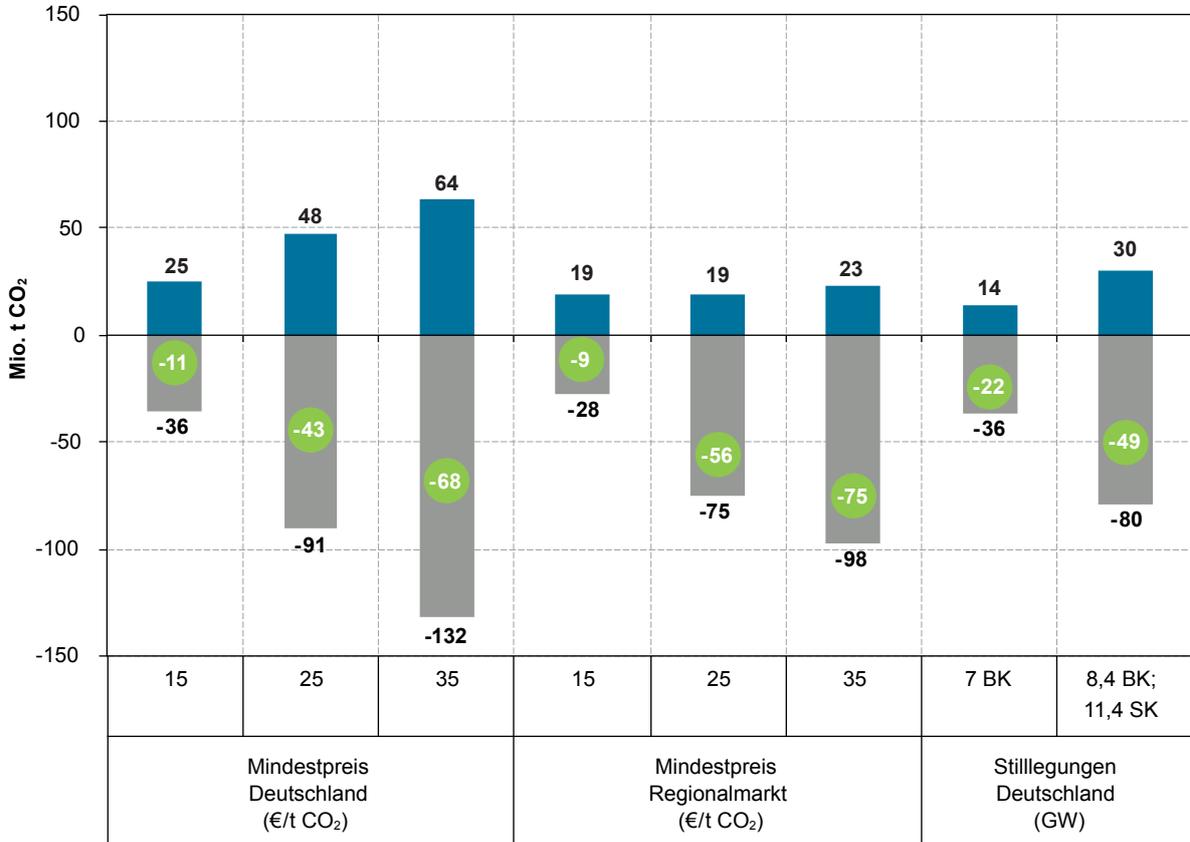
Die bisherigen Analysen im Abschnitt 5.1 haben gezeigt, dass die Emissionen in Deutschland durch die Einführung von CO₂-Mindestpreisen deutlich sinken können. Zum Teil ist dies darauf zurückzuführen, dass sich die Stromproduktion von Deutschland in die Nachbarländer verlagert, sodass dort die CO₂-Emissionen steigen.

Abbildung 5-4 zeigt die Emissionsminderung in Deutschland, den Anstieg der CO₂-Emissionen außerhalb Deutschlands sowie den Emissionsminderungseffekt im Saldo. Dargestellt ist jeweils die Veränderung gegenüber dem Referenzszenario. In allen Szenarien sinken die CO₂-Emissionen im europäischen Saldo.

Dabei bringt die Einführung eines Mindestpreises nur in Deutschland zwar die stärkste inländische Emissionsminderung mit sich, sie führt aber auch zu den größten Verlagerungseffekten in die europäischen Nachbarländer, da die deutschen Kraftwerke gegenüber allen ausländischen Kraftwerken höhere kurzfristige Grenzkosten haben. Bei CO₂-Preisen von 25 €/t wird so rund die Hälfte der Emissionsminderung in Deutschland durch die Verlagerung ins europäische Ausland wieder kompensiert. Bei CO₂-Preisen von 15 €/t CO₂ liegt das Verhältnis vom Emissionszuwachs im Ausland und Emissionsminderung in Deutschland mit über zwei Drittel noch deutlich höher.

Wird die Einführung eines Mindestpreises im europäischen Regionalmarkt mit der Einführung nur in Deutschland hinsichtlich der Gesamtminderung verglichen, so zeigt die Einführung im Regionalmarkt für Mindestpreise von 25 €/t CO₂ und darüber die größeren Effekte.

Abbildung 5-4: CO₂-Emissionsminderungen ggü. der Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo



- Differenz Emissionen Europa (ohne DE) ggü. Referenz
- Differenz Emissionen DE ggü. Referenz
- Saldo Emissionsminderung Europa (mit DE)

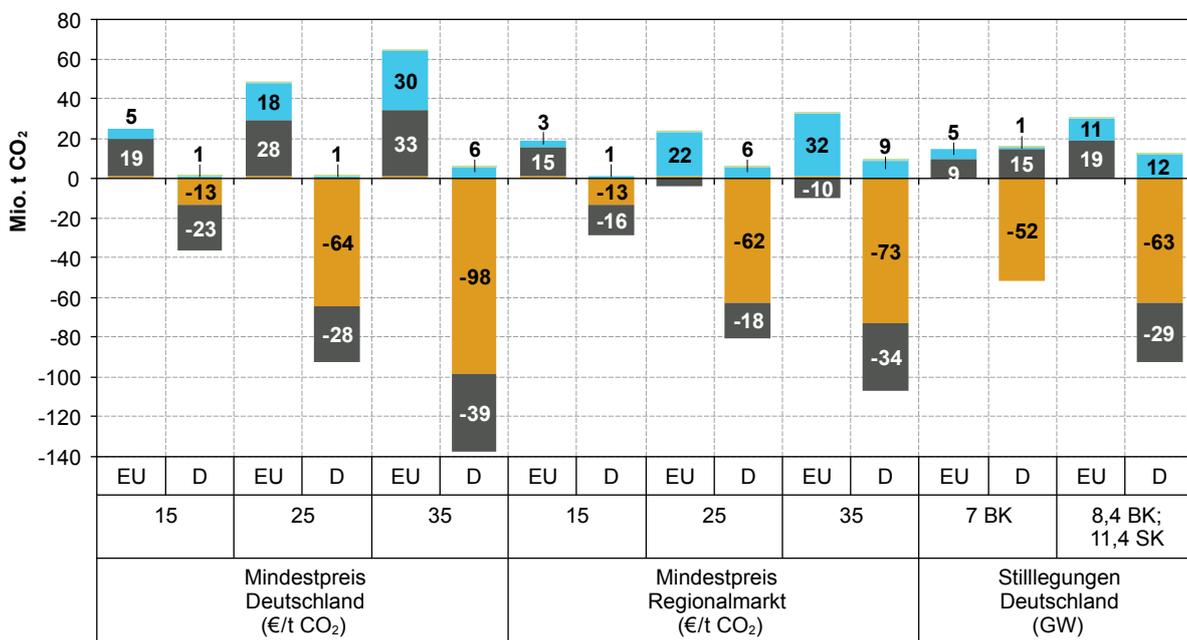
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 5-4 zeigt auch, dass mit dem Anstieg von 25 auf 35 €/t CO₂ im Regionalmarkt die Emissionen in Deutschland deutlich sinken (Minderung von 98 Mio. t CO₂ statt 75 Mio. t), ohne dass die Emissionen im europäischen Ausland noch nennenswert ansteigen (23 Mio. t statt 19 Mio. t).

Der Hintergrund dafür ist in Abbildung 5-5 erkennbar. Hier werden die Emissionsminderungen und -steigerungen nach Brennstoffen differenziert gezeigt. Bei der Einführung des Mindestpreises nur in Deutschland wird die Stromerzeugung aus deutschen Braun- und Steinkohlekraftwerken durch Strom aus ausländischen Steinkohle- und Erdgaskraftwerken ersetzt, der die entsprechenden Mehremissionen außerhalb Deutschlands mit sich bringt. Bei Einführung eines CO₂-Mindestpreises im Regionalmarkt sind dagegen auch Teile der ausländischen Steinkohlekraftwerke von diesem CO₂-Preis betroffen. Ab einem Preisniveau von 25 €/t CO₂ gehen daher in Summe auch außerhalb Deutschlands die Emissionen aus Steinkohlekraftwerken zurück, während nur noch die Stromproduktion und die entsprechenden Emissionen aus Erdgaskraftwerken ansteigen.

Anhang 1 zeigt auch für die zusätzlichen Varianten politisch induzierter Stilllegungen ohne Mindestpreis die entsprechenden Emissionsänderungen (innerhalb und außerhalb Deutschlands sowie im Saldo) gegenüber der Referenz. Auch in diesen Szenarienvarianten kommt es zu einer Emissionsverlagerung in Richtung ausländischer Steinkohlekraftwerke, da hier die Kraftwerke außerhalb Deutschlands, wie beim unilateralen deutschen Mindestpreis, vom CO₂-Mindestpreis-Regime nicht betroffen sind. In allen diesen Zusatzvarianten entsteht im Saldo eine Minderung der CO₂-Emissionen.

Abbildung 5-5: CO₂-Emissionsminderungen im europäischen Ausland und in Deutschland differenziert nach Brennstoffen



- Braunkohle
- Steinkohle
- Erdgas
- Sonstige

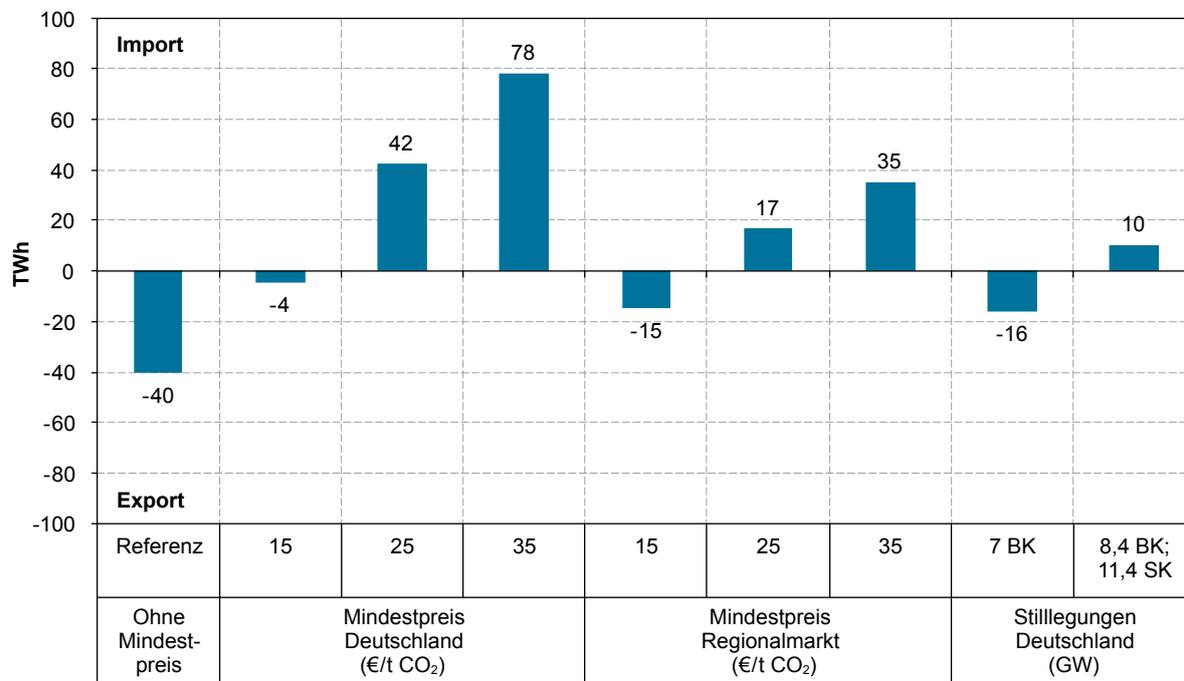
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

5.4 Import-Export-Saldo

Abbildung 5-6 zeigt die Auswirkungen unterschiedlicher Varianten eines CO₂-Mindestpreises und politisch induzierter Kapazitätsstilllegungen auf den jährlichen Import-Export-Saldo in den verschiedenen Szenarien. In der Referenzvariante werden jährliche Nettostromexporte von 40 TWh errechnet. Im Vergleich zur aktuellen Situation geht das Exportsaldo Deutschlands leicht zurück, bleibt auf einem relativ hohen Niveau.

Ein allein für Deutschland eingeführter CO₂-Mindestpreis hat die stärkste Verschiebung von Stromproduktion ins Ausland und damit den Übergang von einer Nettoexport-Situation zu Nettoimporten zur Folge. Bei einem deutschen Mindestpreis von 25 €/t CO₂ errechnet sich ein Nettoimport von 40 TWh, d. h. auf einem Niveau, dass im Referenzfall exportseitig ermittelt wurde. Beim CO₂-Mindestpreis im Regionalmarkt sind die Verschiebungseffekte hin zu Nettoimporten ebenfalls vorhanden, jedoch deutlich abgeschwächt. Bei CO₂-Mindestpreisen von 15 bis 25 €/t CO₂ ist eine etwa ausgeglichene Import-Export-Bilanz zu beobachten.

Abbildung 5-6: Import-Export-Saldo bei CO₂-Mindestpreisen und bei politisch induzierten Stilllegungen



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Politisch induzierte Stilllegungen haben dagegen durchweg niedrigere Verschiebungseffekte in der Import-Export-Bilanz zur Folge. Stilllegungen im Umfang von 7-GW-Braunkohlekraftwerken gehen mit einem positiven Stromexport-Saldo einher. Wenn Kraftwerke mit installierten Leistungen von über 8 GW im Bereich der Braunkohleverstromung und gut 11 GW bei Steinkohleanlagen stillgelegt werden, ergibt sich ein niedriges Niveau von Nettostromimporten von ca. 10 TWh.

In jedem Fall ist darauf hinzuweisen, dass sich bei CO₂-Mindestpreisen im Regionalmarkt von 25 €/t und darüber zwar Verschiebungen bei den Salden des grenzüberschreitenden Stromaustauschs ergeben, diese jedoch vor allem auf einer im Ausland erhöhten Stromerzeugung auf Basis Erdgas beruhen. Sie sind damit bei einer Verdrängung von deutscher Kohlestromerzeugung emissionsseitig von untergeordneter Bedeutung.

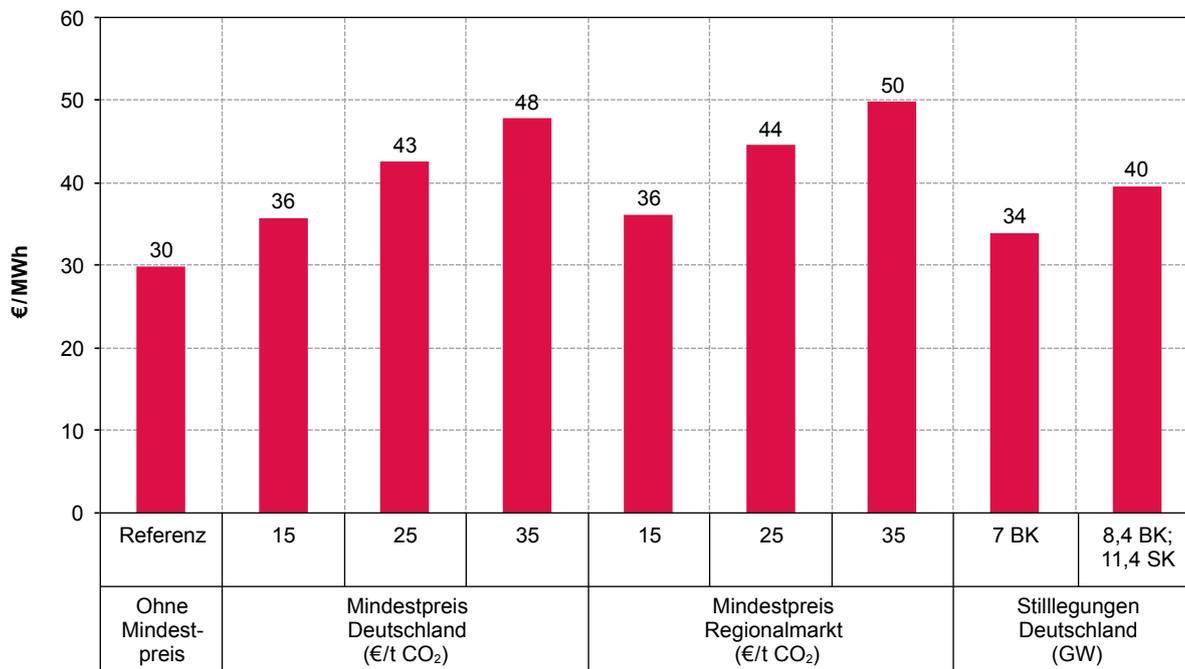
Abschließend ist bezüglich der Effekte im Bereich der Strom-Außenhandelsbilanz anzumerken, dass die oben präsentierten Modellierungsergebnisse zur Voraussetzung haben, dass es in Deutschland nicht zur Errichtung von zusätzlichen Erdgas-Kraftwerkskapazitäten (z. B. mit Blick auf die Versorgungssicherheit) kommt und dass auch der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung unverändert bleibt. Würde es in Deutschland aus ggf. unterschiedlichen Motiven zur Errichtung zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten auf Basis von Erdgas oder erneuerbaren Energien kommen, würden die Nettostromimporte geringer ausfallen bzw. könnten vermieden werden.⁸

⁸ Vgl. dazu die detaillierten Variantenbetrachtungen mit Blick auf den Ausbau erneuerbarer Energien bei Öko-Institut und Prognos (2017). Zusätzliche (moderne) Erdgaskraftwerke in Deutschland würden dann mit Erdgasanlagen im Ausland konkurrieren.

5.5 Börsenstrompreise

Neben der Frage nach den Auswirkungen auf CO₂-Emissionen und die Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromaustauschs stellt sich auch jene nach den Auswirkungen der untersuchten Konzepte für CO₂-Mindestpreise auf die Strompreise und -kosten. Da die Kosten für CO₂-Zertifikate bei den Geboten der Kraftwerke an der Strombörse eingepreist werden, ist grundsätzlich ein Anstieg der Strompreise im Großhandelsmarkt zu erwarten. Wie hoch dieser ausfällt, ist davon abhängig, welches Grenzkraftwerk mit welchen Kosten in wie vielen Stunden preissetzend wird.

Abbildung 5-7: Börsenstrompreise bei CO₂-Mindestpreisen für verschiedene Stilllegungsszenarien



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

In der Modellierung ergibt sich der Strompreis aus der marginalen Kostenänderung, die notwendig wäre, um eine weitere Kilowattstunde zu erzeugen. Die entsprechenden Ergebnisse sind in Abbildung 5-7 dargestellt. In der Referenz beträgt der Börsenstrompreis 30 €/MWh. Durch die Einführung eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland oder im Regionalmarkt steigen die Strompreise moderat an. Der Anstieg ist bei beiden Instrumenten vergleichbar. Ein CO₂-Mindestpreis von 25 €/t CO₂ im Regionalmarkt führt zu einem Strompreisanstieg von ca. 14 €/MWh gegenüber der Referenz. Bei einem Mindestpreis von 35 €/t CO₂ sind es ca. 20 €/MWh mehr.

Bei politisch induzierten Stilllegungen sind Effekte auf den Börsenstrompreis geringer als bei der Einführung von CO₂-Preisen. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass je nach Umsetzungsvariante die Refinanzierung möglicher Entschädigungszahlungen noch zusätzliche Kosten verursachen kann.

6 Ergebnisse der Modellierung von Kombinationsoptionen

6.1 Kombinationen aus Stilllegungen und Mindestpreisen

In den folgenden Abschnitten wird dargestellt, wie sich die Kombination aus politisch induzierten

Stilllegungen und CO₂-Preisen auf Leistungen, CO₂-Emissionen, Import-Export-Bilanz und Börsenstrompreise auswirkt. Dabei werden zwei Perspektiven in den Blick genommen: Was ist der Mehrwert von einem zusätzlichen Mindestpreis im europäischen Regionalmarkt bei beschlossenen politisch induzierten Stilllegungen, und was wäre der Mehrwert von zusätzlichen politisch induzierten Stilllegungen bei einem vorhandenen CO₂-Mindestpreis? In den Analysen zu Hybridmodellen aus CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen wird aus Gründen der Übersichtlichkeit im Folgenden nur noch auf CO₂-Mindestpreise im Regionalmarkt Bezug genommen.

6.2 Installierte Kapazitäten

Abbildung 6-1 zeigt zunächst die installierten Leistungen von Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken für den Fall, dass im europäischen Regionalmarkt CO₂-Mindestpreise von 15 bis 30 €/t eingeführt werden. Verglichen werden die entsprechenden Modellierungsergebnisse mit den beiden Varianten allein politisch induzierter Stilllegungen von Kohlekraftwerken sowie entsprechenden Kombinationen aus politisch induzierten Stilllegungen und Mindestpreisen.

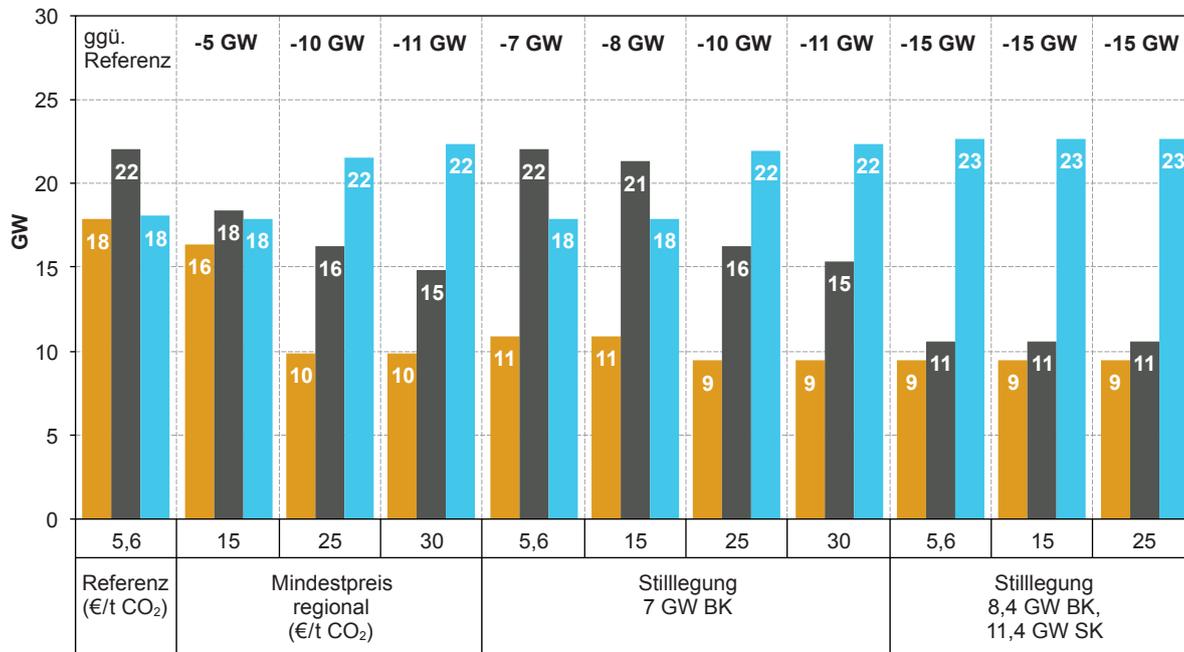
Die Übersicht zeigt, dass bei einem gegebenen Mindestpreis von 15 €/t CO₂ die zusätzliche Stilllegung von Braunkohlekraftwerken die Leistung der Braunkohlekraftwerksflotte gegenüber dem reinen Mindestpreisszenario reduziert, während mehr Steinkohleleistung erhalten bleibt.

Gegenüber dem reinen Braunkohle-Stilllegungsszenario (bei 5,6 €/t CO₂) werden bei der Kombination der Stilllegung mit einem Mindestpreis von ca. 25 €/t CO₂ im Regionalmarkt zusätzlich Steinkohlekraftwerke stillgelegt. Gleichzeitig werden Stilllegungen von Erdgaskraftwerken vermieden.

Für das ambitioniertere Stilllegungsszenario hat ein zusätzlicher CO₂-Mindestpreis keine Auswirkungen auf die installierten Kapazitäten der Kohle- und Erdgaskraftwerke. Da hier ohnehin diejenigen Kohlekraftwerke stillgelegt wurden, die älter als 30 Jahre sind und vergleichsweise niedrige Wirkungsgrade haben, haben genau jene Kohlekapazitäten bereits den Markt verlassen, die bei hohen CO₂-Preisen ihre Deckungsbeiträge nicht mehr erwirtschaften können und mit Stilllegung reagieren würden. Die Stilllegung von Kohlekraftwerken kommt außerdem, wie bereits dargestellt, im reinen Stilllegungsszenario den Erdgaskraftwerken zugute. Diese bleiben dann, anders als bei der reinen Einführung von Mindestpreisen, auch bei niedrigen Preisniveaus von ca. 15 €/t CO₂ erhalten.

Abbildung 6-1:

Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung für Kombinationen von CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen von Kohlekraftwerken



- Braunkohle
- Steinkohle
- Erdgas

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die überschlägige Bewertung der Effekte für die gesicherte Kraftwerksleistung in Deutschland bzw. der zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendigen zusätzlichen Maßnahmen führt zu folgenden Ergebnissen:

- » Die Kombination von CO₂-Mindestpreisen im Regionalmarkt mit einer politisch induzierten Stilllegung von 7-GW-Braunkohlekraftwerken führt bei einem CO₂-Preis von 15 €/t zu einem um 3 GW erhöhten Handlungsbedarf im Bereich der Versorgungssicherheit.
- » Für alle anderen betrachteten Kombinationen aus CO₂-Preisniveaus und Kohlekraftwerksstilllegungen ergeben sich keine Veränderungen.

Insgesamt zeigt sich auch hier, dass die Unsicherheiten in Bezug auf den Handlungsbedarf im Bereich der Versorgungssicherheit nur am unteren Rand der hier betrachteten CO₂-Preisvarianten und bei der wenig eingriffsintensiven Variante der politisch induzierten Stilllegungen von Kohlenkraftwerken bestehen. Für alle anderen Varianten unterscheidet sich der Handlungsbedarf zur Bereitstellung gesicherter Kapazität nur wenig und bleibt damit einerseits signifikant, ist aber gleichzeitig sehr robust.

6.3 CO₂-Emissionen in Deutschland

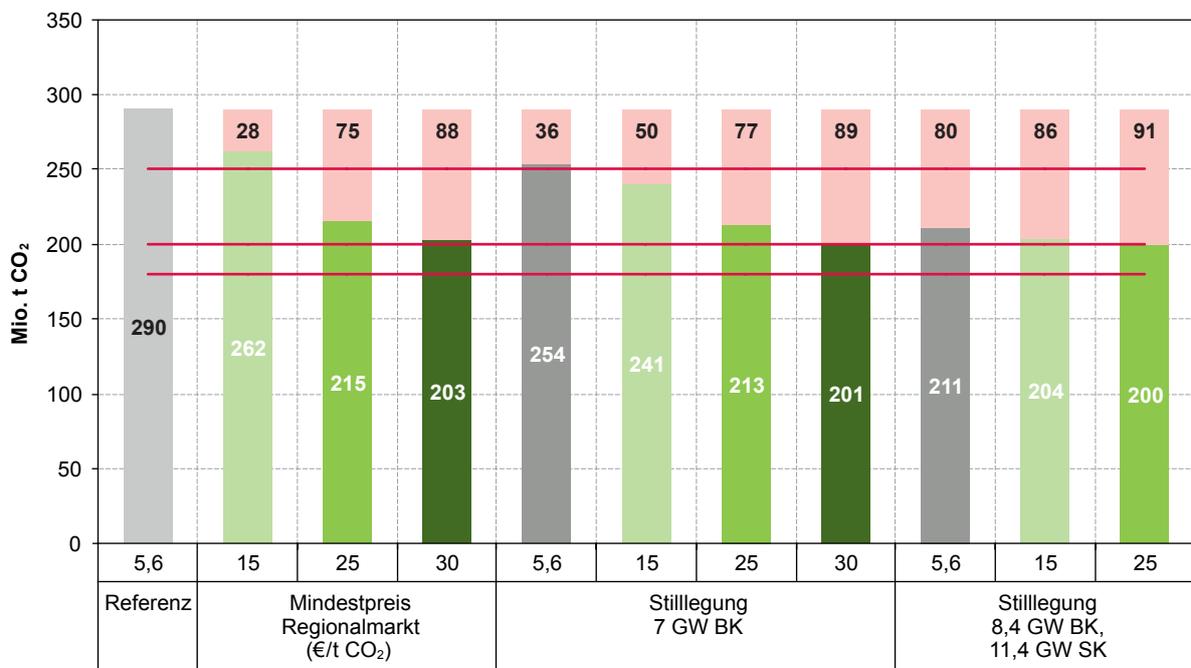
Abbildung 6-2 zeigt, wie sich die Kombination von politisch induzierten Kohle-Kraftwerksstilllegungen und regionalmarktweiten CO₂-Mindestpreisen auf die CO₂-Emissionen der inländischen Kraftwerke auswirken.

Wird ein niedriger CO₂-Preis von 15 €/t CO₂ als gegeben angenommen, senkt die zusätzliche Stilllegung von Braunkohlekraftwerken im Umfang von 7 GW die CO₂-Emissionen um zusätzliche 20 Mio. t. Die umfangreichere Stilllegung der alten Kohlekraftwerke bei einem Mindestpreis von 15 €/t CO₂ senkt die Emissionen im Vergleich zum reinen Mindestpreisszenario sogar um zusätzlich knapp 60 Mio. t CO₂. Das dann erreichbare Emissionsniveau von ca. 200 Mio. t wird in einem ausschließlich auf Mindestpreise abstellenden regulativen Umfeld erst bei Preisniveaus jenseits der 30 €/t CO₂ erzielt.

Wird umgekehrt ein Stilllegungsumfang von 7 GW Braunkohle vorausgesetzt, bringt die zusätzliche Einführung eines Mindestpreises relevante zusätzliche Emissionsminderungen: Statt 254 Mio. t im reinen Stilllegungsszenario werden unter Maßgabe eines Mindestpreises von 30 €/t CO₂ nur noch 200 Mio. t CO₂ emittiert.

Bei umfangreicheren politisch induzierten Stilllegungen bringt der zusätzliche Mindestpreis in der hier betrachteten Kurzfristperspektive kaum zusätzliche Emissionsminderungen.

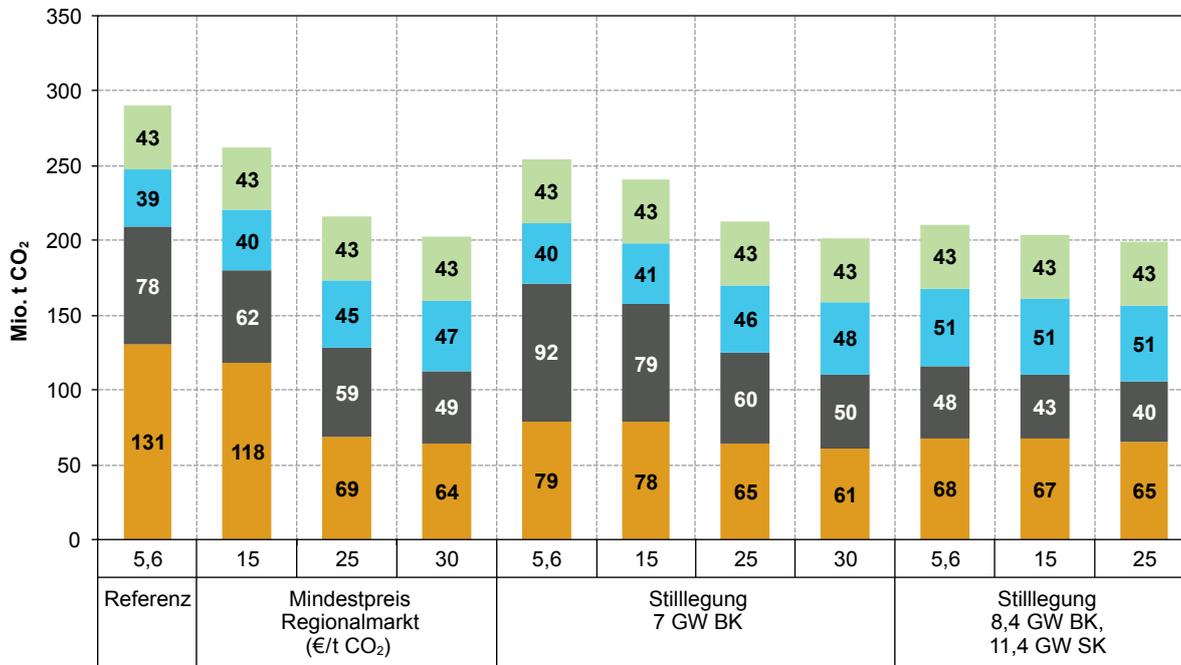
Abbildung 6-2: CO₂-Emissionen der Kraftwerke und Emissionsminderungen gegenüber der Referenz für Kombinationen von CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen



■ Emissionsminderungen
 — Zielniveau
 Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 6-3:

CO₂-Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen für Kombinationen von Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen



- Braunkohle
- Steinkohle
- Erdgas
- Sonstige

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Insgesamt lässt sich festhalten: Je ambitionierter die Stilllegungs- oder Mindestpreispolitik ist, desto kleiner ist – in der Kurzfristperspektive – die zusätzliche Emissionsminderung durch das zweite Instrument. Bei wenig ambitionierten Stilllegungen oder niedrigen CO₂-Mindestpreisen senkt jedoch die Kombination mit einem zusätzlichen Mindestpreis oder zusätzlichen Stilllegungen die Emissionen erheblich.

Abbildung 6-3 stellt die CO₂-Emissionen der Kraftwerke in Deutschland nach Brennstoffen differenziert für die verschiedenen Szenarien dar. Für eine gegebene Stilllegung im Umfang von 7 GW Braunkohle vermeidet bereits ein zusätzlicher CO₂-Mindestpreis von 15 €/t CO₂ im europäischen Regionalmarkt die Verlagerung hin zu mehr Emissionen aus inländischen Steinkohlekraftwerken, die im reinen Stilllegungsszenario zu beobachten ist. Je höher der CO₂-Mindestpreis, desto stärker werden die CO₂-Emissionen aus Steinkohlekraftwerken begrenzt.

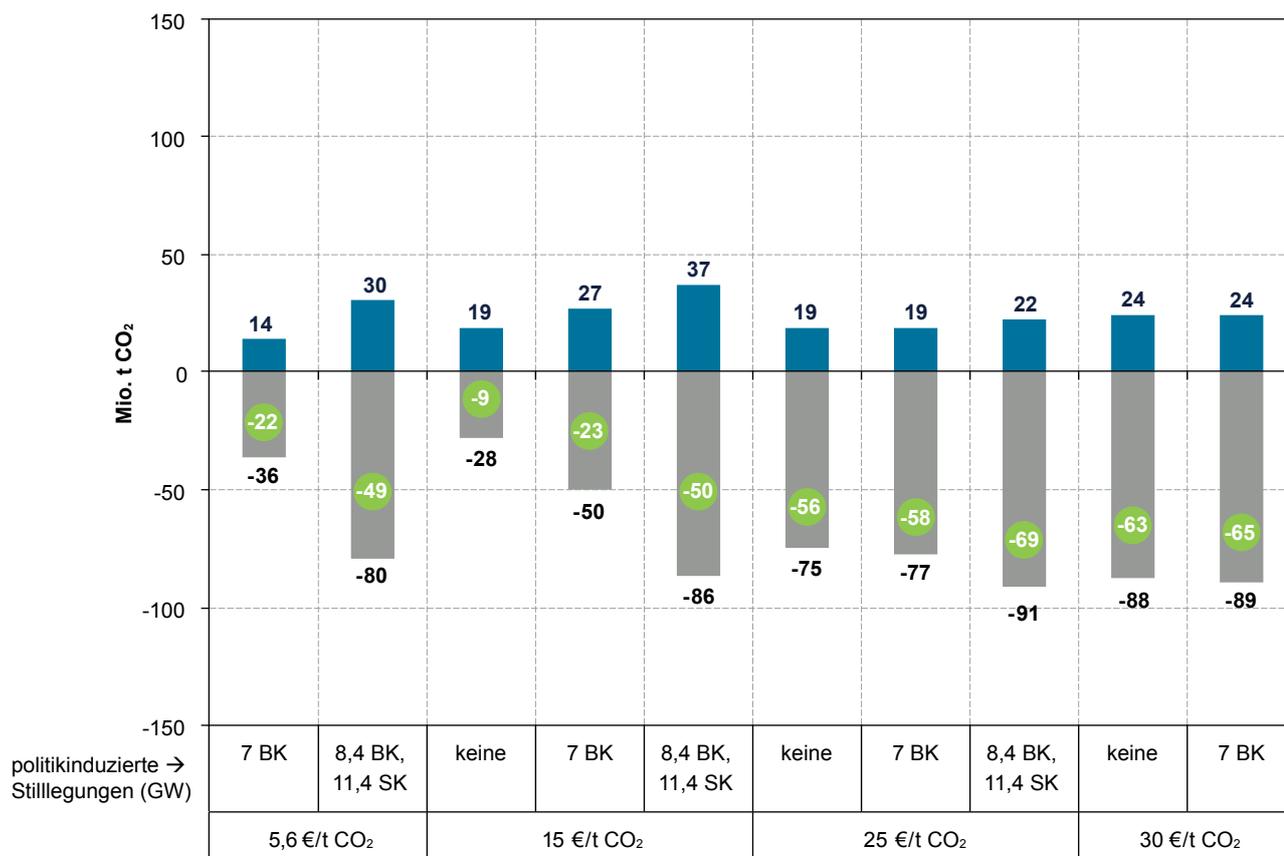
Für die umfangreicheren Stilllegungen von Braun- und Steinkohle sind die Emissionsminderungen durch den zusätzlichen Mindestpreis zwar geringer, Abbildung 6-3 zeigt aber, dass der Mindestpreis auch hier hauptsächlich auf die Emissionen aus Steinkohlekraftwerken wirkt.

Aus einer breiteren Perspektive sollte auch berücksichtigt werden, dass die Unsicherheiten in Bezug auf den Zeitpunkt, zu dem die Emissionsminderungen eintreten, für politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen geringer sind als die von exklusiv wirkenden Bepreisungsinstrumenten.

6.4 CO₂-Emissionen in Europa

Die Abbildung 6-4 zeigt im Überblick, wie sich zusätzliche politisch induzierte Stilllegungen in Deutschland auf die Emissionen in Deutschland und den europäischen Nachbarländern auswirken.

Abbildung 6-4: CO₂-Emissionsminderungen ggü. Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo für Kombinationen von CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen



- Differenz Emissionen Europa (ohne DE) ggü. Referenz
- Differenz Emissionen DE ggü. Referenz
- Saldo Emissionsminderung Europa (mit DE)

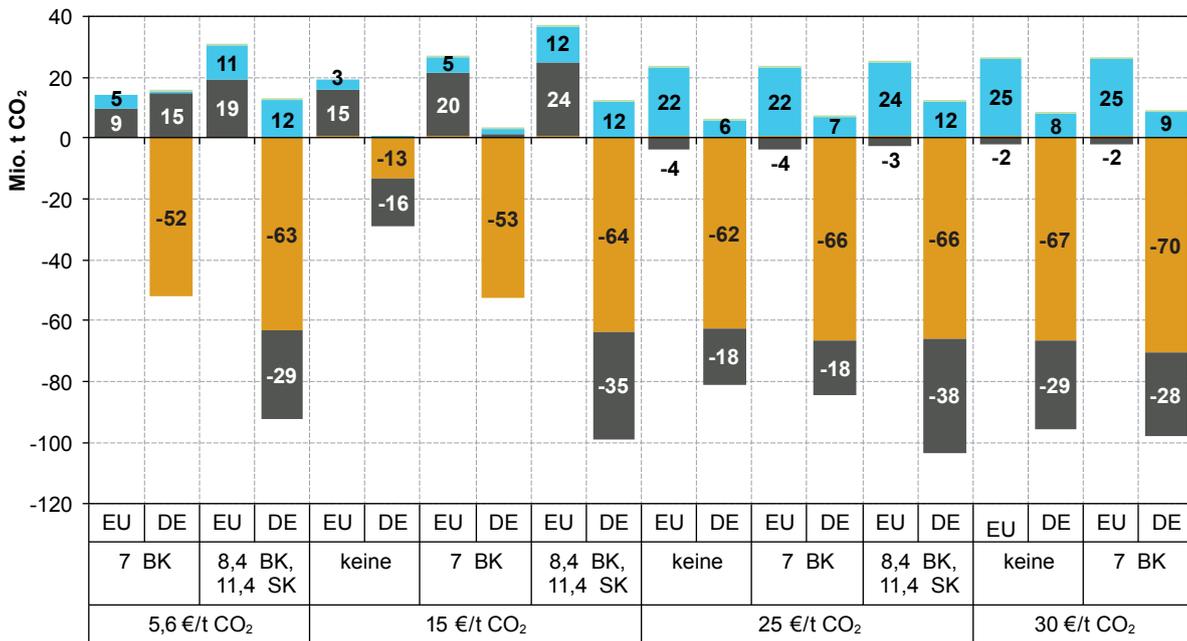
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Bei CO₂-Mindestpreisen von 15 €/t CO₂ im Regionalmarkt entstehen durch politisch induzierte Stilllegungen von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken hierzulande zusätzliche Emissionsminderungen nicht nur für Deutschland, sondern auch im europäischen Saldo.

Werden CO₂-Mindestpreise von 25 €/t CO₂ im Regionalmarkt vorausgesetzt, entstehen nur im Szenario der politisch induzierten, großvolumigeren Stilllegungen von Braun- und Steinkohlekraftwerken zusätzliche CO₂-Emissionsminderungen für Deutschland und im europäischen Saldo.

Wie auch schon im Abschnitt 5.3 dargestellt, entsteht bei CO₂-Preisen ab ca. 25 €/t CO₂ im Saldo der europäischen CO₂-Gesamtemissionen keine Verlagerung von Stromerzeugung und Emissionen zu Steinkohlekraftwerken, wie Abbildung 6-5 zeigt. Diese Situation ergibt sich unabhängig davon, ob und in welchem Umfang in Deutschland Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke politisch induziert stillgelegt werden.

Abbildung 6-5: CO₂-Emissionsminderungen im europäischen Ausland und in Deutschland differenziert nach Brennstoffen für Kombinationen von Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen



- Braunkohle
- Steinkohle
- Erdgas
- Sonstige

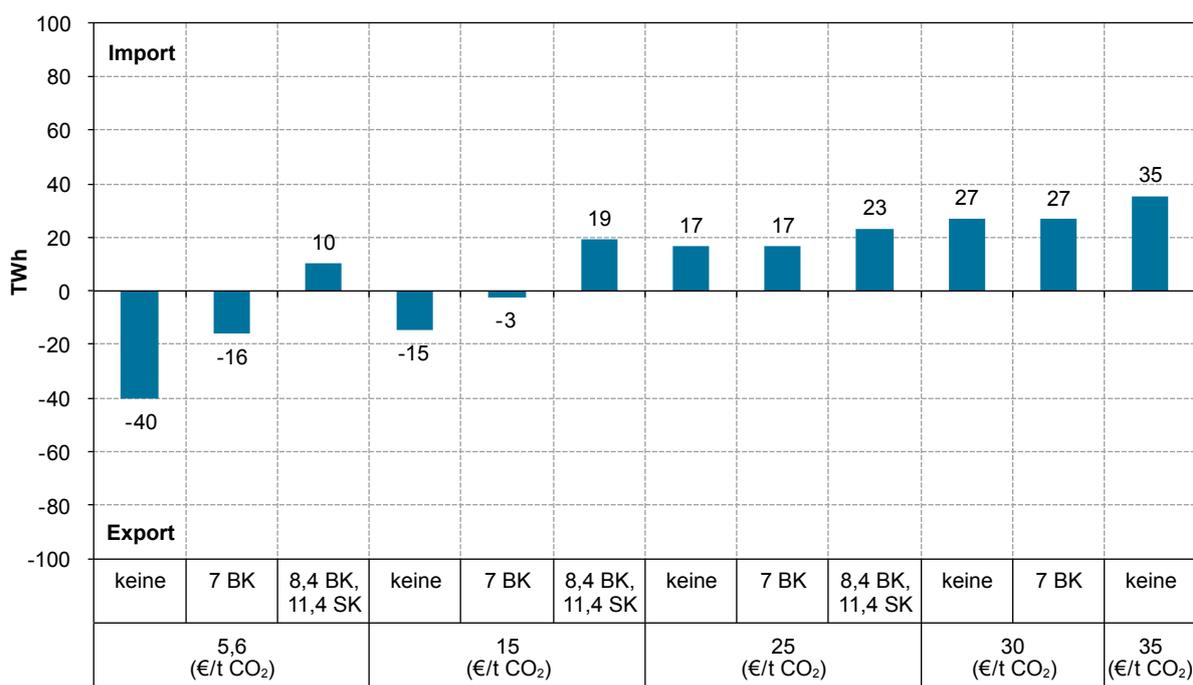
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

6.5 Import-Export-Saldo

Wie schon in Abschnitt 5.4 gezeigt, findet bei reinen Stilllegungspolitiken die geringste Verschiebung von Stromproduktion ins Ausland statt, während mit Einführung eines CO₂-Preises im europäischen Regionalmarkt ein stärkerer Rückgang der Nettoexporte bis hin zu niedrigen Nettoimporten zu beobachten ist. Abbildung 6-6 zeigt nun den Import-Export-Saldo in den verschiedenen Szenarien inklusive der Kombinationen aus Stilllegungspolitiken und CO₂-Mindestpreis im Regionalmarkt.

Für niedrige CO₂-Preise bis 15 €/t wirken sich zusätzliche Stilllegungen auf den Import-Export-Saldo im Sinne einer Verschiebung von Nettoexporten hin zu Nettoimporten aus. Ab 25 €/t CO₂ dominiert die Höhe des Mindestpreises die Höhe der Importe. Da sich die zusätzlichen Stilllegungspolitiken, wie bereits dargestellt, bei höheren Preisen stärker mit den Effekten der Mindestpreise überlappen, zeigen sie auch für den Import-Export-Saldo nur noch wenig zusätzlichen Effekt.

Abbildung 6-6: Import-Export-Saldo für Kombinationen von CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen

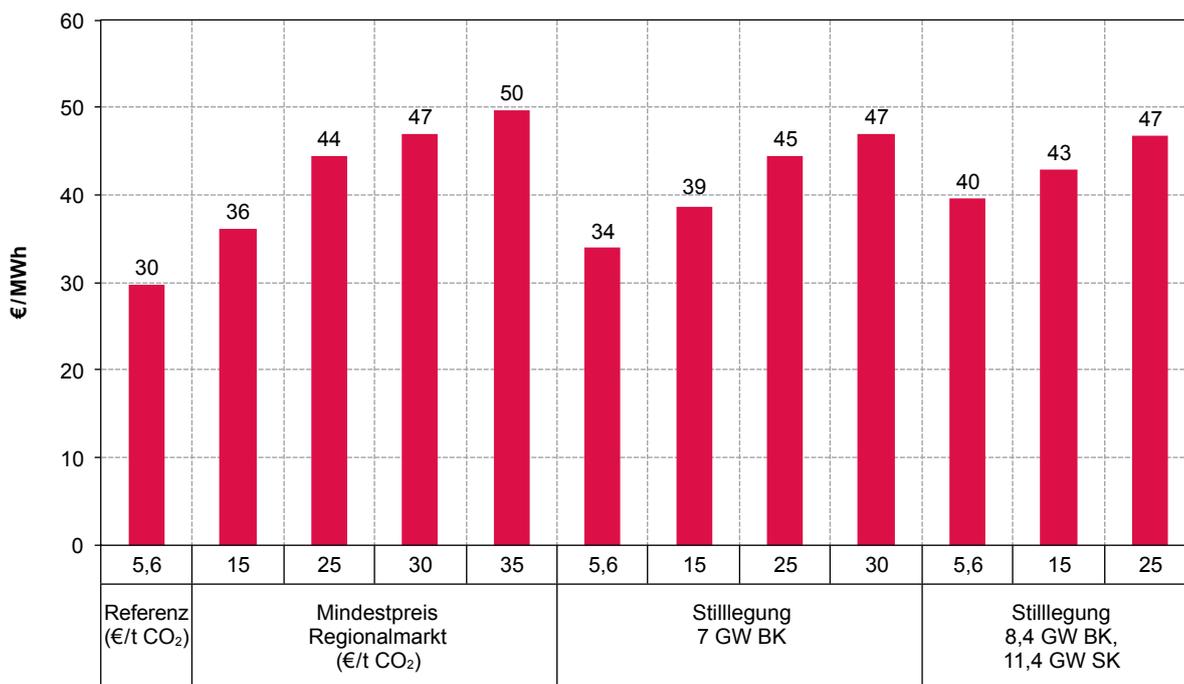


Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

6.6 Börsenstrompreise

Für die Börsenstrompreise ergeben sich auch in der Kombination von CO₂-Mindestpreisen mit Stilllegungen die gleichen Effekte, die schon in Abschnitt 5.5 diskutiert wurden: Der CO₂-Preis dominiert den Strompreiseffekt. Zusätzliche Stilllegungen von 7-GW-Braunkohlekraftwerken haben im Vergleich mit einer reinen CO₂-Mindestpreisstrategie so gut wie keinen Einfluss auf die Börsenstrompreise. Lediglich bei umfangreicheren Stilllegungen von 8,4 GW Braunkohlekapazitäten und 11,4 GW Steinkohleleistung ergibt sich ein Preisanstieg im Vergleich zu den Szenarien ohne Stilllegungspolitiken. Dieser wirkt sich bei niedrigen CO₂-Preisen stärker aus als bei höheren. So führt die Kombination von den genannten Stilllegungen mit einem Mindestpreis von 25 €/t CO₂ zu einem Börsenstrompreis von 47 €/MWh. Das entspricht dem Preisniveau, das sich ohne Stilllegungen, oder mit Stilllegungen von nur 7-GW-Braunkohlekraftwerken, bei einem um 5 €/t höheren CO₂-Preis von 30 €/t einstellt.

Abbildung 6-7: Börsenstrompreise für Kombinationen von CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

7.1 Einnahmen aus der zusätzlichen CO₂-Bepreisung in Deutschland

Mit der Einführung eines CO₂-Mindestpreises werden zusätzliche Einnahmen erzielt. In den meisten der diskutierten Umsetzungsvarianten für einen CO₂-Mindestpreis würden diese in den deutschen

Staatshaushalt bzw. bei Einführung im Regionalmarkt auch in die staatlichen Haushalte der anderen Länder fließen. Die Einnahmen für den jeweiligen Staatshaushalt ergeben sich aus drei verschiedenen Faktoren:

- » der Höhe des CO₂-Mindestpreises bzw. der Differenz zu den Preisen für Emissionsberechtigungen im EU ETS,
- » dem Umfang der im jeweiligen Staatsgebiet entstehenden CO₂-Emissionen,
- » dem Anteil der Emissionen aus dem Stromsektor, die der Regulierung durch den EU ETS und – wie hier angenommen – auch dem CO₂-Mindestpreis unterliegen.

Die Tabelle 7-1 zeigt die Ergebnisse der entsprechenden Analysen für die unterschiedlichen Szenarienvarianten:⁹

- » Bei der Einführung eines CO₂-Mindestpreises von 15 €/t CO₂ bzw. einem Aufschlag von 9,40 €/t CO₂ auf die Kosten für die CO₂-Zertifikate des EU ETS ergeben sich für Deutschland Zusatzeinnahmen von 2,0 bis 2,1 Mrd. €. Die Unterschiede zwischen einer rein nationalen oder einer regionalmarktweiten Einführung des Mindestpreises bleiben mit ca. 80 Mio. € gering.
- » Bei der Einführung eines CO₂-Mindestpreises von 25 €/t CO₂ bzw. einem entsprechenden Aufschlag auf die Kosten für die CO₂-Zertifikate des EU ETS ergeben sich Zusatzeinnahmen von 3,1 bis 3,4 Mrd. €. Die Unterschiede zwischen einer rein nationalen oder einer regionalmarktweiten Einführung sind mit ca. 310 Mio. € bereits signifikant, bleiben aber moderat.
- » Bei der Einführung eines CO₂-Mindestpreises von 35 €/t CO₂ bzw. einem entsprechenden Aufschlag auf die Kosten für die CO₂-Zertifikate des EU ETS ergeben sich Zusatzeinnahmen von 3,4 bis 4,4 Mrd. €. Die Unterschiede zwischen einer rein nationalen oder einer regionalmarktweiten Einführung sind mit ca. über 1 Mrd. € sehr deutlich.
- » Wird ein regionalmarktweiter CO₂-Mindestpreis mit der politisch induzierten Stilllegung von 7-GW-Braunkohlekraftwerken kombiniert, ergeben sich bei einem CO₂-Mindestpreis von 15 €/t CO₂ Einnahmen von 1,9 Mrd. € und damit ein moderat geringeres Volumen als bei der reinen Einführung eines CO₂-Mindestpreises (2,1 Mrd. €).
- » Bei einem CO₂-Mindestpreis von 15 €/t CO₂ und einer politisch induzierten Stilllegung von 8,4-GW-Braunkohlekraftwerken und 11,4-GW-Steinkohlekraftwerken sinken die zusätzlichen Einnahmen weiter deutlich auf 1,5 Mrd. €.

⁹ Diesen Analysen wurden die summarischen Emissionen der Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgas-kraftwerke zugrunde gelegt. Die entsprechenden Summen verringern sich bei höheren Zertifikatspreisen entsprechend, dies gilt jedoch auch für die Ausgabenseite, z. B. mit Blick auf die Kompensation indirekter CO₂-Kosten.

- » In der Kombinationen eines CO₂-Mindestpreises von 25 €/t CO₂ und einer politisch induzierten Stilllegung von 7-GW-Braunkohlekraftwerken sinken die zusätzlichen Einnahmen auf 2,3 Mrd. € und damit gegenüber der reinen Mindestpreisvariante (3,4 Mrd. €) nur leicht.
- » Für die Variante eines CO₂-Mindestpreises von 25 €/t CO₂ in Kombination einer politisch induzierten Stilllegung von 8,4-GW-Braunkohlekraftwerken und 11,4-GW-Steinkohlekraftwerken sinken die zusätzlichen Einnahmen auf 3,0 Mrd. € und damit gegenüber der reinen Mindestpreisvariante (3,4 Mrd. €) bereits in einer moderaten Größenordnung.

Tabelle 7-1: Zusätzliche staatliche Einnahmen für verschiedene Modelle von CO₂-Mindestpreisen in Deutschland

		CO ₂ -Mindestpreis	Differenzpreis	CO ₂ -Mindestpreis in Deutschland		CO ₂ -Mindestpreis im Regionalmarkt	
				mindestpreis-pflichtige Emissionen	zusätzliche Einnahmen	mindestpreis-pflichtige Emissionen	zusätzliche Einnahmen
		€/t CO ₂	€/t CO ₂	Mio. t CO ₂	Mrd. €	Mio. t CO ₂	Mrd. €
CO₂-Mindestpreise		15	9,4	212	2,0	220	2,1
		25	19,4	157	3,1	173	3,4
		30	24,4			160	3,9
		35	29,4	116	3,4	150	4,4
Kombinationen CO₂-Mindestpreise und Stilllegungen	7 GW Braunkohle	15	9,4			198	1,9
		25	19,4			170	3,3
		30	24,4			158	3,9
	8,4 GW Braunkohle 11,4 GW Steinkohle	15	9,4			161	1,5
		25	19,4			157	3,0

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

In Anbetracht der zusätzlichen Einnahmen lässt festhalten, dass mit CO₂-Mindestpreisen erhebliche Einnahmenvolumina im Bereich von 2 bis 4,4 Mrd. € erzielt werden können. Zum Vergleich: Der untere Rand dieser Bandbreite entspricht etwa einem Anteil von 30 % und der obere Rand etwa zwei Drittel des aktuellen Stromsteueraufkommens in Deutschland.

Im Vergleich einer nationalen und regionalmarktweiten Einführung liegen die Einnahmen für die Regionalmarktvariante deutlich höher, die Kombination von CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen lässt die Einnahmen moderat sinken.

7.2 Kosteneffekte für die EEG-Umlage unterliegenden Endverbrauchsbereiche

Diese Ergebnisse bedürfen mit Blick auf die Stromkosten für Endverbraucher einer weiteren Analyse. Wichtig ist hier vor allem die Unterscheidung von zwei Stromverbrauchsgruppen:

- » Für den Stromverbrauch der privaten Haushalte, des Sektors Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) sowie der nicht von den Privilegierungsregelungen im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) erfassten Industrie müssen neben den Strompreiseffekten im Großhandelsmarkt auch die dem entgegen wirkenden Effekte auf die EEG-Umlage in Betracht gezogen werden. Für den Zeithorizont 2020 betrifft dies etwa drei Viertel des insgesamt von Letztverbrauchern aus dem Netz bezogenen Stroms bzw. knapp zwei Drittel des gesamten Letztverbrauchs (IE 2017).
- » Für die in den Genuss der (unterschiedlichen) Privilegierungsregelungen des EEG kommende Industrie sowie die ebenfalls privilegierten Schienenbahnen haben die Strompreiseffekte im Großhandelsmarkt einen direkten Einfluss auf die Niveaus der Endverbrauchspreise. Eine Dämpfung über die EEG-Umlage erfolgt hier nur in sehr geringem (etwa 11,5 % des gesamten Stromverbrauchs der Letztverbraucher mit einer um 80 bis 85 % reduzierten EEG-Umlage) bzw. vernachlässigbarem Umfang (ca. 10,5 % des gesamten Letztverbrauchs) (IE 2017).

Für die Bandbreite der hier betrachteten Szenarien ergeben sich Anstiege der Börsenstrompreise bis maximal 20 €/MWh, dies entspricht 2 ct/kWh.

Tabelle 7-2: Kostendämpfung des Strompreisanstiegs durch Sinken der EEG-Umlage

	Effektiver CO ₂ -Preis	Börsenstrompreis	Anstieg Börsenstrompreis ggü. Referenz	Senkung der EEG-Umlage ggü. Referenz	Kostendämpfung
	€/t CO ₂	€/MWh	ct/kWh	ct/kWh	%
Referenz	5,60	30			
CO₂-Mindestpreis					
national	15,00	36	0,60	-0,35	58 %
	25,00	43	1,30	-0,76	58 %
	35,00	48	1,80	-1,05	58 %
Regionalmarkt	15,00	36	0,60	-0,35	58 %
	25,00	44	1,40	-0,82	58 %
	30,00	47	1,70	-0,99	58 %
	35,00	50	2,00	-1,17	58 %
Politisch induzierte Stilllegungen					
7 GW Braunkohle	5,60	34	0,40	-0,23	58 %
8,4 GW Braunkohle & 11,4 GW Steinkohle	5,60	40	1,00	-0,58	58 %

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Für diejenigen Stromverbrauchsbereiche, die die EEG-Umlage in voller Höhe zu tragen haben, dämpfen die Wechselwirkungen zwischen EEG-Umlage und Großhandelspreis für Strom die effektiven Strompreis- bzw. -kostenanstiege erheblich ab. Eine Analyse mithilfe des vom Öko-Institut entwickelten Agora EEG-Rechners¹⁰ zeigt, dass sich der Anstieg der Börsenstrompreise durch das gleichzeitige Sinken der EEG-Umlage nur mit gut 40 % (bezogen auf den Börsenstrompreisanstieg) auf die Endkundenpreise durchschlägt. Knapp 60 % des Börsenstrompreisanstiegs werden durch den Rückgang der EEG-Umlage kompensiert (Tabelle 7-2).

7.3 Kompensation indirekter CO₂-Kosten für die stromintensiven Industrien

Eine andere Situation ergibt sich für den Bereich des industriellen Stromverbrauchs, der Strom zu Kosten beziehen kann, der in der Größenordnung der Großhandelspreise liegt und für die von den über die EEG-Umlage entstehenden Dämpfungseffekten unberührt bleibt. Im Rahmen des EU ETS können jedoch die besonders stromintensiven Industrieunternehmen (neben anderen Vergünstigungen z. B. im Bereich der Netznutzungsentgelte) im Rahmen der entsprechenden EU-Beihilferichtlinie (Europäische Kommission 2012) sowie des entsprechenden Förderprogramms in Deutschland (BMW 2017; DEHSt 2016; DEHSt 2017a; DEHSt 2017b) grundsätzlich einen sehr großen Teil der über die Strommärkte vermittelten (indirekten) CO₂-Kosten kompensieren.

In Deutschland ist aktuell ein industrieller Stromverbrauch von ca. 80 TWh in diesem Rahmen beihilfefähig. Dies entspricht einem Anteil von etwa einem Drittel des gesamten industriellen Stromverbrauchs bzw. etwa 15 % des gesamten Endverbrauchs von Elektrizität in Deutschland. Etwa ein Viertel des im Rahmen der Kompensation von indirekten CO₂-Kosten beihilfefähigen Stromverbrauchs entfällt auf die Eigenerzeugung der entsprechenden Industrieunternehmen (DEHSt 2017a).

Aktuell können für die im Rahmen der CO₂-Bepreisung über den EU ETS überwältigten Kosten auf die Großhandelsstrompreise in Deutschland wie in Mittel- und Westeuropa folgende Kompensationen erfolgen:

- » für die im Anhang II abschließend definierten stromintensiven Sektoren
- » ein Strompreiseffekt von 0,76 t CO₂/MWh
- » ein Kompensationsvolumen von höchstens 80 % der Zusatzkosten (dieser Faktor geht bis 2020 auf 0,75 % zurück)
- » bezogen auf einen Höchstverbrauch entsprechend spezifischer Effizienzbenchmarks.

10 <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/124/EEG-Rechner+f%C3%BCr+Excel/>

Für die unterschiedlichen Szenarien für das Jahr 2020 ergeben sich die in Tabelle 7-3 gezeigten Ergebnisse. In allen Varianten mit etwa vergleichbaren CO₂-Emissionsminderungseffekten liegen die effektiven Stromkosteneffekte für die stromintensiven Industrien für die Szenarien mit CO₂-Mindestpreisen mit 10 bis 15% deutlich unter den vergleichbaren Szenarien, die ausschließlich auf politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen basieren. Die aus möglichen Kompensationszahlungen für die Stilllegungs-Szenarien resultierenden Umlagen (z. B. auf die Netzentgelte) sind dabei noch unberücksichtigt, wobei diesbezüglich davon ausgegangen werden muss, dass die entsprechenden Privilegierungen für stromintensive Industrien im Bereich der Netzentgelte auch diese Effekte nur zu kleinen Teilen kostenwirksam werden lassen würden.

Tabelle 7-3: Effektive Stromkosteneffekte der verschiedenen Szenarien für stromkostenintensive Industrien

	Effektiver CO ₂ -Preis	Börsenstrompreis	Kompensation indirekter CO ₂ -Kosten			Effektive Kosten
			EU ETS	Mindestpreis	gesamt	
	€/t CO ₂	€/MWh				
Referenz	5,60	30	3	0	3	27
CO₂-Mindestpreis						
national	15,00	36	3	5	9	27
	25,00	43	3	11	14	28
	35,00	48	3	17	20	28
Regionalmarkt	15,00	36	3	5	9	28
	25,00	44	3	11	14	30
	30,00	47	3	14	17	30
	35,00	50	3	17	20	30
Politisch induzierte Stilllegungen						
7 GW Braunkohle	5,60	34	3	0	3	31
8,4 GW Braunkohle & 11,4 GW Steinkohle	5,60	40	3	0	3	36

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Ob und in welchem Umfang die entsprechenden Kompensationsprogramme auch dann beihilferechtlich zulässig wären, wenn die indirekten CO₂-Kosten sich aus Maßnahmen Deutschlands oder der hier betrachteten Länder des Regionalmarkts ergeben, bedarf einer rechtlichen Prüfung, die im Rahmen der hier vorgelegten Analysen nicht durchgeführt werden konnte.

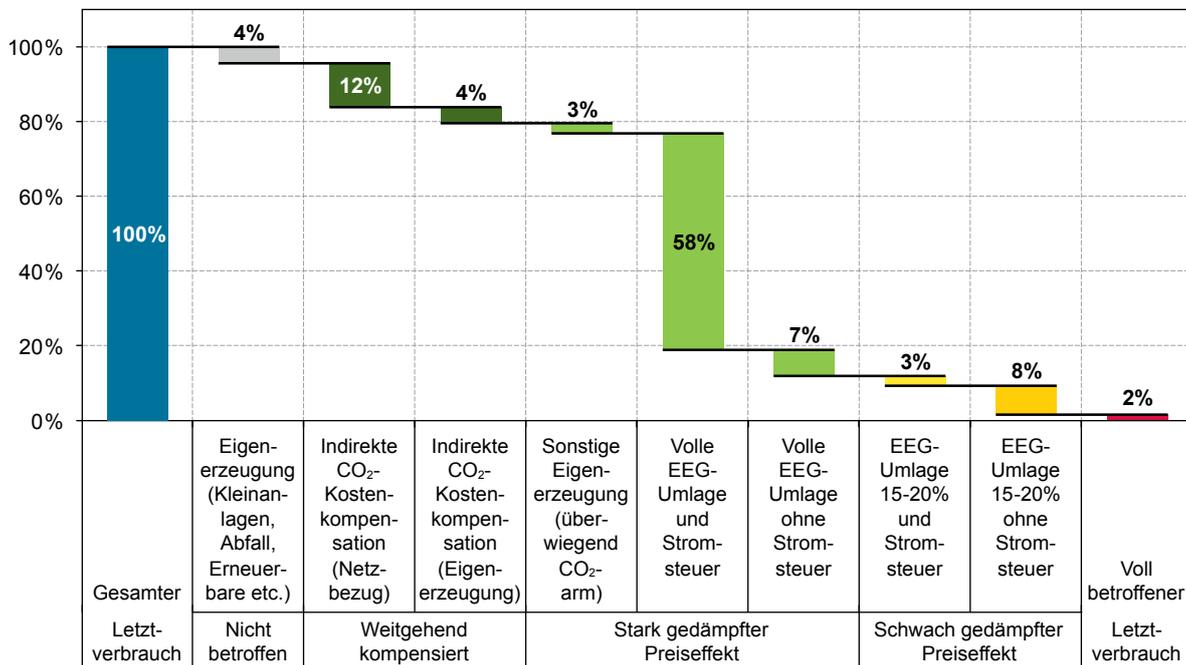
Bezug genommen werden kann jedoch auf den Referenzfall des britischen CO₂-Mindestpreises, für den die Europäische Kommission die Anwendung der Kompensationsregelungen für die indirekten CO₂-Kosten auf für den britischen CO₂-Mindestpreis (*Carbon Price Support Mechanism*) genehmigt hat (EC 2014), die auch entsprechend umgesetzt werden (DBEI 2017). Je näher sich die instrumentelle und rechtliche Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises an das britische Modell anlehnt, umso geringer sind die mit einem entsprechenden Genehmigungsverfahren verbundenen Restrisiken einer fehlenden beihilferechtlichen Zulässigkeit.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass durch den EU ETS bewirkte Preissteigerungen am Großhandelsmarkt auch im Kontext der Gesamtheit aller Refinanzierungsmechanismen des Strommarktes bewertet werden müssen. Neben dem o.g. EEG betrifft dies vor allem die in Deutschland aktuell diskutierten bzw. für einige Nachbarstaaten schon in der Einführung befindlichen Kapazitätsmechanismen. Wenn das Ertragspotenzial des Strommengenmarktes über höhere CO₂-Preise gestärkt wird, verringert sich gleichzeitig das notwendige Refinanzierungsvolumen über z. B. Kapazitätsmärkte. Unter Berücksichtigung dieser Wechselwirkungen wird die Einpreisung höherer CO₂-Kosten im Strommarkt sich nur deutlich abgedämpft in den Stromkosten der Verbraucher niederschlagen.

7.4 Kosteneffekte für die verschiedenen Verbrauchssegmente im Überblick

Durch die unterschiedlichen Kompensations- und Dämpfungsmechanismen ergibt sich ein sehr heterogenes Muster für die Auswirkungen eines durch den CO₂-Mindestpreis erhöhten Großhandelspreises auf die Letztverbraucher sowie eine entsprechende Vielfalt weiterer Kompensationsoptionen (Abbildung 7-1).

Abbildung 7-1: Auswirkungen durch CO₂-Preise erhöhter Großhandelspreise auf die Letztverbraucher



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

In einer Abschätzung die Perspektive 2020¹¹ ergibt sich im Einzelnen die folgende Situation:

- » Ein Anteil von etwa 4 % des gesamten Letztverbrauchs an Strom bleibt vom CO₂-Mindestpreis unberührt. Dies betrifft Eigenerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen, Kleinanlagen oder andere vom EU ETS bzw. dem CO₂-Mindestpreis nicht erfasste Anlagen.
- » Für einen Anteil von etwa 12 % des gesamten Letztverbrauchs kommt die sehr weitgehende Kompensation der indirekten CO₂-Kosten zum Tragen. Für die entsprechenden stromintensiven Industriesektoren dürfte es nicht zu nennenswerten Überlagerungen mit den u. g. Dämpfungseffekten über die EEG-Umlage kommen.
- » Weitere 4 % des gesamten Letztverbrauchs, die über Eigenerzeugungsanlagen der stromintensiven Industrie bereitgestellt werden, erhalten ebenfalls weitgehende Beihilfen im Rahmen der Kompensation indirekter CO₂-Kosten.
- » Ein Letztverbrauchsanteil von etwa 3 % wird über industrielle Eigenerzeugungsanlagen bereitgestellt, die dem EU ETS bzw. dem CO₂-Mindestpreis unterliegen. Da es sich hier ganz überwiegend um sehr effiziente (KWK-) Anlagen auf der Basis wenig CO₂-intensiver Brennstoffe (v. a. Erdgas) handelt, sind die Effekte eines CO₂-Mindestpreises auf diese Anlagen im Vergleich zu den Effekten im Großhandelsmarkt sehr stark abgedämpft.
- » Ein Anteil von etwa 58 % des gesamten Letztverbrauchs unterliegt der Zahlungsverpflichtung für die volle EEG-Umlage, ist damit von den Strompreiserhöhungen im Großhandelsmarkt nur sehr abgedämpft (ca. 60 %) betroffen und gleichzeitig mit dem Regelsatz stromsteuerpflichtig.
- » Ein Letztverbrauchsanteil von etwa 7 % unterliegt zwar der Zahlungsverpflichtung für die volle EEG-Umlage und ist den Preisänderungen an der Strombörse nur stark abgedämpft betroffen, ist gleichzeitig weitgehend von der Stromsteuer befreit.
- » Ein Anteil von etwa 3 % des gesamten Letztverbrauchs ist nur mit stark reduzierten (um 80 bis 85 %) Sätzen EEG-umlagepflichtig und ist Änderungen bei den Großhandelspreisen nur mit geringer Dämpfung ausgesetzt, unterliegt aber gleichzeitig einem um etwa die Hälfte reduzierten Stromsteuersatz (Schienenbahnen etc.).
- » Für etwa 8 % des Letztverbrauchs (kleinerer Teil des Verarbeitenden Gewerbes) ergibt sich das Zusammenwirken von Großhandelspreisen und EEG-Umlage in gleicher Weise. Hier muss aber die Stromsteuer nur zu sehr geringen Teilen entrichtet werden.
- » Ein Anteil von ca. 2 % des gesamten Letztverbrauchs kann weder Beihilfen zur Kompensation indirekter CO₂-Kosten in Anspruch nehmen noch profitiert er von den Dämpfungseffekten der EEG-Umlage, ist also den Großhandelspreiseffekten einer CO₂-Bepreisung voll ausgesetzt. Für dieses Verbrauchssegment fallen auch keine nennenswerten Stromsteuern an.

¹¹ Grundlage für diese Zusammenstellung bildet die Mittelfristprognose für die Letztverbrauchsstrukturen im Rahmen des EEG (IE 2017), die amtliche Statistik zur industriellen Stromerzeugung für das Jahr 2016 sowie die Auswertung der Beihilfemaßnahmen zur Kompensation indirekter CO₂-Kosten für das Jahr 2015 (DEHSt 2017a). Die Daten aus den beiden letztgenannten Quellen wurden für das Jahr 2020 fortgeschrieben.

Die Übersicht verdeutlicht auch die unterschiedlichen Möglichkeiten für Ausgleichsmaßnahmen:

- » Etwa die Hälfte des zusätzlichen Aufkommens würde für die Kompensation der indirekten CO₂-Kosten für die im internationalen Wettbewerb befindliche energieintensive Industrie eingesetzt werden, wenn die Regelungen des aktuellen Beihilferahmens unterstellt werden.
- » Ein weiterer Aufkommensanteil könnte zur Reduzierung der Stromsteuer eingesetzt werden. Hierfür könnten die Preiseffekte für ca. 58 % des Letztverbrauchs (v. a. im Bereich der kleinen Verbraucher, nicht aber in der Industrie) noch stärker abgedämpft bis hin zu ganz kompensiert werden. Für den Bereich der Schienenbahnen (ca. 3 % des Letztverbrauchs) könnte auf diesem Wege zumindest eine größere Teilkompensation der Kosteneffekte am Großhandelsmarkt erfolgen.
- » Ergänzend oder alternativ könnte ein Teil des Aufkommens zur Reduzierung der EEG-Umlage eingesetzt werden. Hier ließe sich für etwa drei Viertel des Letztverbrauchs eine zusätzliche Entlastung schaffen, die jedoch im Gesamteffekt beschränkt bliebe (bei einem CO₂-Mindestpreis von 15 €/t CO₂ könnte die EEG-Umlage mit einem Einsatz von 1 Mrd. € aus den zusätzlichen Erlösen des CO₂-Mindestpreises um etwa 0,25 ct/kWh und bei einem Einsatz von 2 Mrd. € um etwa 0,5 ct/kWh reduziert werden).

Diese Bandbreite der Handlungsmöglichkeiten zeigt, dass verschiedene Optionen bestehen, um die Kosteneffekte eines CO₂-Mindestpreises für die verschiedenen Endverbrauchsbereiche zu begrenzen oder sehr weitgehend zu kompensieren, soweit dies politisch für sinnvoll und notwendig gehalten wird. Gleichzeitig sollte aber nicht ausgeblendet werden, dass für jene Bereiche der Industrie, für die Kompensationsmaßnahmen oder anderweitige Kostendämpfungseffekte nicht möglich sind oder begrenzt bleiben, die Energiestückkosten und damit die Wettbewerbseffekte eher gering bleiben dürften.

8 Wechselwirkungen mit dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union

Das Emissionshandelssystem der Europäischen Union bildet einen wichtigen Rahmen für die europäische Klimapolitik, aber auch für ergänzende nationale oder regionale Strategien, die eine höhere klimapolitische Integrität der stromwirtschaftlichen Entwicklung anstreben.

Gerade mit Blick auf Politiken und Maßnahmen jenseits des EU ETS stellt sich die Frage, ob nationale, regionale oder europäische Maßnahmen zur schnelleren Emissionsminderung klimapolitisch nicht ins Leere laufen, sollte sich die Anzahl der über das EU ETS langfristig verfügbaren Emissionsrechte nicht verändern. Mit zusätzlichen Emissionsminderungsmaßnahmen im europäischen Bilanzraum könnte sich die Nachfrage nach Emissionsberechtigungen für Compliance-Zwecke (also den Einsatz der Zertifikate für ausgestoßene Treibhausgase) reduzieren. Diese CO₂-Zertifikate würden damit grundsätzlich, wenn ggf. auch erst zu einem (deutlich) späteren Zeitpunkt, für andere Anlagen der Stromerzeugung und/oder der anderen Industriesektoren innerhalb und außerhalb Deutschlands zur Verfügung stehen.

Die grundsätzliche Verfügbarkeit von Emissionsberechtigungen führt nicht automatisch zu höheren Emissionen. Die Emissionsniveaus verändern sich nur, wenn sich der Preis für die CO₂-Zertifikate und damit das ökonomische Kalkül der Gesamtheit der Anlagenbetreiber (signifikant) ändert. Und solche Veränderungen der Preise können nur durch fundamentale Knappheit an Emissionsberechtigungen entstehen.

Damit bildet nicht allein die Verfügbarkeit zusätzlicher Emissionsberechtigungen, sondern auch eine entsprechende Knappheitssituation bzw. die Existenz von entsprechenden Knappheitspreisen die Voraussetzung zur theoretischen Möglichkeit, dass durch politische Interventionen jenseits des EU ETS reduzierte Treibhausgasemissionen zusätzliche Emissionen an anderer Stelle kompensiert werden („Wasserbetteffekt“). Sollten entsprechende Knappheitssituationen erst in (ferner) Zukunft auftreten, verändert die Verfügbarkeit zusätzlicher Zertifikate in einem System mit unbegrenzter Geltungsdauer (*Banking*) die aktuellen Preise allenfalls stark abgedämpft – ein Effekt, der sich über die Abdiskontierung des zukünftigen Werts erklärt. Über die im konkreten Kontext des EU ETS relevanten Perioden von etwa einer Dekade sind solche Effekte weitgehend irrelevant.

Die vorstehenden Überlegungen gelten jedoch nur unter der Maßgabe, dass es sich beim Emissionshandelssystem um ein idealtypisches Modell handelt. Die Realität des EU ETS weicht von diesem Standardmodell erheblich ab, nachdem Anfang 2018 eine Reihe struktureller Reformen für den EU ETS beschlossen wurde, die in der 4. Handelsperiode des EU ETS (2021–2030) volle Wirkung entfalten werden. Als da sind:

- » Überschüsse im Emissionshandelssystem (*Allowances in circulation*) werden von der sog. Marktstabilitätsreserve (MSR) aufgenommen, solange diese Überschüsse den Wert von 833 Mio. Zertifikaten überschreiten. Unterschreiten die Überschüsse den Schwellwert von 400 Mio. Zertifikaten, werden die in der MSR vorhandenen Zertifikate tranchenweise wieder für Auktionen und damit dem Markt verfügbar gemacht.

- » Ab dem Jahr 2023 wird die maximale Größe der Marktstabilitätsreserve auf die Versteigerungsmenge des Vorjahres beschränkt. Sämtliche Zertifikate in der Marktstabilitätsreserve, die diese Grenze überschreiten, werden gelöscht.
- » Sofern im Stromsektor durch zusätzliche nationale Klimaschutzmaßnahmen Kraftwerke stillgelegt werden, können Mitgliedstaaten die mit den CO₂-Einsparungen korrespondierende Menge an Zertifikaten unilateral stilllegen.

Diese strukturellen Änderungen des Regelwerks zum EU ETS gilt es zu berücksichtigen, wenn die effektiven Emissionsminderungseffekte zum EU ETS komplementärer Maßnahmen bewertet werden sollen.

Die mit Einführung der Marktstabilitätsreserve (MSR) entstehenden Wirkungsmechanismen des EU ETS erfordern eine vor allem bezüglich der Zeithorizonte differenzierte Betrachtungsweise:

1. Kurzfristig, d. h. bis einschließlich 2020, entstehen die o. g. Emissionsminderungen im Kontext eines durch massive Überschüsse (von etwa 3 Mrd. Emissionsberechtigungen) geprägten EU ETS. Wenn es keine (zeitpunktbezogene) Knappheit an Emissionsrechten gibt, dann steht einer Emissionsminderung an einem Punkt keine Erhöhung an einem anderen Punkt des Systems gegenüber. Für den Zeithorizont 2020 bewirken zusätzliche Emissionsminderungsmaßnahmen, also auch im regulativen Umfeld des EU ETS in aktueller Verfassung, zusätzliche Emissionsminderungen und damit auch effektive Zielerreichungsbeiträge sowohl im deutschen als auch im europäischen Verpflichtungsraum.
2. Mittelfristig, d. h. von 2020 bis mindestens 2030, werden zusätzlich verfügbare Emissionsberechtigungen vollständig vom Lademechanismus der MSR absorbiert. Im System sind damit für diesen Zeithorizont nicht mehr Emissionsrechte verfügbar als in einer Situation ohne zusätzliche Maßnahmen für Compliance-Zwecke, die höhere Emissionen nach sich ziehen könnten. Diese Tatsache führt auch dazu, dass die zusätzlichen Maßnahmen – unter Maßgabe der hierfür anzusetzenden Diskontierungsfaktoren – keine zeitlich nach vorn ausstrahlenden Preisveränderungen für CO₂-Zertifikate bewirken. Somit führt dies auch nicht zu kurz- und mittelfristig höheren Emissionsniveaus in der Überschussphase des Systems. Auch mittelfristig entstehen damit reale Emissionsminderungen und Zielerreichungsbeiträge, selbst unter Berücksichtigung der Rückkopplungsmechanismen des EU ETS. Schließlich führt die ungeeignete Parametrisierung der Schwellwerte für die MSR dazu, dass auch beim Erreichen des Schwellwerts von 833 Mio. Emissionsberechtigungen keine Knappheitspreise erreicht werden.
3. Langfristig könnten solche Rückkopplungswirkungen entstehen, wenn die in der Aufladephase der MSR absorbierten Emissionsberechtigungen (s. o.) wieder weitgehend vollständig für Compliance-Zwecke verfügbar gemacht werden. Diese Möglichkeit besteht jedoch erst, wenn das Niveau der Überschüsse den Schwellwert von 400 Mio. Zertifikaten unterschreitet. Nach vielen aktuellen Abschätzungen betrifft dies erstens allenfalls den Zeitraum deutlich nach 2030. Bis dahin wird über die automatische Löschung der Zertifikate in der MSR (in Abhängigkeit von den Stromsektoremissionen) die Zahl der prinzipiell wieder nutzbar machbaren Zertifikate stetig verringert.
4. Mit Blick auf die langfristigen Effekte muss aber auch berücksichtigt werden,

dass die aktuelle Parametrisierung der MSR bzgl. der Schwellwerte für die Absaugung von Überschussmengen (833 Mio. Zertifikate) bzw. der Wiedergabe für den Markt (400 Mio. Zertifikate) starr ist. Sie beruht auf einer – stark umstrittenen – Theorie, dass im Markt selbst bei hohen Überschüssen (833 Mio. Zertifikate entsprechen einem Überangebot von 40%!) Knappheiten und Knappheitspreise entstehen, weil die Anbieter von Terminalsicherungsprodukten für den Strommarkt Zertifikate aufkaufen (und diese Termingeschäfte nicht anders absichern) würden. Neben dieser grundsätzlichen Problematik ist im nächsten Jahrzehnt nicht davon auszugehen, dass bei einem deutlich sinkenden Niveau fossiler und vor allem CO₂-intensiver Grund- und Mittel-lasterzeugung der Absicherungsbedarf für Terminlieferungen aus diesen Anlagen unverändert bleibt. Deutlich bevor es nach dem heutigen Stand der Parametrisierung zur Freigabe von Zertifikaten aus der MSR kommt, werden die Schwellwerte nach unten angepasst werden müssen. Damit verstärkt sich wieder der Absaugeffekt der MSR, die Zahl der in der MSR gelöschten Zertifikate steigt und die Freigabe von Emissionsberechtigungen aus der MSR für den Markt verzögert sich weiter und fällt deutlich geringer aus.

Der besondere Vorteil eines CO₂-Mindestpreises (wie auch jeder anderen Maßnahme, die implizit auf ähnliche Preisniveaus abstellt) in diesem Kontext besteht darin, dass dieses Instrument beim Auftreten von Knappheitspreisen dynamisch reagiert. Wenn also der verringerte Bedarf an CO₂-Zertifikaten Knappheitssituationen beeinflussen sollte, geschieht dies wohl nur dann, wenn Knappheitspreise auftreten. Wenn der CO₂-Mindestpreis in der Größenordnung der erwartbaren Knappheitspreise parametrisiert wird (und zu effektiven CO₂-Preisen von zunächst 30 bis 35 €/t führt), dann entfallen diese zusätzlichen Wirkungen zum Zeitpunkt, an dem Knappheitspreise im System auftreten. Kompensationseffekte sind in diesem Kontext ausgeschlossen.

Neben dem o.g. automatischen Lösungsmechanismus können die Mitgliedstaaten Zertifikate unilateral aus dem System entnehmen. Diese Emissionsberechtigungen stehen damit für Compliance-Zwecke final nicht mehr zur Verfügung.

Weiterer Forschungsbedarf besteht bezüglich der Frage, in welchem Zeitraum die unterschiedlichen Mechanismen wirksam werden und inwieweit weiterer Reformbedarf besteht (dauerhafte Erhöhung der Abschöpfungsrate der MSR, Dynamisierung der MSR-Schwellwerte bzw. der MSR-internen Lösungsmechanismen). Gerade die regelmäßigen Überprüfungsmechanismen des Klimaabkommens von Paris mit ihrer klaren Referenz zur 2°-C-Grenze werden den diesbezüglichen Handlungsdruck über die Zeit deutlich erhöhen. Außerdem stellt sich die Frage, ob und in welchem Umfang es sinnvoll sein kann, von der Option freiwilliger nationalstaatlicher Lösungen der Zertifikate Gebrauch zu machen.

Zusätzliche Emissionsminderungsmaßnahmen und insbesondere ein CO₂-Mindestpreis tragen damit als nationale, regionale oder EU-weite Ergänzungsinstrumente bzw. wirkungsverstetigende Begleitmechanismen sowohl in der kurz- und mittelfristigen als auch in der langfristigen Perspektive zusätzlich zu den Zielen bei, selbst unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit dem EU ETS. Dies stabilisiert den Emissionsminderungspfad und trägt zur Vermeidung disruptiver Preisentwicklungen im EU ETS und auch zur Stabilisierung des EU ETS bei. Der „Wasserbetteffekt“ spielt nach den strukturellen Reformen des EU ETS keine wesentliche Rolle mehr.

Synthese und Schlussfolgerungen

Aus den vorstehend beschriebenen Analysen und Einordnungen lassen sich bezüglich der unterschiedlichen Ergebnisdimensionen folgende Schlussfolgerungen ziehen.

Was die erzielbaren CO₂-Emissionsminderungen anbelangt, ergibt sich eine differenzierte Einordnung:

1. Ein Zielniveau von etwa 250 Mio. t CO₂ für den deutschen Stromsektor ist erreichbar, wenn
 - » entweder ein CO₂-Mindestpreis (national oder im Regionalmarkt) von 15 € bis 20 € eingeführt wird;
 - » oder die politisch induzierte Stilllegung von 7 bis 8 GW deutscher Braunkohlekraftwerke erfolgt;
 - » oder eine Kombination eines CO₂-Mindestpreises im Regionalmarkt von etwa 15 € mit einer politisch induzierten Stilllegung von zusätzlich 5-GW-Braunkohlekraftwerken umgesetzt wird.
2. Ein Zielniveau von etwa 200 Mio. t CO₂ für den deutschen Stromsektor ist erreichbar, wenn
 - » entweder ein CO₂-Mindestpreis von 25 € (national) bzw. 30 € (im Regionalmarkt) eingeführt wird;
 - » oder politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen von etwas mehr als 8-GW-Braunkohle- und 11-GW-Steinkohlekraftwerken erfolgt;
 - » oder eine Kombination eines CO₂-Mindestpreises im Regionalmarkt von etwa 25 bis 30 € mit einer politisch induzierten Stilllegung von zusätzlich etwa 7-GW-Braunkohlekraftwerken umgesetzt wird.
3. Ein Zielniveau von etwa 180 Mio. t CO₂ für den deutschen Stromsektor ist erreichbar, wenn
 - » entweder ein CO₂-Mindestpreis von 30 € (national) bzw. 35 € (im Regionalmarkt) eingeführt wird;
 - » oder politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen von deutlich mehr als 8-GW-Braunkohle- und 11-GW-Steinkohlekraftwerken erfolgt;
 - » oder eine Kombination eines CO₂-Mindestpreises im Regionalmarkt von etwa 30 € mit einer politisch induzierten Stilllegung von zusätzlich etwa 8-GW-Braunkohle- und 11-GW-Steinkohlekraftwerken umgesetzt wird.

Mit Blick auf die Einordnung dieser Ergebnisse ist darauf hinzuweisen, dass die Modellierungen exemplarisch für das Jahr 2020 durchgeführt worden. Unter Berücksichtigung der gegenläufigen Trends bei der Kernenergie (erhebliche Kapazitätsstilllegungen in den Jahren 2021 und 2022) und beim Ausbau der regenerativen Stromerzeugung (stetige und ggf. beschleunigte Fortsetzung des Ausbaus) erlauben die hier präsentierten Analysen nicht nur eine Abschätzung des erreichbaren Emissionsniveaus im Kontext des kurzfristigen 40 %-Emissions-

minderungsziels, sondern auch eine orientierende Einordnung der erzielbaren Emissionsniveaus im Rahmen des aus dem Klimaschutzplan 2050 abgeleiteten Sektorziels für den Zeithorizont 2030.

Andererseits muss berücksichtigt werden, dass marktgetriebene Kraftwerksstilllegungen in den hier durchgeführten Modellierungen für die erreichten CO₂-Emissionsminderungen eine wichtige Rolle spielen. Die im Modell abgebildeten Stilllegungsanreize sind zwar robust, aber unter realen Bedingungen (konkrete Zeitpunkte für die Abbaubarkeit fixer Betriebskosten, strategische Erwägungen unter der Maßgabe nicht existenter *Perfect Foresight* etc.) hinsichtlich der konkreten Terminierung mit einer Reihe von Unsicherheiten verbunden. Der Mehrwert von Kombinationslösungen aus CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen besteht also gerade im Kontext der eher kurzfristigen Emissionsminderungsziele nicht nur hinsichtlich der Effekte auf die CO₂-Emissionen, sondern auch mit Blick auf deren Verlässlichkeit im Zeitverlauf. Die Wirksamkeit von CO₂-Mindestpreisen kann auch durch einen stetigen Steigerungspfad verstärkt werden, da dieser die Rolle von CO₂-Preisen für Investitions- und Stilllegungsentscheidungen erhöht.

Alle untersuchten Interventionsvarianten führen nicht nur für Deutschland, sondern auch für die Gesamtheit der anderen europäischen Länder zu Emissionsminderungen. Gleichwohl sind die *Rebound*-Effekte durch die Übernahme der Stromerzeugung aus CO₂-intensiven Kraftwerken durch weniger CO₂-intensive Anlagen signifikant.

- » Bei einer rein nationalen Einführung von CO₂-Mindestpreisen sind diese Effekte besonders gravierend. Bei einem CO₂-Mindestpreis von 15 € stehen ca. 70 % der in Deutschland erzielten Emissionsminderung Emissionserhöhungen außerhalb der Landesgrenzen gegenüber. Bei höheren CO₂-Mindestpreisen verringert sich dieses Verhältnis auf ca. 50 %.
- » Ein CO₂-Mindestpreis im Regionalmarkt führt zwar bei einem Mindestpreis von 15 € ebenfalls zu einem *Rebound*-Effekt außerhalb Deutschlands von knapp 70 %. Bei höheren CO₂-Mindestpreisen bleibt das absolute Niveau der im Ausland zusätzlich entstehenden CO₂-Emissionen jedoch etwa konstant und entspricht einem auf etwa 25 % sinkenden Niveau der in Deutschland erzielten Emissionsminderungen.

Die klimapolitische Integrität von höheren CO₂-Mindestpreisen steigt mit einer Einführung im Regionalmarkt deutlich. Bei einem Verzicht auf CO₂-Mindestpreise und einer alleinigen Fokussierung auf Kraftwerksstilllegungen liegen die *Rebound*-Effekte im Ausland durchgängig bei etwa 40 % der in Deutschland erzielten Emissionsminderungen.

Die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Deutschland wird durch die unterschiedlichen Interventionsansätze in sehr unterschiedlichem Maße geprägt:

- » CO₂-Mindestpreise in der Größenordnung von 15 €/t führen bei nationaler Einführung oder bei Umsetzung im Regionalmarkt zu sehr ähnlichen Effekten. Die installierte Steinkohlekraftwerkskapazität sinkt gegenüber der Referenzentwicklung deutlich (ca. 4 bis 6 GW), die Kapazität der Braunkohlekraftwerke wenig (ca. 2 GW) und marktgetriebene Stilllegungen von Gaskraftwerken in Deutschland (ca. 5 GW) werden nicht vermieden.

- » Auch bei CO₂-Mindestpreisen von 25 €/t sind die Unterschiede zwischen nationaler und regionalmarktweiter Einführung gering: Die installierte Kapazität der Steinkohlekraftwerke verändert sich im Vergleich zum CO₂-Mindestpreis von 15 €/t nur wenig (ca. 1 GW). Dafür kommt es im Bereich der Braunkohlekraftwerke zu deutlichen Stilllegungen (ca. 6 GW). Im Gegenzug werden nur geringe Erdgaskraftwerkskapazitäten marktgetrieben stillgelegt (ca. 1 bis 2 GW).
- » Bei CO₂-Mindestpreisen von 35 €/t ergeben sich erhebliche Unterschiede bei einer nationalen Einführung und einer Umsetzung im Regionalmarkt. Im Fall des nationalen Mindestpreises geht die in Deutschland installierte Leistung von Braunkohlekraftwerken marktgetrieben um weitere 5 GW zurück. Unter Maßgabe des regionalmarktweiten CO₂-Mindestpreises kommt es nur zu geringen zusätzlichen Kapazitätsstilllegungen (ca. 1 GW). Die in Deutschland installierten Steinkohlekraftwerkskapazitäten nehmen durch die in geringerem Umfang erfolgenden marktgetriebenen Stilllegungen im Vergleich zum Mindestpreis von 25 €/t CO₂ deutlich zu (ca. 3 GW). Bei einem CO₂-Mindestpreis im Regionalmarkt verringert sich die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke in Deutschland nochmals leicht (ca. 1 GW). Marktgetriebene Stilllegungen von Erdgaskraftwerken bleiben in diesem Szenario aus.
- » Explizite Stilllegungsstrategien für Kohlekraftwerke führen jenseits der politisch induzierten nicht zu weiteren Stilllegungen. Erhebliche Unterschiede ergeben sich allein im Bereich der Gaskraftwerke, für die sich bei geringen Stilllegungsvolumina keine Veränderungen bei den marktgetriebenen Stilllegungen ergeben. Bei ambitionierten Stilllegungen im Braun- und Steinkohlebereich unterbleiben diese.

Mit marktgetriebenen oder politisch induzierten Kapazitätsstilllegungen bzw. der Vermeidung marktgetriebener Stilllegungen von Erdgaskraftwerken geht natürlich eine Veränderung der gesicherten Leistung im deutschen Stromsystem einher. Für den Zeithorizont 2020 liegt bei nationaler Kapazitätsabsicherung der zusätzliche Bedarf an gesicherter Leistung (oder entsprechender Äquivalente durch Nachfrageflexibilität) bei 3 bis 8 GW. Nach Stilllegung der letzten Kernkraftwerke liegt dieser Absicherungsbedarf aus der rein nationalen Perspektive bei 5 bis 15 GW. Die unteren Werte beziehen sich dabei jeweils auf die Erreichung von Emissionszielen von ca. 250 Mio. t CO₂ und die unteren auf Emissionsniveaus von ca. 180 Mio. t CO₂.

Die Veränderung der Kostenstrukturen durch CO₂-Mindestpreise wie auch die politisch induzierten Stilllegungen von Kohlekraftwerken führen zu unterschiedlichen Effekten im Bereich des grenzüberschreitenden Stromausbaus:

- » Im Referenzfall bleibt Deutschland in großem Umfang Nettostromexporteur (ca. 40 TWh).
- » Bei CO₂-Mindestpreisen von 15 €/t (national oder im Regionalmarkt) bleibt die Stromaußenhandelsbilanz durch Nettoexporte geprägt.
- » Bei Preisniveaus von 25 €/t CO₂ wird Deutschland bei einer nationalen Einführung des Mindestpreises in erheblichem Maße (ca. 40 TWh) und bei regionalmarktweiter Einführung in deutlich geringerem Maße (deutlich unter 20 TWh) zum Nettostromimportland.

- » Im Fall von Mindestpreisen in Höhe von 35 €/t CO₂ kommt es zu einem erheblichen Überhang der Stromimporte (fast 80 TWh) bei einem nationalen Ansatz und zu einem deutlich geringeren, gleichwohl aber signifikantem Nettostromimport (ca. 35 TWh).
- » Stilllegungen von Braunkohle- bzw. Steinkohlekraftwerkskapazitäten von unter 10 GW führen zur Beibehaltung der Situation eines (deutlichen) Nettostromexports, bei erheblichen Kapazitätsstilllegungen kommt es zu geringen Importüberschüssen (ca. 10 TWh).

Die Veränderungen im Bereich des Nettostromaustauschs sind energiewirtschaftlich nicht per se als problematisch einzuschätzen, aber zweifelsohne relevant für den übergeordneten politischen Diskurs. Eine Verlagerung der Erzeugung aus CO₂-intensiven Anlagen in Deutschland über den Abbau der Nettoexportposition dieser Anlagen ist aus Sicht der klimapolitischen Integrität zum Punkt einer ausgeglichenen Außenhandelsbilanz in jedem Fall vertretbar. Mit Blick auf die Situation, dass die erhöhte Erzeugung im Ausland ab Preisniveaus von 25 €/t CO₂ im Saldo ausschließlich in relativ CO₂-armen (Erdgas-)Anlagen erfolgt, stellt sich eher die Frage einer Lokalisierung dieser wenig CO₂-intensiven Anlagen diesseits oder jenseits der deutschen Landesgrenzen, die auch im Kontext des Ansatzes zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit einzuordnen ist.

Die Preis- und Kosteneffekte unterschiedlicher Strategien zur deutlichen Minderung der CO₂-Emissionen im Stromsektor sind bezüglich der Effekte für den Großhandelsmarkt einerseits und der Kosteneffekte für die Endverbraucher andererseits zu unterscheiden. Hinsichtlich der Börsenstrompreise führen die Modellanalysen zu vier zentralen Ergebnissen:

- » CO₂-Mindestpreise werden auf die Strompreise überwältigt. Je nach Höhe des Mindestpreises ergeben sich Preiserhöhungen im Großhandelsmarkt von 6 bis 20 €/MWh (für die Bandbreite von 15 bis 35 €/t CO₂).
- » Die Unterschiede zwischen einer nationalen oder regionalmarktweiten Einführung dieser Mindestpreise sind sehr gering.
- » Politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen zeitigen deutlich geringere Effekte auf die Großhandelspreise. In der Bandbreite der betrachteten Varianten (5 GW Steinkohle bis 8,4 GW Braunkohle und 11,4 GW Steinkohle) liegen die entsprechenden Preiserhöhungen bei 1 bis 10 €/MWh. Die Kosten für etwaige Kompensationszahlungen sind dabei noch nicht berücksichtigt, sie dürften aber bei Umlage auf alle Verbrauchsbereiche unter 5 €/MWh liegen.
- » Bei einer Kombination von CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen dominiert die CO₂-Bepreisung die Strompreiseffekte. Die Preisunterschiede zu den reinen CO₂-Bepreisungsvarianten liegen bei zusätzlich 3 bis 7 €/MWh für CO₂-Mindestpreise von 15 €/t und 1 bis 3 €/MWh bei CO₂-Preisen von 25 €/MWh und darüber.

Für die Endverbrauchsbereiche, die die volle EEG-Umlage zu tragen haben, werden die entsprechenden Anstiege der Großhandelspreise um etwa 60 % abgedämpft, sodass sie einen effektiven Anteil des Kostenanstiegs zu tragen haben.

Für stromintensive Industrieunternehmen können die durch die CO₂-Bepreisung im Strommarkt entstehenden Kosten weitgehend ausgeglichen werden, sodass sich im Vergleich zur Referenzvariante nur relativ geringe Kostenanstiege ergeben (maximal 10 %). Beim Vergleich mit den reinen Stilllegungsvarianten errechnen sich bei vergleichbaren Emissionsminderungseffekten durch die Kompensationsmöglichkeit indirekter CO₂-Kosten um 10 bis 15 % niedrigere Niveaus der effektiven Stromkosten.

Das erhebliche Einnahmenvolumen aus der zusätzlichen CO₂-Bepreisung im Rahmen eines CO₂-Mindestpreises eröffnet finanzielle Spielräume, mit denen ggf. auch die Kosteneffekte für die Endverbraucher aufgefangen werden können:

- » Das zusätzliche Einnahmenvolumen liegt in der Bandbreite von 2,0 bis 4,4 Mrd. € jährlich und hängt maßgeblich vom Niveau der Mindestpreise, vom Geltungsraum und ggf. von der Kombination mit politisch induzierten Stilllegungen ab.
- » Die Einnahmen für Deutschland sind für den Fall regionalmarktweiter CO₂-Mindestpreise tendenziell höher. Dies ergibt sich aus dem geringeren Umfang der Verschiebung von Emissionen ins europäische Ausland.
- » In der Kombination von CO₂-Mindestpreisen (im Regionalmarkt) und politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen ergeben sich tendenziell geringere zusätzliche Einnahmen. Bei niedrigvolumigen Stilllegungen sind die entsprechenden Unterschiede sehr gering, bei eher großen Stilllegungsvolumina erreichen sie insbesondere bei eher geringen CO₂-Mindestpreisen eine signifikante Größenordnung (bis zu knapp 30 %), bleiben aber bei höheren CO₂-Mindestpreisen moderat (ca. 10 %).

Für die etwaige Kompensation von Strompreiseffekten existieren durch die Größenordnung der zusätzlichen Einnahmen aus dem CO₂-Mindestpreis erhebliche Freiheitsgrade:

- » Stehen die privaten Haushalte und Kleinverbraucher im Vordergrund, ist eine Kompensation über eine reduzierte Stromsteuer vorstellbar. Die verfügbaren Mittel dafür ständen aus dem zusätzlichen Aufkommen aus dem Mindestpreis zur Verfügung (je nach Höhe des CO₂-Mindestpreises repräsentieren die zusätzlichen Einnahmen einen Anteil von ein bis zwei Drittel der aktuellen Stromsteuereinnahmen). Für das von der Stromsteuer sehr weitgehend befreite Verarbeitende Gewerbe jenseits der stromintensiven Industrien kann in dieser Variante keine Entlastung geschaffen werden.
- » Soll ein größerer Verbraucherkreis inklusive der zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichteten Industrie kompensiert werden, könnte das zusätzliche Aufkommen aus dem CO₂-Mindestpreis als Aufkommen für die Differenzzahlungen des EEG genutzt werden.
- » Für die stromintensiven Industrien steht das Instrument einer weitgehenden Kompensation der indirekten CO₂-Kosten zur Verfügung. Hierfür wäre bei Übertragung bzw. Fortsetzung der aktuellen Regelungen etwa die Hälfte der zusätzlichen Einnahmen aus dem CO₂-Mindestpreis notwendig.

» Ggf. können auch jegliche Kombinationen der vorgenannten Optionen oder auch nur Teilkompensationen und ein anderweitiger Einsatz der Mittel verfolgt werden.

Nicht zuletzt ist darauf hinzuweisen, dass unter Berücksichtigung der Regelungen, die im Zuge der strukturellen Reform des EU ETS geschaffen wurden (Marktstabilitätsreserve, verschiedenen Lösungsmechanismen), die durch einen CO₂-Mindestpreis erreichten Emissionsminderungen zusätzlicher Natur sind.

Gleichzeitig bildet der zielführend ausgestaltete CO₂-Mindestpreis (signifikantes Einstiegsniveau, stetiger Anstieg im Zeitverlauf) eine flexible Ergänzung des EU ETS. Sobald sich im EU ETS wieder fundamentale Knappheiten abzeichnen oder einstellen, reduziert sich die zusätzliche Bepreisungsfunktion des Mindestpreises allmählich bzw. wird sie vom knappheitsbedingten Zertifikatspreis im EU ETS abgelöst. Damit kann der CO₂-Mindestpreis ggf. in Kombination mit politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen erheblich dazu beitragen, dass die zum Erreichen der Emissionsminderungsziele notwendigen Anpassungsprozesse im Stromsektor sowie in den relevanten Regionen verstetigt und berechenbarer gemacht werden können.

10 Referenzen

10.1 Literatur

- AG Energiebilanzen (AGEB) (2018): Energieverbrauch in Deutschland. Daten für das 1.-4. Quartal 2017. Verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/>, zuletzt abgerufen am 15.02.2018.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, Berlin. Verfügbar unter https://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf, zuletzt abgerufen am 20.02.2018.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2017): Richtlinie für Beihilfen für Unternehmen in Sektoren bzw. Teilsektoren, bei denen angenommen wird, dass angesichts der mit den EU-ETS-Zertifikaten verbundenen Kosten, die auf den Strompreis abgewälzt werden, ein erhebliches Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen besteht (Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten) vom 23.07.2013, zuletzt geändert durch Verordnung vom 28.08.2017, Berlin. Verfügbar unter https://www.strompreiskompensation.de/SPK/SharedDocs/downloads/rechtliches/Foerderrichtlinie_21-08-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt abgerufen am 05.02.2018.
- Bundesregierung (BReg) (2017): Projektionsbericht 2017 für Deutschland. gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013. Verfügbar unter http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/klima-klimaschutz-download/artikel/projektionsbericht-der-bundesregierung-2017?tx_ttnews%5BbackPid%5D=217, zuletzt abgerufen am 08.09.2017.
- Department for Business, Energy and Industrial Strategy (DBEI) (2017): Compensation for the indirect costs of the EU Emissions Trading System and the Carbon Price Support mechanism, London. Verfügbar unter https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/665759/EU-ETS-CPS-guidance.pdf, zuletzt abgerufen am 05.02.2018.
- Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) (2016): Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) in Deutschland für das Jahr 2013 und 2014 (SPK-Bericht 2013/2014), Berlin. Verfügbar unter https://www.strompreiskompensation.de/SPK/SharedDocs/downloads/auswertungen/Auswertungsbericht_2013_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt abgerufen am 05.02.2018.
- Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) (2017a): Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) in Deutschland für das Jahr 2015 (SPK-Bericht 2015), Berlin. Verfügbar unter https://www.strompreiskompensation.de/SPK/SharedDocs/downloads/auswertungen/Auswertungsbericht_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt abgerufen am 05.02.2018.
- Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) (2017b): Leitfaden zur Erstellung von Anträgen auf Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten (Strompreiskompensation), Berlin. Verfügbar unter https://www.strompreiskompensation.de/SPK/SharedDocs/downloads/handbuch_leitfaeden/SPK-Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt abgerufen am 06.02.2018.
- Deutscher Bundestag (BT) (2018): Für einen neuen Elysee-Vertrag. Die Rolle der Parlamente in der deutsch-französischen Zusammenarbeit stärken. Gemeinsame Resolution von Assemblée nationale und Deutschem Bundestag zum 55. Jahrestag des Élysée-Vertrags, Berlin. Verfügbar unter <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/004/1900440.pdf>, zuletzt abgerufen am 15.02.2018.
- Deutsch-französisches Büro für die Energiewende (DFBEW) (2018): CO₂-Bepreisung in Frankreich. Europäisches Emissionshandelssystem EU-ETS und CO₂-Steuer, Berlin. Verfügbar unter https://energie-fr-de.eu/de/effizienz-flexibilitaet/nachrichten/leser/memo-zur-co2-bepreisung-in-frankreich.html?file=files/ofaenr/04-notes-de-synthese/02-acces-libre/05-efficacite-et-flexibilite/170626_Memo_CO2-Bepreisung_in_Frankreich_DFBEW.pdf, zuletzt abgerufen am 20.02.2018.
- Europäische Kommission (2012). Mitteilung der Kommission: Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012 (Amtsblatt der Europäischen Union 158, S. 4). Verfügbar unter [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52012XC0605\(01\)&from=DE](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52012XC0605(01)&from=DE), abgerufen am 05.02.2018.
- European Commission (EC) (2014): State aid SA.35449 (2014/N) – United Kingdom Aid for indirect Carbon Price Floor costs. C(2014) 3136 final, Brussels. Verfügbar unter http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/251802/251802_1580831_68_2.pdf, zuletzt abgerufen am 05.02.2018.
- Hirst, David (2018): Carbon Price Floor (CPF) and the price support mechanism (Briefing Paper No. 05927). London: House of Commons Library. Verfügbar unter <http://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/SN05927/SN05927.pdf>, zuletzt abgerufen am 15.02.2018.

- Leipziger Institut für Energetik (IE) (2017): Mittelfristprognose zur deutschland-weiten Stromabgabe an Letztverbraucher 2018 bis 2022. Endbericht für TransnetBW, Leipzig. Verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202018/20171006_Abschlussbericht_LV_IEL.pdf, zuletzt abgerufen am 15.02.2018.
- Macron, Emmanuel (2017): Initiative for Europe. A sovereign, united, democratic Europe. Verfügbar unter <http://www.elysee.fr/assets/Initiative-for-Europe-a-sovereign-united-democratic-Europe-Emmanuel-Macron.pdf>, zuletzt abgerufen am 15.02.2018.
- Matthes, Felix C. (2018). Neue Schwerpunktsetzungen für die Klimapolitik in Deutschland. Zielverfehlung in einem zielgetriebenen Politikfeld. ifo Schnelldienst 71 (1), S. 18–22.
- Öko-Institut (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation., Berlin. Verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Deutsche_Braunkohlenwirtschaft/Agora_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft_WEB.pdf, zuletzt abgerufen am 05.02.2018.
- Öko-Institut; Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) & Kliński, Stefan (2017): Klimaschutz im Stromsektor 2030. Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung. Endbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA Climate Change 02/2017), Dessau-Roßlau. Verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1/publikationen/2017-01-11_cc_02-2017_strommarkt_endbericht.pdf, zuletzt abgerufen am 15.02.2018.
- Öko-Institut; LBD Beratungsgesellschaft (LBD); Raue LLP (Raue) (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Berlin. Verfügbar unter <https://www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf>, zuletzt abgerufen am 15.02.2018.
- Öko-Institut; Prognos (2017): Zukunft Stromsystem. Kohleausstieg 2035 – Vom Ziel her denken. Studie für WWF Deutschland, Berlin. Verfügbar unter <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/zukunftstromsystem/>, zuletzt abgerufen am 03.05.2017.
- People's Party for Freedom and Democracy (VVD); Christian Democratic Alliance (CDA); Democrats '66 (D66); Christian Union (CU) (2017): Confidence in the Future. 2017-2021 Coalition Agreement, The Hague. Verfügbar unter <https://www.government.nl/binaries/government/documents/publications/2017/10/10/coalition-agreement-confidence-in-the-future/coalition-agreement-2017-confidence-in-the-future.pdf>, zuletzt abgerufen am 15.02.2018.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2017): Kohleausstieg jetzt einleiten (Stellungnahme, digitale Originalausgabe). Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU).
- Umweltbundesamt (UBA) (2018): Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2016. Gekürzte Version für die EU, Dessau-Roßlau. Verfügbar unter http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/envwldown/2018_01_15_EU-NIR_2018.pdf, zuletzt abgerufen am 20.02.2018.

10.2 Daten

- Argus/McCloskey: Coal Price Index report, Coal, API 2 CIF ARA.
- European Environment Agency (EEA): Greenhouse Gas Dataviewer. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer>
- Energate: Marktdaten Erdgas.
- European Energy Exchange (EEX): Market data, Coal, Calendar Year Future, Settlement Price, API 2 CIF ARA (Argus-IHS McCloskey).
- European Energy Exchange (EEX): Market data, Physical Electricity Index (Phelix), Base, Calendar Year Future, Settlement Price, Market Area Germany/Austria.
- European Energy Exchange (EEX): Market data, Physical Electricity Index (Phelix), Peak, Calendar Year Future, Settlement Price, Market Area Germany/Austria.
- Intercontinental Exchange (ICE): Market data, EUA Futures Contract, December.
- Oanda – Historical Exchange Rates, Daily Interbank Rates ±0%.
- PEGAS/European Energy Exchange (EEX): Market data, Natural Gas, Calendar Year Future, Settlement Price, NetConnect Germany (NCG).
- Statistisches Bundesamt (Destatis): Produzierendes Gewerbe, Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden, Fachserie 4, Reihe 6.4.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Deutsche Treibhausgasemissionen und langfristige Emissionsminderungsziele der Bundesregierung	24
Abbildung 4-1:	Historische Entwicklung der Kraftwerkseinstandskosten für Brennstoffe und Emissionsberechtigungen, 2003 bis 2017	33
Abbildung 5-1:	Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung	35
Abbildung 5-2:	CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke und Emissionsminderungen ggü. der Referenz	37
Abbildung 5-3:	CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen	38
Abbildung 5-4:	CO ₂ -Emissionsminderungen ggü. der Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo	39
Abbildung 5-5:	CO ₂ -Emissionsminderungen im europäischen Ausland und in Deutschland differenziert nach Brennstoffen	40
Abbildung 5-6:	Import-Export-Saldo bei CO ₂ -Mindestpreisen und bei politisch induzierten Stilllegungen	41
Abbildung 5-7:	Börsenstrompreise bei CO ₂ -Mindestpreisen für verschiedene Stilllegungsszenarien	42
Abbildung 6-1:	Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung für Kombinationen von CO ₂ -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen von Kohlekraftwerken	44
Abbildung 6-2:	CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke und Emissionsminderungen gegenüber der Referenz für Kombinationen von CO ₂ -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen	45
Abbildung 6-3:	CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen für Kombinationen von Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen	46
Abbildung 6-4:	CO ₂ -Emissionsminderungen ggü. Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo für Kombinationen von CO ₂ -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen	47
Abbildung 6-5:	CO ₂ -Emissionsminderungen im europäischen Ausland und in Deutschland differenziert nach Brennstoffen für Kombinationen von Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen	48
Abbildung 6-6:	Import-Export-Saldo für Kombinationen von CO ₂ -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen	49
Abbildung 6-7:	Börsenstrompreise für Kombinationen von CO ₂ -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen	50
Abbildung 7-1:	Auswirkungen durch CO ₂ -Preise erhöhter Großhandelspreise auf die Letztverbraucher	56
Abbildung A 1-1:	CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke und Emissionsminderungen für verschiedene Stilllegungsszenarien	72
Abbildung A 1-2:	CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen für verschiedene Stilllegungsszenarien	72
Abbildung A 1-3:	Veränderung der CO ₂ -Emission im europäischen Ausland und in Deutschland für verschiedene Stilllegungsszenarien	73

Abbildung A 1-4: Veränderungen der CO ₂ -Emissionen im europäischen Ausland und in Deutschland für verschiedene Stilllegungsszenarien, nach Brennstoffen	73
Abbildung A 1-5: Import-Export-Saldo für verschiedene Stilllegungsszenarien	74
Abbildung A 1-6: Börsenstrompreise für verschiedene Stilllegungsszenarien	74
Abbildung A 3-1: Implizite CO ₂ -Kosten eines Brennstoffwechsels in der fossilen Stromerzeugung für Deutschland, 2003–2021	79
Abbildung A 3-2: Die deutsche <i>Merit Order</i> 2020 in der Referenz (CO ₂ -Preis 5,6 €/t CO ₂)	81
Abbildung A 3-3: Die deutsche <i>Merit Order</i> 2020 mit einem Mindestpreis von 25 €/t CO ₂ ohne (marktgetriebene) Stilllegungen	82
Abbildung A 3-4: Die deutsche <i>Merit Order</i> 2020 mit einem Mindestpreis von 35 €/t CO ₂ ohne (marktgetriebene) Stilllegungen	83
Abbildung A 3-5: Wirtschaftlichkeitsindikator für ein älteres Braunkohlekraftwerk mit einem elektrischen Nutzungsrad von 35 Prozent. LignIX 35, 2003 bis 2018 (Januar)	85
Abbildung A 3-6: Die deutsche <i>Merit Order</i> 2020 bei einem CO ₂ -Preis von 25 €/t nach (marktgetriebenen) Stilllegungen	88
Abbildung A 3-7: Die deutsche <i>Merit Order</i> 2020 bei einem CO ₂ -Preis von 35 €/t nach (marktgetriebenen) Stilllegungen	89
Abbildung A 4-1: Systemgrenzen des Strommarktmodells PowerFlex Europe	92

Tabellenverzeichnis

Tabelle 7-1: Zusätzliche staatliche Einnahmen für verschiedene Modelle von CO ₂ -Mindestpreisen in Deutschland	52
Tabelle 7-2: Kostendämpfung des Strompreisanstiegs durch Sinken der EEG-Umlage	53
Tabelle 7-3: Effektive Stromkosteneffekte der verschiedenen Szenarien für stromkostenintensive Industrien	55
Tabelle A 1-1: Kostendämpfung des Strompreisanstiegs durch Sinken der EEG-Umlage für verschiedene Stilllegungsszenarien	75
Tabelle A 1-2: Effektive Stromkosteneffekte der verschiedenen Stilllegungsszenarien für stromkostenintensive Industrien	75
Tabelle A 2-1: Stromerzeugung in Deutschland in allen Szenarien	76
Tabelle A 2-2: CO ₂ -Emissionen in Deutschland und Veränderung im europäischen Ausland in allen Szenarien	77
Tabelle A 4-1: Erneuerbare Energien in Deutschland in den Szenarien, 2020	93
Tabelle A 4-2: Fixkosten fossiler Kraftwerke	94
Tabelle A 4-3: Thermische Kraftwerkskapazität in ausgewählten europäischen Ländern	94
Tabelle A 4-4: Einspeisung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien in ausgewählten europäischen Ländern	95

Anhang 1: Ergebnisse der zusätzlichen Stilllegungsszenarien

Abbildung A1-1: CO₂-Emissionen der Kraftwerke und Emissionsminderungen für verschiedene Stilllegungsszenarien

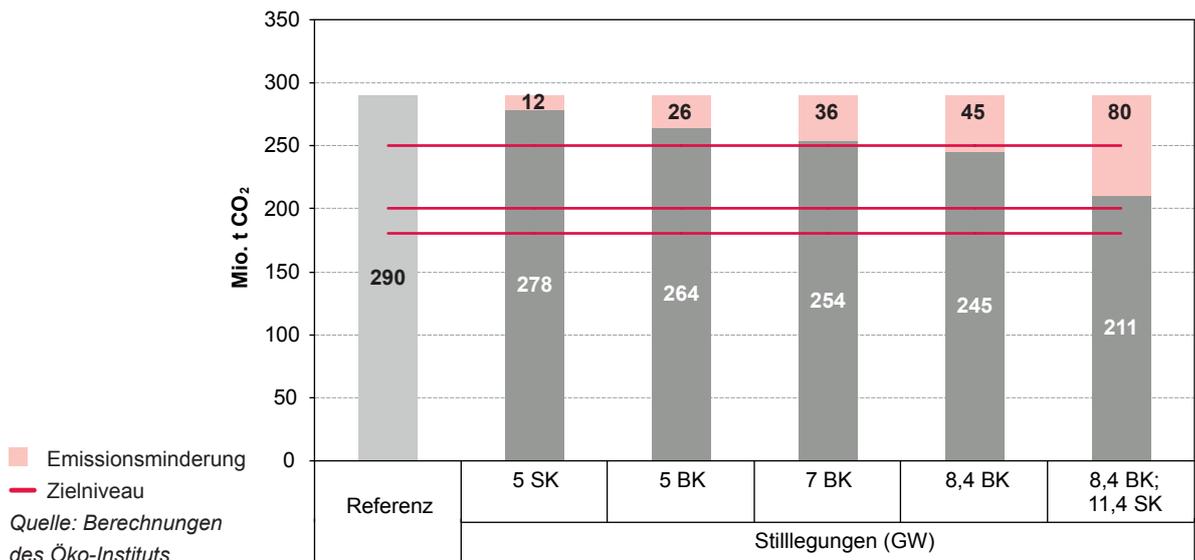


Abbildung A1-2: CO₂-Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen für verschiedene Stilllegungsszenarien

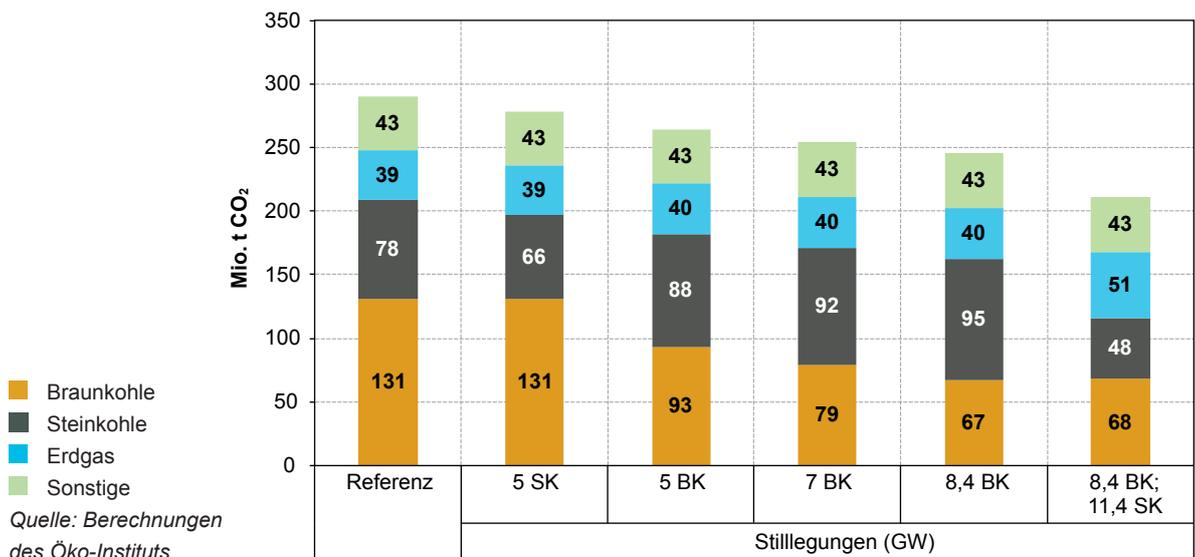
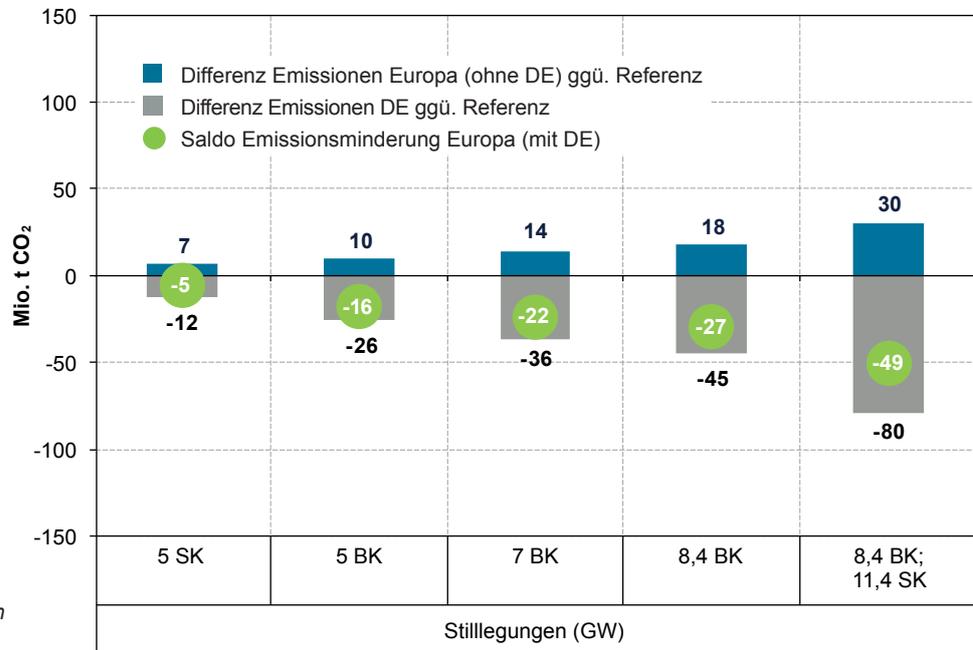


Abbildung A1-3:

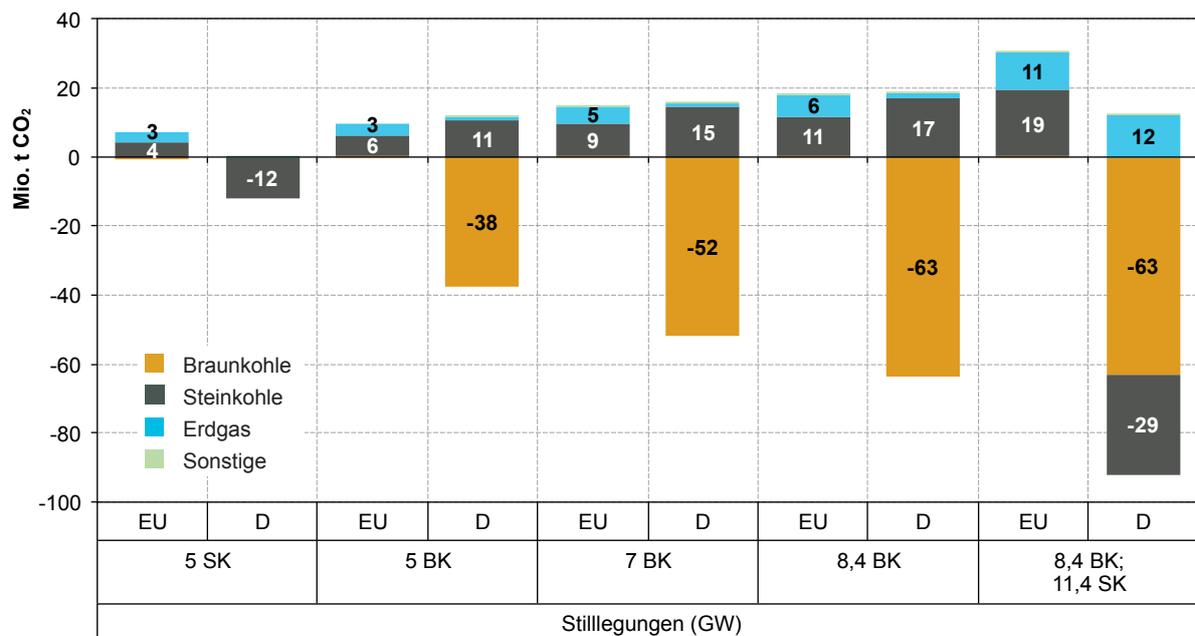
Veränderung der CO₂-Emission im europäischen Ausland und in Deutschland für verschiedene Stilllegungsszenarien



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

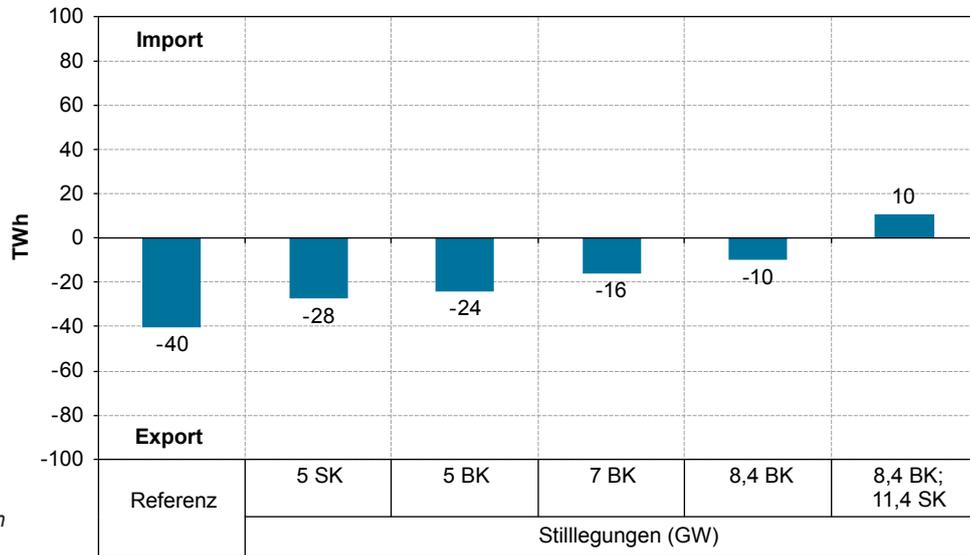
Abbildung A1-4:

Veränderungen der CO₂-Emissionen im europäischen Ausland und in Deutschland für verschiedene Stilllegungsszenarien, nach Brennstoffen



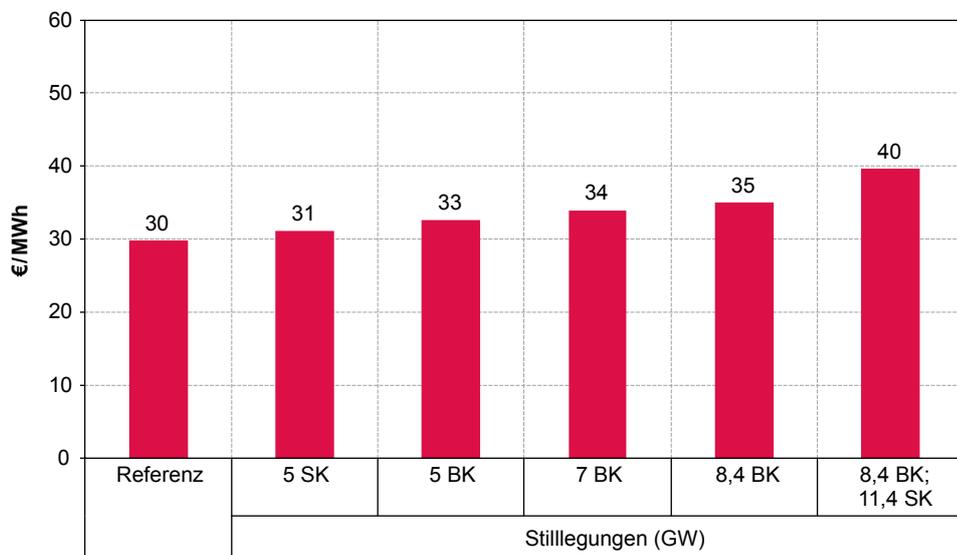
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A1-5: Import-Export-Saldo für verschiedene Stilllegungsszenarien



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A1-6: Börsenstrompreise für verschiedene Stilllegungsszenarien



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle A 1-1: Kostendämpfung des Strompreisanstiegs durch Sinken der EEG-Umlage für verschiedene Stilllegungsszenarien

	Effektiver CO ₂ -Preis	Börsenstrompreis	Anstieg Börsenstrompreis ggü. Referenz	Senkung der EEG-Umlage ggü. Referenz	Kostendämpfung
	€/t CO ₂	€/MWh	ct/kWh	ct/kWh	%
Referenz	5,60	30			
Politisch induzierte Stilllegungen					
5 GW Steinkohle	5,60	31	0,10	-0,06	58 %
5 GW Braunkohle	5,60	33	0,30	-0,18	58 %
7 GW Braunkohle	5,60	34	0,40	-0,23	58 %
8,4 GW Braunkohle	5,60	35	0,50	-0,29	58 %
8,4 GW Braunkohle & 11,4 GW Steinkohle	5,60	40	1,00	-0,58	58 %

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle A 1-2: Effektive Stromkosteneffekte der verschiedenen Stilllegungsszenarien für stromkostenintensive Industrien

	Effektiver CO ₂ -Preis	Börsenstrompreis	Kompensation indirekter CO ₂ -Kosten			Effektive Kosten
			EU ETS	Mindestpreis	gesamt	
	€/t CO ₂	€/MWh				
Referenz	5,60	30	3	0	3	27
Politisch induzierte Stilllegungen						
5 GW Steinkohle	5,60	31	3	0	3	28
5 GW Braunkohle	5,60	33	3	0	3	29
7 GW Braunkohle	5,60	34	3	0	3	31
8,4 GW Braunkohle	5,60	35	3	0	3	32
8,4 GW Braunkohle & 11,4 GW Steinkohle	5,60	40	3	0	3	36

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Anhang 2: Detaillierte Ergebnisse der Modellierungen und zentrale Annahmen zu Kraftwerkskapazitäten und erneuerbarer Stromerzeugung im europäischen Ausland

Tabelle A2-1: Stromerzeugung in Deutschland in allen Szenarien

	CO ₂ -Preis	Kern-energie	Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas	Sonstige fossile Energien	Erneuer-bare Energien	Import-saldo (Import positiv)
	€/t CO ₂	TWh						
Referenz	5,60	63	116	83	60	20	252	-40
CO₂-Mindestpreis								
national	15,00	63	105	56	62	20	252	-4
	25,00	63	60	50	65	20	252	42
	35,00	63	26	37	77	20	252	78
Regionalmarkt	15,00	63	105	64	64	20	252	-15
	25,00	63	62	62	77	20	252	17
	30,00	63	57	49	84	20	252	27
	35,00	63	51	44	87	20	252	35
Politisch induzierte Stilllegungen								
5 GW Steinkohle	5,60	63	116	69	61	20	252	-28
5 GW Braunkohle	5,60	63	85	95	63	20	252	-24
7 GW Braunkohle	5,60	63	72	100	63	20	252	-16
8,4 GW Braunkohle	5,60	63	62	103	64	20	252	-10
8,4 GW Braunkohle & 11,4 GW Steinkohle	5,60	63	62	56	90	21	252	10

Anmerkung: Erneuerbare Energien enthalten biogenen Anteil des Mülls

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle A 2-2:

CO₂-Emissionen in Deutschland und Veränderung im europäischen Ausland in allen Szenarien

	CO ₂ -Preis	Summe DE	Braunkohle DE	Steinkohle DE	Erdgas DE	Sonstige Fossile DE	Differenz ggü. Referenz DE	Differenz ggü. Referenz Europa (ohne DE)
	€/t CO ₂	Mio. t CO ₂						
Referenz	5,60	290	131	78	39	43		
CO₂-Mindestpreis								
national	15,00	254	117	55	40	43	-36	25
	25,00	200	67	49	41	43	-91	48
	35,00	158	33	38	45	43	-132	64
Regionalmarkt	15,00	262	118	62	40	43	-28	19
	25,00	215	69	59	45	43	-75	19
	30,00	203	64	49	47	43	-88	24
	35,00	193	58	44	48	43	-98	23
Politisch induzierte Stilllegungen								
5 GW Steinkohle	5,60	278	131	66	39	43	-12	7
5 GW Braunkohle	5,60	264	93	88	40	43	-26	10
7 GW Braunkohle	5,60	254	79	92	40	43	-36	14
8,4 GW Braunkohle	5,60	245	67	95	40	43	-45	18
8,4 GW Braunkohle & 11,4 GW Steinkohle	5,60	211	68	48	51	43	-80	30

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Anhang 3: Detaillierte Voralysen zu den Effekten verschiedener CO₂-Preisniveaus

Historisch-statische Analyse: Der Wechsel der Einsatzreihenfolge in der *Merit Order*

CO₂-Emissionsminderungen durch einen *Clean Dispatch* resultieren aus dem Wechsel der Einsatzreihenfolge von Kraftwerken (*Merit Order*), die sich durch CO₂-Preise als variable Produktionskosten ergeben kann.

Für den EU ETS und unter der Annahme, dass sich das System durch Knappheit an Emissionsberechtigungen charakterisiert, bilden die Veränderungen in der *Merit Order* einen belastbaren Referenzrahmen für eine orientierende Abschätzung der Preisniveaus. Der Stromsektor erfasst einen großen Teil der vom EU ETS regulierten Emissionen und verfügt im Bereich des Brennstoffwechsels über erhebliche Emissionsminderungspotenziale. Angesichts der immer unvermeidlich kurzfristigen Optimierungsfunktion von Märkten bilden die Kosten des sehr kurzfristig und in erheblichem Umfang möglichen Brennstoffwechsels in der Stromversorgung so eine robuste Orientierungsgröße einerseits zur Einordnung der Preisniveaus im EU ETS und andererseits zur Einordnung der CO₂-Preisniveaus, die zu hinreichend umfangreichen statischen Emissionsminderungseffekten über eine Veränderung der *Merit Order* notwendig sind.

In diesem Sinne kann auch eine *Ex-post*-Auswertung der Vermeidungskosten über die Substitution der Stromerzeugung auf Basis verschiedener Brennstoffe (Brennstoffwechsel-Kosten) einen Eindruck zu den relevanten CO₂-Preisniveaus vermitteln.

Es sei darauf hingewiesen, dass die Variante 1b der aufgelisteten Substitutionsvarianten aktuell nur noch vereinzelt existiert und damit kein Emissionsminderungspotenzial in signifikanter Größenordnung mehr repräsentiert. Da dies aber nicht für den gesamten Zeitraum von 2003 bis 2017 der Fall ist, wurde die Option aus Anschaulichkeitsgründen mitgeführt.

Abbildung A 3-1 zeigt die Ergebnisse einer entsprechenden Analyse für den deutschen Strommarkt, der den emissionsseitig wichtigsten Teil des CWE- (*Central-western European*) Regionalmarkts (CWE-Marktregion) repräsentiert. Analysiert wurden¹²:

1. Brennstoffwechsel-Optionen mit vergleichsweise niedrigen und eher kurzfristig relevanten Substitutionskosten
 - a. Ersatz der Stromerzeugung eines alten Braunkohlekraftwerks (Nutzungsgrad¹³ 35 %) an einem tagebaunahen Standort durch die eines neuen Steinkohlekraftwerks (45 %) an einem norddeutschen Standort;
 - b. Ersatz der Stromerzeugung eines alten Steinkohlekraftwerks (35 %) an einem Standort im Westen oder der Mitte Deutschlands durch die eines neuen Erdgaskraftwerkes (58 %);
 - c. Ersatz der Stromerzeugung eines alten Braunkohlekraftwerks (35 %) an einem tagebaunahen Standort durch die eines neuen Erdgaskraftwerkes (58 %);
2. Brennstoffwechsel-Optionen mit vergleichsweise hohen und eher längerfristig relevanten Substitutionskosten
 - a. Ersatz der Stromerzeugung eines neuen Braunkohlekraftwerks (Nutzungsgrad 42,5 %) an einem tagebaunahen Standort durch die eines neuen Steinkohlekraftwerks (45 %) an einem norddeutschen Standort;
 - b. Ersatz der Stromerzeugung eines neuen Steinkohlekraftwerks (45 %) an einem norddeutschen Standort durch die eines neuen Erdgaskraftwerkes (58 %);
 - c. Ersatz der Stromerzeugung eines neuen Braunkohlekraftwerks (42,5 %) an einem tagebaunahen Standort durch die eines neuen Erdgaskraftwerkes (58 %).

Für den Zeitraum 2003 bis 2017 wurden den entsprechenden Berechnungen die Future-Kontrakte für das jeweilige Folgejahr zugrunde gelegt, ab 2018 die im Dezember 2017 gehandelten Kontrakte für die Jahre 2018 bis 2012.

Die Analyse für den Zeitraum ab 2003 zeigt deutlich, dass in der Marktsituation während der Konzeptionsphase des EU ETS ein großes Brennstoffwechselepotenzial bei CO₂-Preisen in der Bandbreite von 5 bis 30 €/t CO₂ bestand. Aktuell liegt ein Großteil der relevanten Optionen für den Brennstoffwechsel in der Stromerzeugung, mit dem auch signifikante CO₂-Minderungspotenziale realisiert werden kann, eher im Bereich von über 35 €/t CO₂. Eine Ausnahme bildet die Verdrängung von sehr alten Steinkohlekraftwerken durch neue Erdgaskraftwerke, die bereits

12 In den Berechnungen wurden Strukturierungs- und Transportkosten für die Brennstoffe sowie die Tatsache berücksichtigt, dass ein Teil der Kosten für die Braunkohle nicht als variable Kosten (die hier relevant sind), sondern als (teilweise versunkene) Fixkosten anfällt. Die hier gezeigten Berechnungen blenden eine Reihe von Emissionsminderungseffekten im Bereich der Stromerzeugung aus (Veränderung von Ramping- und Vorhaltekosten etc.), die zweifelsohne existieren und auch bei geringeren CO₂-Kostenniveaus relevant werden können. Das hinter diesen Anpassungsreaktionen stehende Emissionsminderungsvolumen bleibt jedoch vergleichsweise gering.

13 Das reale Verhältnis von Nettostromproduktion zu Brennstoffeinsatz im Jahresdurchschnitt wird als elektrischer Nutzungsgrad bezeichnet. Der elektrische Nutzungsgrad beschreibt die tatsächliche Umwandlungseffizienz im Jahresdurchschnitt. Der elektrische Wirkungsgrad am Bestpunkt wird nur bei voller Auslastung und unter optimalen Bedingungen erreicht. Der elektrische Nutzungsgrad ist geringer als der elektrische Wirkungsgrad. Hintergrund ist, dass der spezifische Brennstoffverbrauch im Teillastbetrieb höher liegt und für Startvorgänge zusätzlicher Brennstoff benötigt wird.

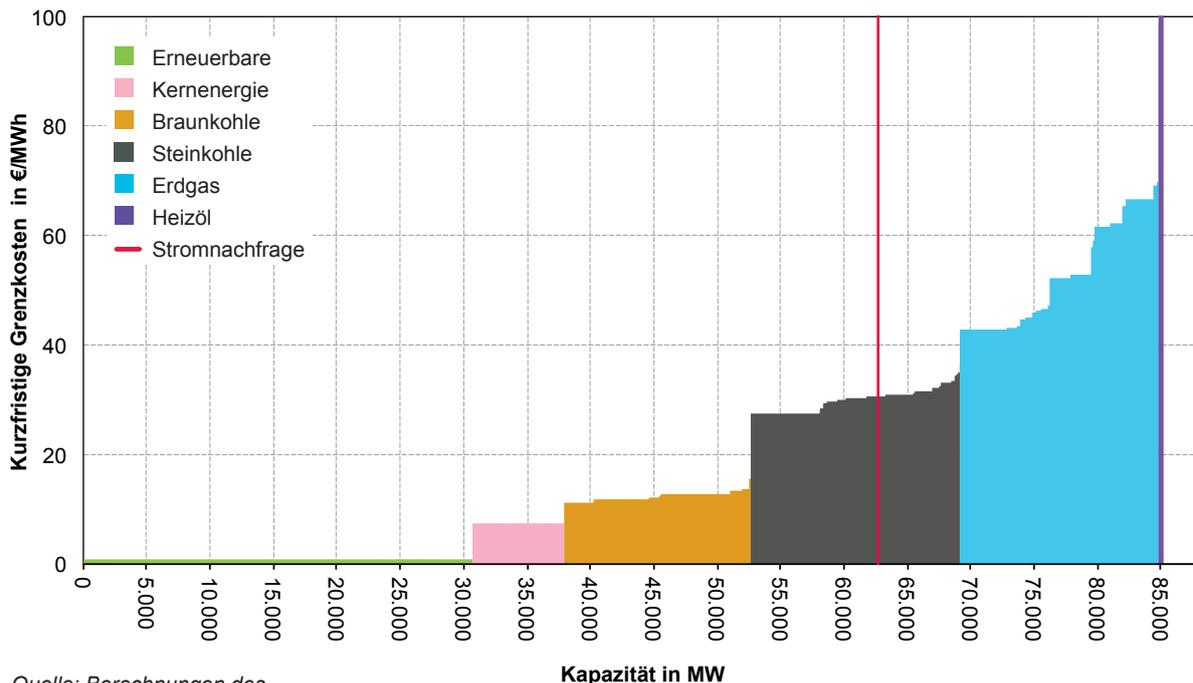
ab Preisen von etwa 10 €/t CO₂ möglich ist (Abbildung A 3-1). Wie bereits angemerkt, werden die Kraftwerksblöcke dieser Klasse weitgehend stillgelegt. Dies hat zur Folge, dass in 2020 Steinkohlekraftwerke mit einem Nutzungsgrad von bis zu 35% wahrscheinlich nicht mehr in Betrieb sein werden.

Im Unterschied zur Situation bis etwa 2008 streuen die Vermeidungskosten der hier betrachteten Substitutionsprozesse auch weniger gleichmäßig über die gesamte Bandbreite der Brennstoffwechselkosten. Aktuell ergeben sie sich eher auf drei sehr unterschiedlichen Niveaus in der Dimension von 35 bis 40 €/t CO₂, um die 60 €/t CO₂ sowie über 100 €/t CO₂. Als Konsequenz steigt bei einer stetig sinkenden Emissionsminderungsvorgabe (Cap) die Wahrscheinlichkeit entsprechender CO₂-Preisspünge. Mindestpreisregelungen, die auf die Größenordnung von 15 bis 20 €/t CO₂ abzielen, dürften allein über den Emissionsminderungshebel des *Clean Dispatch* nur geringfügige Emissionsminderungen bewirken können. Emissionsminderungen, die mit dem Zielpfad für 2050 vereinbar sind, können eher bei Mindestpreisen oberhalb der 35 €/t CO₂ erwartet werden.

Auswirkungen des CO₂-Mindestpreises auf die Merit Order

Abbildung A 3-2 zeigt die Einsatzreihenfolge der deutschen Kraftwerke entsprechend ihren kurzfristigen Grenzkosten im Jahr 2020 mit heute absehbaren Brennstoff- und CO₂-Preisen, wie sie im Referenzszenario angenommen werden. Auf die erneuerbaren Energien mit Grenzkosten von nahe null folgen die Kernkraftwerke und dann die fossilen Kraftwerke. Dabei werden Braunkohlekraftwerke aufgrund ihrer niedrigen Brennstoffkosten vor den Steinkohlekraftwerken eingesetzt, die ihrerseits niedrigere kurzfristige Grenzkosten aufweisen als die Erdgaskraftwerke.

Abbildung A 3-2: Die deutsche Merit Order 2020 in der Referenz (CO₂-Preis 5,6 €/t CO₂)



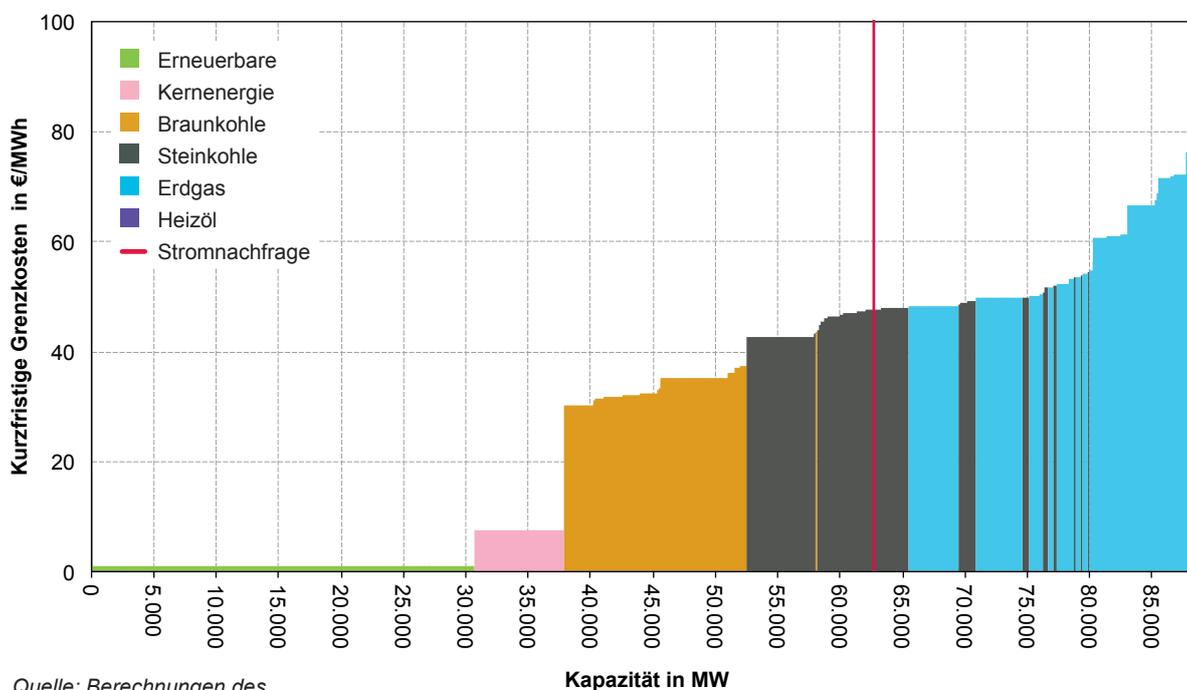
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A3-3 zeigt die Wirkungen eines CO₂-Preises von 25 €/t CO₂ auf die *Merit Order*. Durch die höheren Kosten für CO₂ steigen die kurzfristigen Grenzkosten aller fossilen Kraftwerke. Am stärksten steigen die kurzfristigen Grenzkosten der Braunkohlekraftwerke (von etwa 10 €/MWh auf über 30 €/MWh). Sie sind jedoch weiterhin niedriger als die kurzfristigen Grenzkosten der Steinkohlekraftwerke. Alte Steinkohle- und neue Erdgaskraftwerke beginnen bei diesem Preisniveau den Platz in der *Merit Order* zu tauschen.

Bei einem CO₂-Preisniveau von 35 €/t CO₂ und den hier angenommenen Brennstoffkosten verstärkt sich dieser Effekt weiter: Erdgaskraftwerke sortieren sich vor Steinkohlekraftwerken ein. Die kurzfristigen Grenzkosten der Braunkohlekraftwerke nähern sich zwar denen der Steinkohlekraftwerke weiter an, sie liegen aber weiterhin knapp unter diesen, so dass sie in der *Merit Order* auch bei 35 €/t CO₂ noch nicht den Platz mit Steinkohlekraftwerken tauschen, wie Abbildung A3-4 zeigt.

In den hier gezeigten Darstellungen der *Merit Order* wurden zunächst die statischen Effekte der kurzfristigen Grenzkosten aller Kraftwerke betrachtet, d. h. ohne zu berücksichtigen, ob die Kraftwerke bei dieser Kostensituation ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaften können, um ihre fixen Betriebskosten zu erwirtschaften. Die Auswirkungen der CO₂-Bepreisung hinsichtlich dieser dynamischen Effekte werden im folgenden Abschnitt dargestellt.

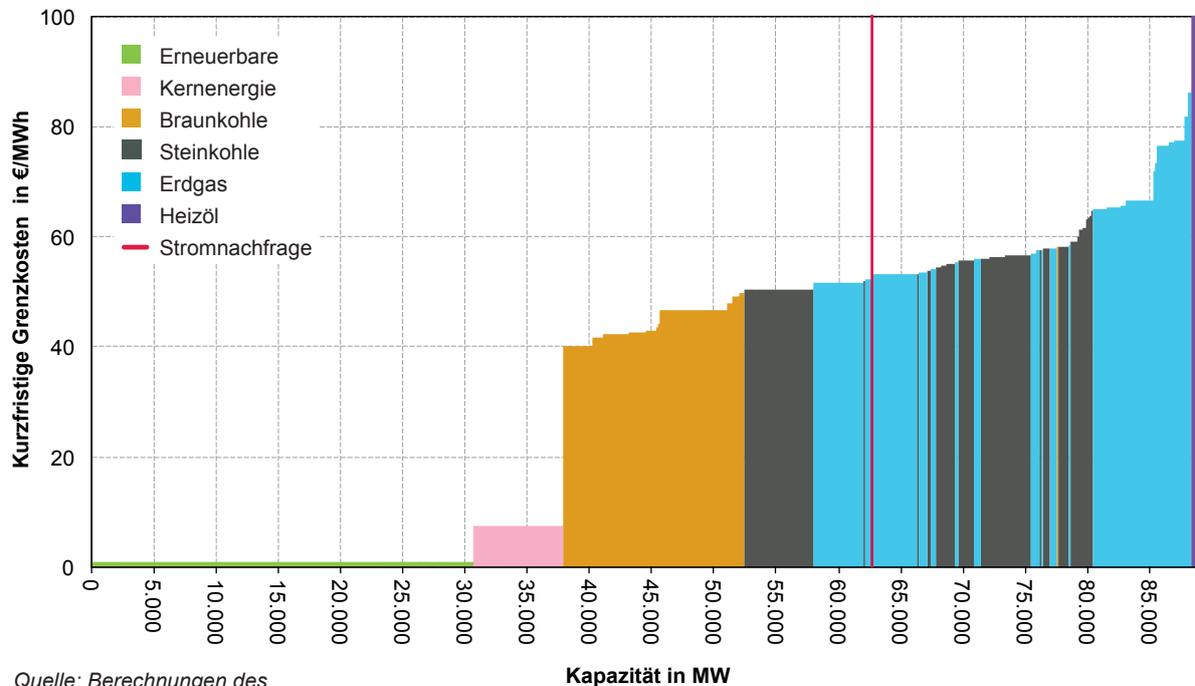
Abbildung A3-3: Die deutsche *Merit Order* 2020 mit einem Mindestpreis von 25 €/t CO₂ ohne (marktgetriebene) Stilllegungen



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A3-4:

Die deutsche *Merit Order* 2020 mit einem Mindestpreis von 35 €/t CO₂ ohne (marktgetriebene) Stilllegungen



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Dynamische Effekte: Stilllegungen von Kraftwerkskapazitäten mit hohen CO₂-Emissionen

Die vorangegangenen Analysen zeigen, dass die effektiven Wirkungen von Mindestpreisregelungen in sehr hohem Maße vom energiewirtschaftlichen Umfeld abhängen und nicht nur statisch betrachtet werden dürfen. Daher betrifft die zweite wichtige Fragestellung bezüglich der Einführung eines CO₂-Mindestpreises die Preisniveaus, die notwendig sind, um Veränderungen im Kraftwerkspark zu erreichen, die sich über eine beschleunigte Außerbetriebnahme alter Kraftwerksblöcke ergeben. Dabei geht es um die Frage, ob durch einen CO₂-Preis die Differenz zwischen Einnahmen aus dem Strommarkt und den variablen Produktionskosten (Deckungsbeiträge) von (älteren) Kohlekraftwerken so stark reduziert wird, dass diese Deckungsbeiträge nicht mehr ausreichen, um die über bestimmte Zeithorizonte abbaubaren Fixkosten (Personal, Wartung und Instandhaltung, Erhaltungsinvestitionen etc.) zu decken. Wenn die abbaubaren Fixkosten nicht gedeckt werden können, werden die Kraftwerksblöcke spätestens zu dem Zeitpunkt stillgelegt, an dem diese Fixkosten abgebaut werden.

Für den Bereich der Erdgas- und der Steinkohleverstromung sind entsprechende Indikatoren in der energiewirtschaftlichen Analyse etabliert und spielen eine große Rolle. Die Deckungsbeiträge für Gaskraftwerke werden dabei als *Green Spark Spread* und die für Steinkohlekraftwerke mit *Clean Dark Spread* bezeichnet.

Anders verhält sich dies für den Bereich der Braunkohlekraftwerke. Einerseits wird Braunkohle für die Verstromung nur in wenigen Fällen über Märkte gehandelt und andererseits wird der Braunkohlesektor durch integrierte Unternehmen dominiert, für die nicht die Preise der Brennstoffe die entscheidende Rolle für

die Deckungsbeiträge spielen, sondern die Kostenstrukturen der Förderung und Verstromung. Den variablen Betriebskosten des Kraftwerks sind damit neben den Kosten für CO₂-Emissionsberechtigungen und den sonstigen Betriebskosten (z. B. für den Betrieb von Entschwefelungsanlagen) die variablen Kosten der Braunkohleförderung zuzurechnen. Die variablen Betriebskosten eines Braunkohlekraftwerks sind damit tendenziell niedriger als die anderer fossiler Kraftwerke. Demgegenüber ist aber auch zu berücksichtigen, dass aus den Deckungsbeiträgen der Stromerzeugung nicht nur die (abbaubaren) fixen Betriebskosten des Kraftwerks, sondern auch die (abbaubaren) fixen Betriebskosten des Tagebaus (Personal, Umsetzungen von Förderanlagen, Neuaufschluss von Tagebaufeldern etc.) gedeckt werden müssen, damit das Kraftwerk weiter betrieben werden kann.

Zur Einordnung dieser komplexen Situation wurde vom Öko-Institut der Wirtschaftlichkeitsindikator LignIX (Lignite Index) verwendet (Öko-Institut 2017). Auf der Grundlage des LignIX können die wirtschaftliche Situation von Braunkohle-Kraftwerks- und -Tagebau-Verbänden und die entsprechenden Anreize zur Stilllegung von Anlagen eingeordnet werden. Zusätzlich können Schlussfolgerungen für die Erwirtschaftung der versunkenen Kosten von Kraftwerken und Tagebauen (Anfangsinvestitionen, Rekultivierungskosten etc.) gezogen werden und damit zur Wirtschaftlichkeit der Braunkohleverstromung (die jedoch nicht mit den vorstehend beschriebenen Anreizen zu Stilllegungen verwechselt werden dürfen). Der LignIX wird wie folgt ermittelt:

- » Den Ausgangspunkt zur Ermittlung des Indikators bilden die im Strommarkt zu erwirtschaftenden Erlöse, also die an der Strombörse ermittelten Strompreise;
- » von diesen Erlösen werden die Kosten für Brennstoffe, CO₂-Zertifikate und sonstige Roh- und Hilfsstoffe subtrahiert, sodass als Ergebnis die zur Deckung der übrigen Kosten verbleibenden Erlöse ermittelt werden.

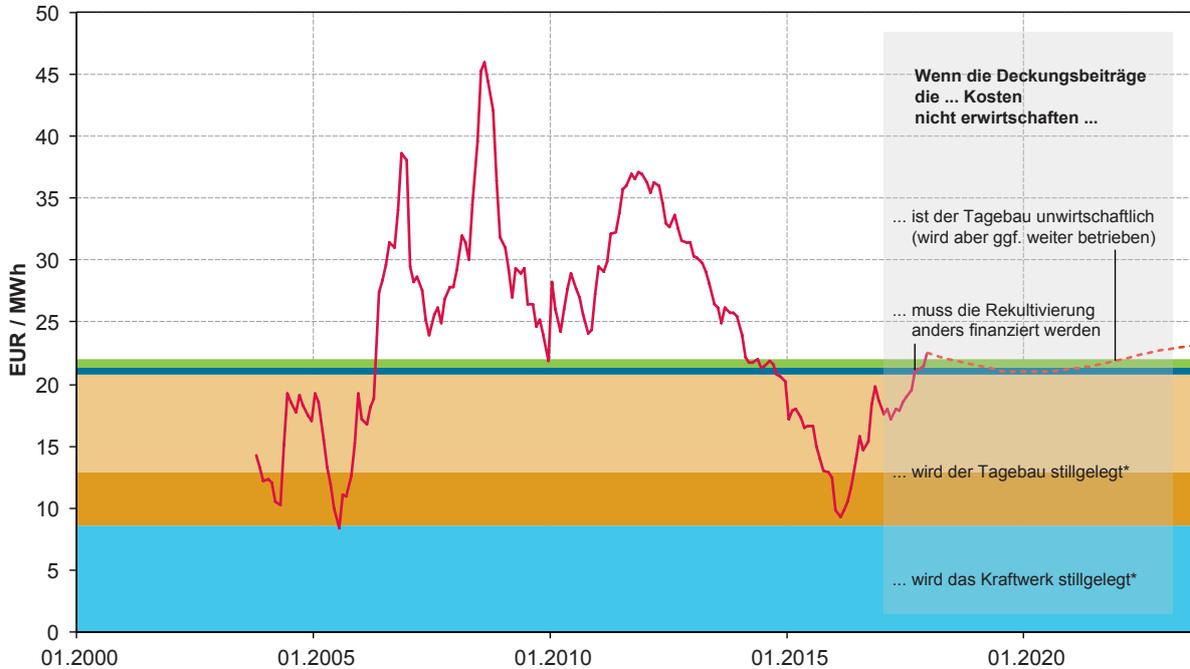
Der LignIX wird in zwei Varianten ermittelt: der LignIX₃₅ bezieht sich auf einen älteren Braunkohlekraftwerksblock und der LignIX₄₂ auf die Generation der neuen Braunkohlekraftwerke.

Mit diesem Trendindikator wird nicht das Ziel verfolgt, detaillierte Wirtschaftlichkeits- und Anreizanalysen für einzelne Kraftwerksblöcke und spezifische Kraftwerk-Tagebau-Konstellationen zu verfolgen. Vielmehr soll eine übergreifende und repräsentative Einordnung der Wirtschaftlichkeit sowie der Anreizmechanismen im Bereich der deutschen Braunkohleverstromung vorgenommen werden, wobei vor allem die Entwicklungen im Zeitverlauf beziehungsweise im Kontext eines sich verändernden Marktumfelds im Vordergrund stehen.

Im Kontext der in dieser Studie angestellten Untersuchungen ist der Wirtschaftlichkeitsindikator LignIX für einen Braunkohlekraftwerksblock mit einem Nutzungsgrad von 35 % (LignIX₃₅) von besonderer Relevanz. Dieser repräsentiert die 500- und 600-Megawatt-Klasse von Braunkohlekraftwerken, die im Zeitraum 1974 bis 1989 in Betrieb genommen worden sind. Es wird eine durchschnittliche Auslastung von 7.000 Vollbenutzungsstunden unterstellt.

Abbildung A3-5:

**Wirtschaftlichkeitsindikator für ein älteres Braunkohlekraftwerk mit einem elektrischen Nutzungsrad von 35 %
LignIX 35, 2003–2018 (Januar)**



- Sonstige langfristig versunkene Kosten Tagebau
- Langfristig versunkene Reaktivierungskosten Tagebau
- Mittelfristig vermeidbare fixe Betriebskosten Tagebau
- Aktuell vermeidbare fixe Betriebskosten Tagebau
- Vermeidbare fixe Betriebskosten Kraftwerk
- LignIX 35

* sobald die Fixkosten effektiv abgebaut/vermieden werden können

Quelle: European Energy Exchange, eigene Darstellung Öko-Institut

Im Zeitverlauf ergeben sich folgende Trends für den LignIX 35 und die entsprechenden Implikationen:

- » Ab dem Jahr 2006 stiegen die durch den LignIX35 repräsentierten Erträge schnell an, waren zwar erheblichen Schwankungen unterworfen, blieben aber bis 2012 durchweg in einem Bereich, in dem sämtliche Fixkosten der älteren Braunkohlekraftwerke und der verbundenen Tagebaue gedeckt und erhebliche Gewinne realisiert werden konnten. Zusätzlich dazu entstanden erhebliche Zusatzerträge aus der kostenlosen Zuteilung von CO₂-Zertifikaten im Rahmen des EU ETS.
- » Ab Anfang 2012 sanken die durch den LignIX35 repräsentierten Deckungsbeiträge für ältere Kraftwerke bis Ende 2015 stetig ab, befanden sich ab Mitte 2014 in einem Bereich, in dem die versunkenen Kosten nicht mehr gedeckt werden konnten, und bewegten sich gegen Ende 2015 in einer Zone, in der zwar die relativ schnell vermeidbaren Fixkosten der Kraftwerke noch gedeckt werden konnten, aber nicht mehr diejenigen der entsprechenden Tagebaue. Durch ab Anfang 2013 eingeführte Vollversteigerung der CO₂-Zertifikate im EU ETS entfielen auch die entsprechenden Zusatzerträge und es ergab sich sowohl hinsichtlich der generellen Wirtschaftlichkeit als auch der Stilllegungsanreize für Kraftwerke und Tagebaue eine kritische Situation.
- » Im Verlauf der vergangenen zwei Jahre stieg der LignIX35 wieder in einen Bereich an, in dem die vermeidbaren Kosten von älteren Kraftwerken und Tagebauen in zunehmendem Maße wieder gedeckt werden. Die versunkenen Kosten und damit die Vollkosten konnten Anfang 2018 knapp wieder erwirtschaftet werden (wobei mögliche Nachrüstungskosten auf Grundlage der neuen

rechtlichen Vorschriften zu den Grenzwerten für klassische Luftschadstoffe noch nicht berücksichtigt sind).

- » Auf Grundlage der entsprechenden Futures für Stromverkäufe und Emissionsberechtigungen des EU ETS ergibt sich für die durch den LignIX35 repräsentierten Kraftwerke und Tagebaue in den nächsten Jahren weiterhin eine Situation in der die Vollkosten knapp erwirtschaftet werden können.

Anders als im Verlauf der Jahre 2015, 2016 und der ersten Hälfte des Jahres 2017 ergibt sich eine uneinheitliche Situation, in der Kraftwerksstilllegungen im Wesentlichen von den strategischen Erwartungen der Betreiber abhängen und sich weniger aus einem eindeutigen Umfeld der Fundamentaldaten ergeben.

Wenn sich jedoch durch eine verstärkte CO₂-Bepreisung einerseits die Bedingungen für die Betriebskosten, andererseits auch die Erlösniveaus im Großhandelsmarkt ändern, zeichnet sich das folgende Bild ab¹⁴:

- » Bei einem effektiven CO₂-Preis von 15 € geht der LignIX35 von 21 auf 17,30 €/MWh zurück und unterschreitet das zur mittelfristigen Deckung der abbaubaren fixen Betriebskosten erforderliche Niveau um etwa 17 %. Die kurzfristiger abbaubaren fixen Betriebskosten werden mehr als gedeckt wie auch die abbaubaren Fixkosten des Kraftwerksblocks.
- » Bei einem effektiven CO₂-Preis von 20 € geht der LignIX35 von 21 auf 15,33 €/MWh zurück und unterschreitet das zur mittelfristigen Deckung der abbaubaren Fixkosten erforderliche Niveau um knapp ein Viertel. Die kurzfristiger abbaubaren fixen Betriebskosten werden noch klar gedeckt wie auch die abbaubaren Fixkosten des Kraftwerksblocks.
- » Bei einem effektiven CO₂-Preis von 25 € geht der LignIX35 von 21 auf 13,50 €/MWh zurück und unterschreitet das zur mittelfristigen Deckung der abbaubaren Fixkosten erforderliche Niveau um mehr als ein Drittel. Die kurzfristiger abbaubaren fixen Betriebskosten werden noch knapp gedeckt wie auch die abbaubaren Fixkosten des Kraftwerksblocks.
- » Bei einem effektiven CO₂-Preis von 30 € geht der LignIX35 von 21 auf 10,70 €/MWh zurück und unterschreitet das zur mittelfristigen Deckung der abbaubaren Fixkosten erforderliche Niveau um nahezu die Hälfte. Die kurzfristiger abbaubaren fixen Betriebskosten werden nur noch zu vier Fünftel gedeckt, die abbaubaren Fixkosten des Kraftwerksblocks noch ganz.

14 Die exemplarischen Sensitivitätsanalysen für den LignIX35 beruhen auf den in den Modellierungen ermittelten Werten.

- » Bei einem effektiven CO₂-Preis von 35 € geht der LignIX35 von 21 auf 7,90 €/MWh zurück und unterschreitet das zur mittelfristigen Deckung der abbaubaren Fixkosten erforderliche Niveau um über 60%. Die kurzfristiger abbaubaren fixen Betriebskosten werden nur noch zu etwa 60%, die abbaubaren Fixkosten des Kraftwerksblocks noch ganz gedeckt.

Bei Preisniveaus von über 15 €/t CO₂ gibt es damit keine mittelfristige Perspektive für den Kraftwerksblock und die angeschlossene Tagebaukapazität mehr. Bei Preisniveaus von über 25€/t CO₂ wird der Kraftwerksblock im Verlauf sehr weniger Jahre stillgelegt. Bei CO₂-Preisen von 35 €/t und mehr kommt es sehr kurzfristig zu Anlagenstilllegungen.

Die Tatsache, dass die verschiedenen Tagebaue in der Regel mehrere, alte und neue Kraftwerksblöcke versorgen, ändert an der beschriebenen Situation nichts, wenn fixe Betriebskosten schrittweise abgebaut werden können (Verschiebung von Investitionen, die von der Auskohlung der Tagebaue abhängen, Personalanpassungen etc.). Davon ist im Regelfall auszugehen. Ausstrahlungseffekte („Dominoeffekte“) auf die Stilllegungsanreize sind nach den detaillierten Analysen zum Stilllegungskalkül der integrierten Braunkohleunternehmen (Öko-Institut 2017) nicht anzunehmen.

Im Gegenteil: Wenn im Zuge einer politisch getriebenen Stilllegungsstrategie (ohne Inanspruchnahme eines CO₂-Bepreisungsansatzes) von ca. 7-GW-Braunkohlekraftwerken die Großhandelspreise um ca. 13 % steigen, der CO₂-Preis aber unverändert bleibt, dann steigt der für das Jahr 2020 erwartbare Wert des LignIX35 auf 25,10 €/MWh und würde damit alle abbaubaren und versunkenen Fixkosten eines alten Braunkohlekraftwerks und des angeschlossenen Tagebaus mehr als decken.

Eine andere Situation ergibt sich für die modernen Braunkohlekraftwerksblöcke mit deutlich höheren Nutzungsgraden, deren wirtschaftliche Situation durch den LignIX42 charakterisiert ist:

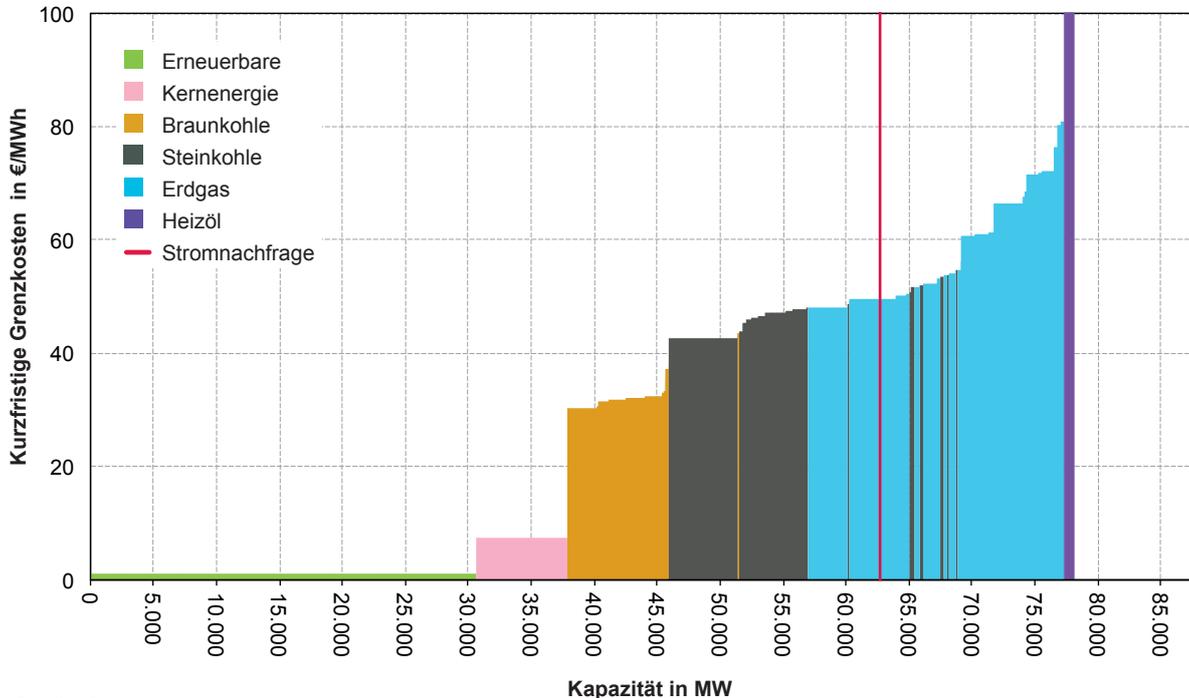
- » Bei einem effektiven CO₂-Preis von 15 € geht der LignIX42 von 23,30 auf 20,90 €/MWh zurück. Die abbaubaren fixen Betriebskosten von Kraftwerk und Tagebaufeld in Höhe von 15,80 €/MWh werden mehr als gedeckt.
- » Bei einem effektiven CO₂-Preis von 20 € geht der LignIX42 von 23,30 auf 19,90 €/MWh zurück. Die abbaubaren fixen Betriebskosten von Kraftwerk und Tagebaufeld werden mehr als gedeckt.
- » Bei einem effektiven CO₂-Preis von 25 € geht der LignIX42 von 23,30 auf 19,00 €/MWh zurück. Die abbaubaren fixen Betriebskosten von Kraftwerk und Tagebaufeld werden mehr als gedeckt.
- » Bei einem effektiven CO₂-Preis von 30 € geht der LignIX42 von 23,30 auf 17,20 €/MWh zurück. Die abbaubaren fixen Betriebskosten von Kraftwerk und Tagebaufeld werden mehr als gedeckt.
- » Bei einem effektiven CO₂-Preis von 35 € geht der LignIX42 von 23,30 auf 15,40 €/MWh zurück. Die abbaubaren fixen Betriebskosten von Kraftwerk und Tagebaufeld werden knapp nicht mehr gedeckt.

Bei CO₂-Preisen von unter 35 €/t werden also für die durch den LignIX42 beschriebenen moderneren Braunkohlekraftwerksblöcke immer noch ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaftet, um die abbaubaren Fixkosten von Kraftwerken und Tagebaufeldern zu erwirtschaften. Anreize zu marktgetriebenen Stilllegungen entstehen unterhalb eines CO₂-Preisniveaus von 35 €/t nicht.

Abbildung A 3-6 und Abbildung A 3-7 zeigen die deutsche *Merit Order* bei einem CO₂-Preis von 25 bzw. 30 €/t CO₂, in der auch die durch den jeweiligen CO₂-Preis erwartbaren Stilllegungen von Kraftwerksblöcken berücksichtigt sind. Die Einsatz- bzw. Abrufreihenfolge der Kraftwerke entspricht derjenigen, die im vorangegangenen Abschnitt bereits dargestellt wurde (vgl. Abbildung A 3-3 und Abbildung A 3-4).

Allerdings sind gegenüber der vorangegangenen Darstellung nun weniger Kraftwerkskapazitäten am Strommarkt aktiv, da diejenigen Kraftwerke stillgelegt wurden, die ihre fixen Betriebskosten (und im Fall der Braunkohlekraftwerke auch die abbaubaren fixen Betriebskosten des vorgeschalteten Tagebaufeldes) in der Gesamtbilanz von steigenden Produktionskosten und gleichzeitig steigenden Preisniveaus im Großhandelsmarkt nicht mehr erwirtschaften konnten. Dies betrifft insbesondere eine Reihe älterer Braun- und Steinkohlekraftwerke.

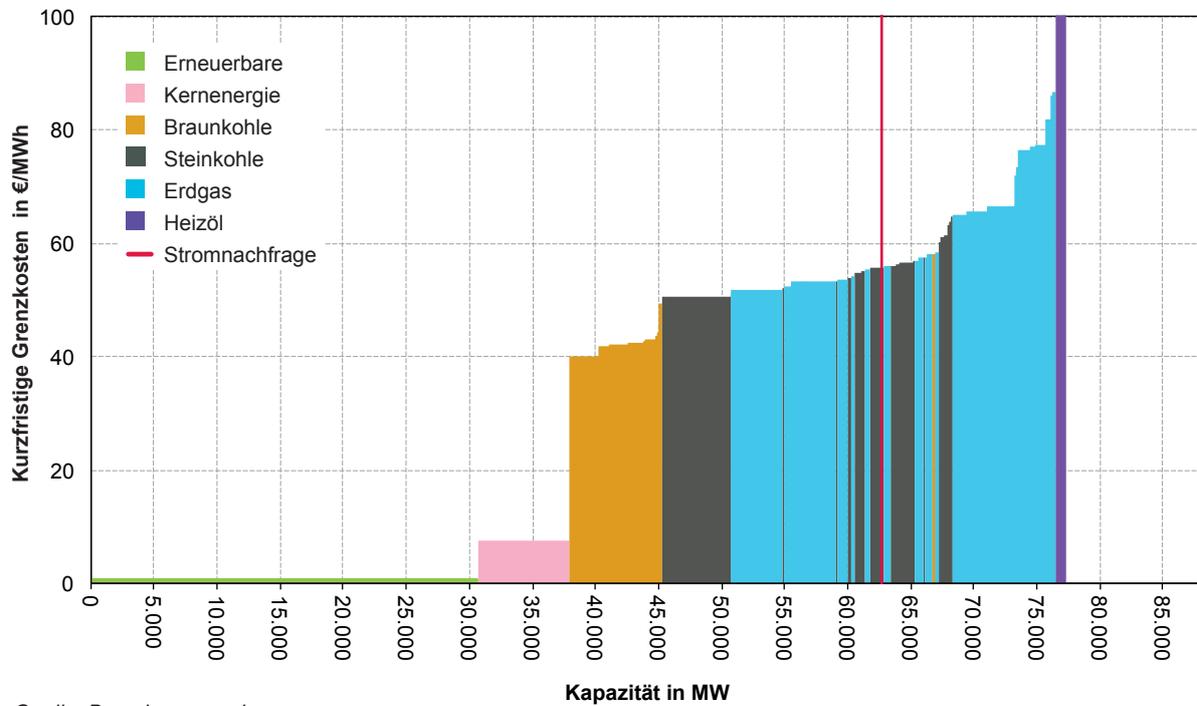
Abbildung A 3-6: Die deutsche *Merit Order* 2020 bei einem CO₂-Preis von 25 €/t nach (marktgetriebenen) Stilllegungen



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A3-7:

Die deutsche *Merit Order* 2020 bei einem CO₂-Preis von 35 €/t nach (marktgetriebenen) Stilllegungen



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Anhang 4: Modellbeschreibung und zentrale Parameter

Das PowerFlex-Modell

Die Modellrechnungen für den Strommarkt wurden mit dem PowerFlex-Modell des Öko-Instituts durchgeführt. Dieses am Öko-Institut entwickelte Modell bildet den jährlichen Kraftwerkseinsatz am Spotmarkt in stündlicher Auflösung ab, indem es in einem Optimierungsprozess die kurzfristigen Grenzkosten der verfügbaren Stromerzeugungseinheiten minimiert. Gleichzeitig muss in jeder Stunde die vorgegebene Stromnachfrage gedeckt werden. Als Ergebnis der Optimierung liefert das Modell den Kraftwerkseinsatz und den Strompreis in jeder Stunde.

Im PowerFlex-Modell werden die inländischen Kraftwerke detailliert mithilfe technischer und ökonomischer Parameter abgebildet. Thermische Kraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung größer 100 MW werden blockscharf und mit einem individuellen Wirkungsgrad erfasst.

Kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen werden in technologie- und baujahrspezifischen Gruppen zusammengefasst und mithilfe von typspezifischen Parametern charakterisiert.

Biomassekraftwerke, die Biogas, Holz oder Pflanzenöl einsetzen, werden als Technologieaggregate, d. h. als Teil des thermischen Kraftwerksparks abgebildet. Für die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energietechnologien Laufwasser, Wind offshore, Wind onshore und Photovoltaik wird das maximal zur Verfügung stehende Stromangebot aus skalierten generischen oder historischen stündlich aufgelösten Einspeiseprofilen vorgegeben. Die tatsächlich eingespeiste Menge an Wasser-, Wind- und Photovoltaikstrom wird modellendogen bestimmt, d. h., dargebotsabhängiger erneuerbarer Strom kann auch als überschüssig identifiziert werden, z. B. bei negativer Residuallast und unzureichender Exportmöglichkeit oder Speicherkapazität.

Das Erzeugungsprofil für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung setzt sich aus einem typischen Fernwärmeprofil und einer angenommenen Gleichverteilung für industrielle KWK-Anlagen zusammen. Für jeden Hauptenergieträger ergibt sich somit ein individuelles KWK-Profil. Für Anlagen mit Sonderbrennstoffen, wie z. B. Gichtgas oder Müllverbrennungsanlagen, wird eine gleichverteilte Strom-einspeisung unterstellt.

Die Stromnachfrage wird in stündlicher Auflösung exogen vorgegeben. Das Nachfrageprofil setzt sich aus der Netzlast des betrachteten Jahres und einer angenommenen Gleichverteilung des Industriestromanteils zusammen.

Für die hier durchgeführte Analyse wurde das PowerFlex-Modell mit seinem Import-Export-Modul verwendet. In diesem Modul sind auch die Kraftwerksparks der Nachbarländer abgebildet, allerdings in aggregierter Form. Die installierte Leistung der thermischen Kraftwerke ist nach Brennstoffen erfasst und zudem in die Baujahr-Kategorien „alt“, „mittel“ und „neu“ unterteilt. Innerhalb einer Kategorie wird ein einheitlicher mittlerer Wirkungsgrad für die darin enthaltenen Kraftwerke unterstellt.

Für dargebotsabhängige erneuerbare Energien sind, wo verfügbar, länderspezifische Einspeisezeitreihen als mögliche Obergrenze der Stromerzeugung vorgegeben. Ausländische Pumpspeicherkraftwerke (PSW) sind ebenso wie inländische als Speicher modelliert, sodass das Modell über ihren optimalen Einsatz als flexibler Nachfrager und Erzeuger entscheiden kann. Für Norwegen, Schweden, Österreich und die Schweiz werden zusätzlich Speicherwasserkraftwerke (SWK) mit natürlichem Zufluss berücksichtigt.

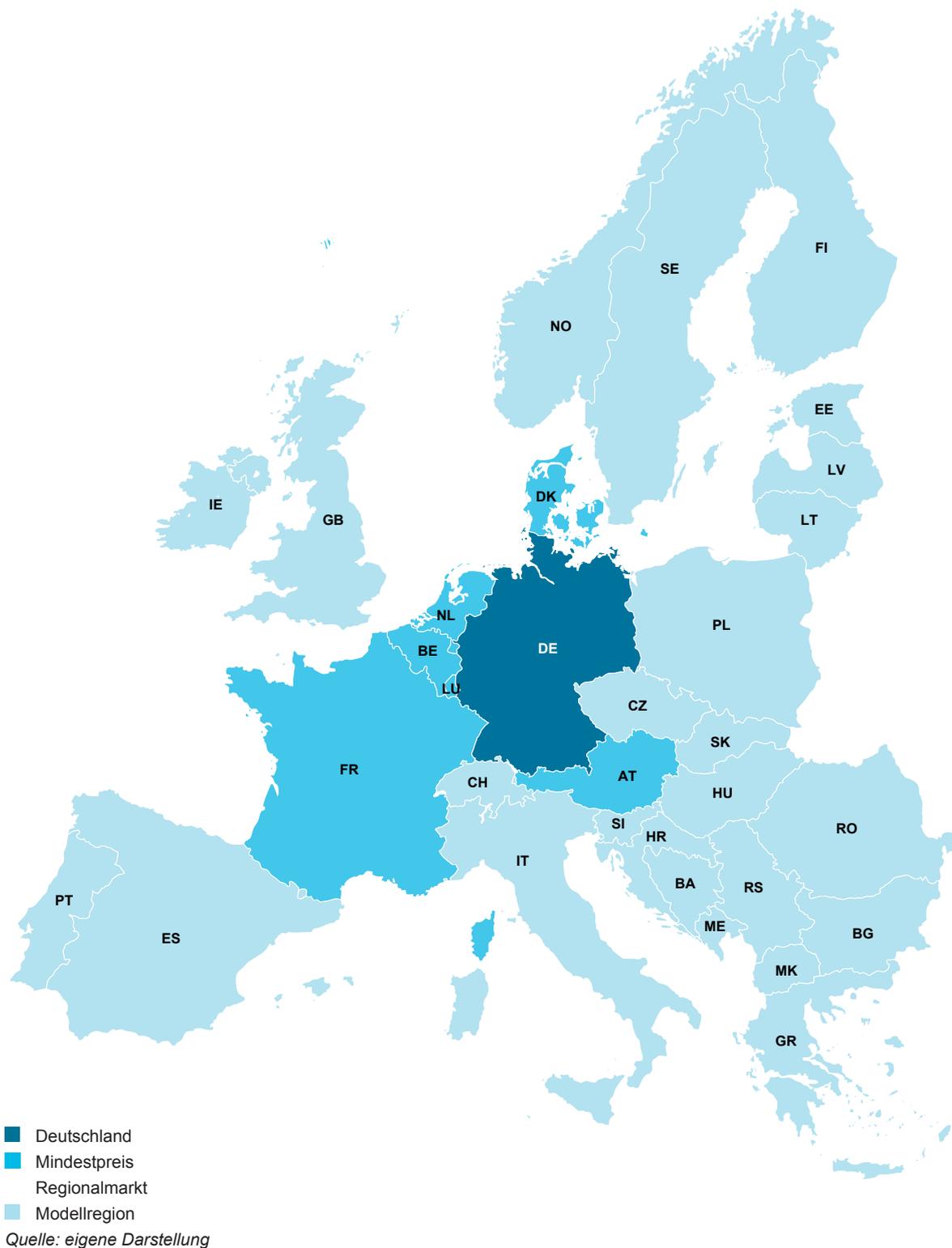
Für den grenzüberschreitenden Stromfluss zwischen Deutschland und den Nachbarländern werden vorhandene Leitungen aggregiert und die NTC-Werte der ENTSO-E als Obergrenze berücksichtigt. Modellendogen ermittelt werden die Flüsse zwischen Deutschland und den Nachbarländern, aber auch zwischen den Nachbarländern. Darüber hinaus vorhandene Netzrestriktionen werden in der hier verwendeten Modellversion nicht berücksichtigt.

Auf Basis einer vollständigen Voraussicht wird im Rahmen einer linearen Optimierung der kostenminimale Einsatz aller thermischen Kraftwerke, der Speicherwasserkraftwerke und der Pumpspeicherkraftwerke bestimmt. Dabei werden technische und energiewirtschaftliche Nebenbedingungen berücksichtigt. Das Optimierungsproblem ist in GAMS implementiert und wird mithilfe des Simplex Algorithmus gelöst.

Mit diesem methodischen Instrumentarium werden in erster Linie Auslastungseffekte untersucht. Zusätzlich können im Modell Kraftwerke stillgelegt werden, wenn diese Kraftwerke ihre Fixkosten nicht erwirtschaften können. Da das Jahr 2020 im Fokus steht, werden dynamische Effekte in Bezug auf das Investitionsverhalten in der hier vorgelegten Analyse nicht berücksichtigt.

Abbildung A 4-1:

Systemgrenzen des Strommarktmodells PowerFlex Europe



Rahmenannahmen für die Modellierung

Bezüglich der Rahmenannahmen für die Stromerzeugung wird weitgehend auf das Mit-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts 2017 aufgesetzt (BReg 2017). Die relevanten Eingangsparameter für das deutsche Stromsystem sind dort dokumentiert. Bezüglich der Abbildung des europäischen Kraftwerksparks und der NTC-Werte vergleiche auch Öko-Institut et al. (2017).

- » Dabei wird unterstellt, dass die im Mit-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts 2017 unterstellten Kraftwerksstilllegungen auch stattfinden werden. Somit beträgt das Ausgangsniveau der installierten Kraftwerkskapazität in der Referenz 18 GW für Braunkohlekraftwerke und 22 GW für Steinkohlekraftwerke.
- » Für die Kernkraftwerke wird angenommen, dass 2020 gemäß der aktuellen Gesetzeslage noch sechs Kraftwerksblöcke mit einer installierten Nettoleistung von insgesamt 8,1 GW in Betrieb sind.
- » Das inländische Nettostromaufkommen von ca. 560 TWh führt zusammen mit den (sich als Modellergebnis ergebenden) Stromexporten zu einer Nettostromerzeugung im Referenzszenario zu einer Nettostromerzeugung von knapp 600 TWh.
- » Die Annahmen für den Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2020 sind in Tabelle A4-1 dargestellt. Im MMS des Projektionsberichts 2017 beträgt die Stromerzeugung aus Wind onshore 96 TWh. Für dieses Projekt wurde ein zusätzlicher Ausbau im Bereich Wind an Land bis 2020 unterstellt, um den aktuellen Entwicklungen beim Zubau von Windkraftanlagen an Land Rechnung zu tragen. Dadurch beträgt die Stromerzeugung aus Wind an Land 106 TWh. Bei 2.000 Vollbenutzungsstunden ist es dafür notwendig, zusätzliche Windkraftanlagen im Umfang von ca. 5 GW zu installieren (dies entspricht in der Größenordnung auch den im aktuellen Koalitionsvertrag im Rahmen von Sonderausschreibungen vorgesehenen zusätzlichen 4 GW für Wind an Land).

Tabelle A4-1: Erneuerbare Energien in Deutschland in den Szenarien, 2020

	Installierte Leistung	Erzeugung
	GW	TWh
Wind onshore	58,3	106
Wind offshore	7,5	30
Solar	51	43
Laufwasser	5,8	21
Biomasse	8,7	50
Geothermie	0,3	1
Summe		252

Anmerkung: Erzeugung Biomasse enthält biogenen Anteil des Mülls, Erzeugung Laufwasser enthält Speicherwasser und natürlichen Zufluss in Pumpspeicherkraftwerken

Quelle: BReg (2017), Eigene Annahmen

Für die Braunkohlekraftwerke werden wie im Projektionsbericht 2017 kurzfristige Brennstoffkosten von 1,5 €/MWh thermisch angesetzt. Zusätzlich zu den kurzfristigen Brennstoffkosten müssen die Braunkohlekraftwerke noch die fixen Kosten der Braunkohletagebaue erwirtschaften. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese Fixkosten nur mittelfristig abbaubar sind. Die Fixkosten wurden basierend auf Öko-Institut (2017) aktualisiert (Tabelle A 4-2).

Tabelle A4-2: Fixkosten fossiler Kraftwerke

		Fixe Betriebskosten			davon in 2020 abbaubar
		Kraftwerk	Tagebau	Summe	
		€/kW			
Braunkohle- kraftwerk	Inbetriebnahme vor 1990	60	85	145	90
	Inbetriebnahme ab 1990	40	71	111	65
Steinkohlekraftwerk		40		40	17
Erdgas-GuD-Kraftwerk		17		17	17

Quelle: Öko-Institut (2017)

Zentrale Annahmen zu Kraftwerkskapazitäten und regenerativer Stromerzeugung im europäischen Ausland

Für die Modellierungsergebnisse sind die exogenen Annahmen für die Kraftwerkskapazitäten sowie die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wichtige Bestimmungsgrößen. Tabelle A 4-3 und Tabelle A 4-4 zeigen die entsprechenden Basisdaten im Überblick.

Tabelle A4-3: Thermische Kraftwerkskapazität in ausgewählten europäischen Ländern

	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Andere Fossile	Kern- energie	Biomasse
GW						
Österreich		1,3	4,6	1,1		0,3
Belgien			7,1		4,9	1,4
Schweiz			0,1			
Tschechische Republik	5,9	0,9	1,6	0,0	3,2	0,3
Dänemark		0,8	1,2	0,0		2,1
Frankreich		2,5	6,8	7,4	51,1	1,6
Italien		7,7	38,6	14,0		4,8
Niederlande		3,9	18,0	0,9	0,5	0,4
Norwegen			1,2			
Polen	5,5	17,2	2,2			0,7
Schweden		0,1	0,6	2,8	6,6	3,8

Quelle: Annahmen des Öko-Instituts

Tabelle A 4-4: Einspeisung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien in ausgewählten europäischen Ländern

	Fluktuierende erneuerbare Energien	Speicherwasser
	TWh	
Österreich	39	15
Belgien	19	0
Schweiz	20	7
Tschechische Republik	4	0
Dänemark	21	0
Frankreich	71	30
Italien	90	0
Niederlande	20	0
Norwegen	39	103
Polen	17	0
Schweden	45	42

Quelle: Annahmen des Öko-Instituts



Unser Ziel

Wir wollen die weltweite Zerstörung der Natur und Umwelt stoppen und eine Zukunft gestalten, in der Mensch und Natur in Einklang miteinander leben.

wwf.de | info@wwf.de

Unterstützen Sie den WWF

IBAN: DE06 5502 0500 0222 2222 22

Bank für Sozialwirtschaft Mainz

BIC: BFSWDE33MNZ

WWF Deutschland

Reinhardtstraße 18
10117 Berlin · Germany

Tel.: 030 311 777 700

Fax: 030 311 777 888

info@wwf.de · wwf.de