

# WIRKUNGSWEISE EINER CO<sub>2</sub>-STEUER IM STROMMARKT



Berlin, 21. November 2017

Auftraggeber: Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.

Autoren A. Fernahl, C. Perez-Linkenheil,  
F. Huneke und I. Kühle

## INHALTSVERZEICHNIS

1. Einleitung .....	1
2. Wirkungsweise einer nationalen CO <sub>2</sub> -Bepreisung .....	2
3. Auswirkung einer nationalen CO <sub>2</sub> -Steuer als Ergänzung zum Emissionshandel.....	4
3.1. Methodik und Szenariodefinition .....	4
3.2. Ergebnis der Modellierung .....	5
3.3. Ergebnisse anderer Studien.....	14
4. CO <sub>2</sub> -Steuer als Ergänzung zu Mindestpreisen im Emissionshandel und einem erhöhten Erneuerbaren-Zubau.....	15
4.1. Methodik und Szenariodefinition .....	15
4.2. Ergebnisse der Modellierung .....	17
4.3. Auswirkungen eines Triggerstrompreises von 0 EUR/MWh .....	23
4.4. Exkurs: gestufte CO <sub>2</sub> -Steuer .....	25
5. Berechnung des potenziellen Steueraufkommens .....	27
6. Fazit.....	29
7. Literaturverzeichnis .....	30
Anhang .....	33
Kurzportrait Energy Brainpool.....	35

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Merit-Order des deutschen Kraftwerksparks am 12.12.2020 um 16:00 ohne zusätzliche CO <sub>2</sub> -Kosten [Quelle: Energy Brainpool, Power2Sim] .....	2
Abbildung 2: Merit-Order des deutschen Kraftwerksparks am 12.12.2020 um 16:00 bei einer CO <sub>2</sub> -Steuer von 20 EUR/t CO <sub>2</sub> [Quelle: Energy Brainpool, Power2Sim].....	2
Abbildung 3: Jährliche Gesamtemissionen des deutschen Kraftwerksparks je Szenario, Vergleich der historischen Werte für 2014 aus dem Klimaschutzplan (358 Mt) und den Simulationsergebnissen des Referenzszenarios für 2014 (336 Mt).....	6
Abbildung 4: Emissionseinsparungen gegenüber 1990 (in %) je Szenario für das Jahr 2020, Vergleich mit den Zieleinsparungen für die Energiewirtschaft aus dem Klimaschutzplan, Quelle: eigene Berechnung .....	7
Abbildung 5: Emissionseinsparungen gegenüber 1990 (in %) je Szenario für das Jahr 2025, Vergleich mit den Zieleinsparungen für die Energiewirtschaft aus dem Klimaschutzplan, Quelle: eigene Berechnung .....	8
Abbildung 6: Durchschnittliche Großhandelsstrompreise je Szenario (angegeben ist die Höhe der CO <sub>2</sub> -Steuer), Quelle: eigene Berechnung .....	9
Abbildung 7: Histogramm der Strompreise als Darstellung der Verteilung von stündlichen Strompreisen 2020.....	10
Abbildung 8: Jahresdurchschnittliche Vermarktungswert von Wind- und Solaranlagen in Abhängigkeit der angenommenen CO <sub>2</sub> -Steuer, (Annahme für Spitzenlastvermarktung: die Biomasseanlagen fahren in der Hälfte der Jahresstunden mit den höheren Strompreisen [Quelle: eigene Berechnung im April 2017] .....	11
Abbildung 9: Verteilung der fossilen Stromproduktion in Deutschland sowie der saldierten Importe oder Exporte für ausgewählte Szenarien.....	13
Abbildung 10: CO <sub>2</sub> -Steuer als Ergänzung zu einem EUA-Mindestpreis.....	16
Abbildung 11: Übersicht der CO <sub>2</sub> -Bepreisung in den Szenarien mit einer nationalen CO <sub>2</sub> -Steuer .....	17
Abbildung 12: Vergleich der CO <sub>2</sub> -Emissionen des deutschen Kraftwerksparks je modellierten Szenario .....	18

Abbildung 13: Vergleich der CO <sub>2</sub> -Emissionseinsparungen des deutschen Kraftwerkparks im Jahr 2020 gegenüber 1990 in den verschiedenen Szenarien, die horizontalen Linien kennzeichnen die nationalen Klimaziele für 2020 und 2030 .....	19
Abbildung 14: Vergleich der CO <sub>2</sub> -Emissionseinsparungen des deutschen Kraftwerkparks im Jahr 2025 gegenüber 1990 in den verschiedenen Szenarien, die horizontalen Linien kennzeichnen die nationalen Klimaziele für 2020 und 2030 .....	19
Abbildung 15: Durchschnittliche Großhandelsstrompreise in den Szenarien für die Jahre 2020 und 2025, berechnet auf Basis von Brennstoffpreisen von April 2017 .....	20
Abbildung 16: Vermarktungswerte erneuerbarer Energien in den verschiedenen Szenarien, *) für die Bewertung der Spitzenlastfahrwerte von Biomasseanlagen wurde vereinfacht der durchschnittliche Strompreis der teureren Hälfte der jährlichen Stundenpreise gewählt .....	21
Abbildung 17: Auswirkungen auf die Stromproduktion nach Kraftwerkstyp und Szenario .....	22
Abbildung 18: Ein Beispiel für die Ausgestaltung einer gestuften CO <sub>2</sub> -Steuer als Optimierungsoption.....	26

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Zentrale Preisannahmen der Modellierung (Preise real 2017, Inflationsrate von 2 %).	4
Tabelle 2: Zusätzliche Emissionseinsparungen in Deutschland durch eine gegebene CO <sub>2</sub> -Steuer gegenüber dem Referenzszenario und entsprechende Einsparungen, die EU-weit auftreten.....	6
Tabelle 3: Steueraufkommen durch die CO <sub>2</sub> -Steuer je Szenario und Vergleich mit den gegenwärtigen Stromsteuereinnahmen in Höhe von 6,6 bis 7 Mrd. EUR (rote Linie) .....	27
Tabelle 4: Verwendete Emissionsfaktoren in t CO <sub>2</sub> /MWh .....	33
Tabelle 5: Brutto Erzeugungskapazitäten in Deutschland in GW .....	33
Tabelle 6: Mittlerer jährlicher EUA- sowie CO <sub>2</sub> -Preis für das Szenario 75 EUR/t mit einem Limit bei 80 EUR/t Gesamt-CO <sub>2</sub> -Kosten .....	34

## 1. EINLEITUNG

---

Die Energiewirtschaft hat im Jahr 2014 laut Klimaschutzplan 358 Megatonnen (Mt) CO<sub>2</sub> emittiert. Damit das Ziel der Reduktion klimaaktiver Gase um 61 bis 62 Prozent in der Energiewirtschaft von 1990 bis 2030 erreicht werden kann, müssen (Heiz-)Kraftwerke die Emissionen auf 175 bis 183 Mt CO<sub>2</sub> halbieren. Je früher diese Reduktion der jährlichen Emissionen stattfindet, desto weniger CO<sub>2</sub> wird kumuliert emittiert – teurere zukünftige Maßnahmen der Emissionsminderung können damit verringert werden.

Bei der Diskussion um den Weg zum Erreichen dieses Ziels ist dem European Union Emissions Trading System (EU ETS) eine zentrale Rolle zugedacht. Das Handelssystem gibt der Emission einer Tonne CO<sub>2</sub> einen Marktpreis – je höher der Preis für ein Zertifikat, desto höher der Anreiz für emissionsarme Technologien. Das lang andauernde niedrige Preisniveau für diese Zertifikate (im Jahr 2017 zwischen 4,30 und 7,50 EUR je Tonne CO<sub>2</sub>) erhöht die kurzfristigen Grenzkosten für die Energieerzeugung momentan jedoch nur geringfügig, sodass weniger emissionsintensive Stromproduktion aus einem durchschnittlichen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk immer noch teurer ist als emissionsintensivere Kohlekraftwerke.

Energy Brainpool wurde vom Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. damit beauftragt, die Wirkungsweise einer nationalen CO<sub>2</sub>-Steuer in Höhe von 10 bis 75 EUR/t CO<sub>2</sub> zusätzlich zum europäischen CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreis einerseits und zu einem europäischen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis andererseits zu analysieren. Die Auswirkungen auf Strompreise und die Erzeugungsstruktur des deutschen und europäischen Kraftwerkparcs wurde dabei genauso analysiert wie die veränderten Emissionen in Deutschland und Europa. Ein weiterer Fokus liegt auf der Frage, wie sich die Vermarktungserlöse erneuerbarer Energien in einem solchen Regime entwickeln. Diese Thematik ist deswegen aktuell, weil ab 2021 die ersten Anlagen nach 20 Jahren aus der EEG-Vergütung fallen und fraglich ist, ob sich ein Weiterbetrieb bei dem derzeit niedrigen Strompreisniveau rentiert. Um einen Anstieg der Strompreise für Endkunden zu verhindern, könnte kompensierend die Stromsteuer weitgehend abgeschafft werden. Das Steueraufkommen wird daher in dieser Untersuchung gegenüber gestellt.

## 2. WIRKUNGSWEISE EINER NATIONALEN CO<sub>2</sub>-BEPREISUNG

Der Kraftwerkseinsatz richtet sich maßgeblich nach den kurzfristigen Kosten der Stromerzeugung (sogenannte Grenzkosten): Abhängig von der Stromnachfrage produzieren in einem kosteneffizienten Stromsystem diejenigen Kraftwerke, die die geringsten kurzfristigen Grenzkosten haben. Abbildung 1 zeigt diese Systematik mit dem Namen Merit-Order beispielhaft für den Kraftwerkspark 2020 aus heutiger Sicht und unter heutigen Rahmenbedingungen. Die Stromnachfrage (inklusive der Stromexporte) wird von links nach rechts von den günstigsten Erzeugungstechnologien bedient.

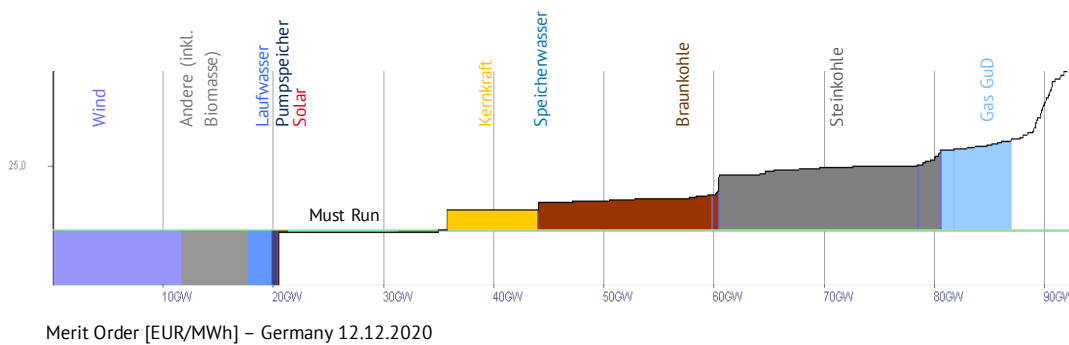


Abbildung 1: Merit-Order des deutschen Kraftwerksparks am 12.12.2020 um 16:00 ohne zusätzliche CO<sub>2</sub>-Kosten [Quelle: Energy Brainpool, Power2Sim]

Das Ziel, den Ausstoß von CO<sub>2</sub> im deutschen Kraftwerkspark zu reduzieren, kann man erreichen, indem man das Ausstoßen von CO<sub>2</sub> verteuert. Hierzu zeigt Abbildung 2 die Merit-Order, wenn in Abgrenzung zu obiger Abbildung eine CO<sub>2</sub>-Steuer von 20 EUR/t CO<sub>2</sub> unterstellt wird.

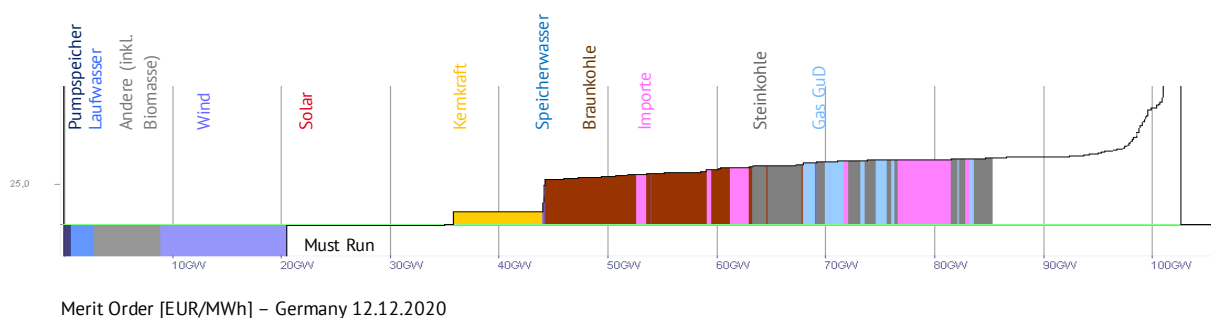


Abbildung 2: Merit-Order des deutschen Kraftwerksparks am 12.12.2020 um 16:00 bei einer CO<sub>2</sub>-Steuer von 20 EUR/t CO<sub>2</sub> [Quelle: Energy Brainpool, Power2Sim]

Für die erneuerbaren und nuklearen Kraftwerke ergeben sich keine Veränderungen der Grenzkosten, da keine CO<sub>2</sub>-Emissionen während des Betriebs auftreten. Die zusätzlichen Abgaben für fossile Kraftwerke sind desto höher, je mehr Emissionen ein Kraftwerk hat. So erhöhen sich die

Grenzkosten für Kohle- und insbesondere Braunkohlekraftwerke mit geringer Effizienz überproportional – die Einsatzstunden und die damit verbundenen Emissionen sinken. Bei höheren Stromgestehungskosten (oder Grenzkosten) reduzieren sich im dargestellten Beispiel Stromexporte, vielmehr zeigt diese Situation nun Importe aus den Nachbarländern. Wie hoch in diesen Nachbarländern die Grenzkosten der dortigen Stromerzeugung sind, hängt von den dortigen CO<sub>2</sub>-Kosten und dem dortigen Kraftwerkpark ab. Grundsätzlich ist der Einfluss des CO<sub>2</sub>-Preises umso höher, je höher der Anteil der Kohleverstromung in dem jeweiligen Marktgebiet ist.

In Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien und geringer Nachfrage wird hingegen Strom exportiert. Aufgrund der engen Verflechtung der europäischen Strommärkte trifft diese Verschiebung von Exporten hin zu mehr Importen grundsätzlich für jede Form einer nationalen CO<sub>2</sub>-Bepreisung zu. Je mehr Länder den Preis für CO<sub>2</sub> Emissionen anheben, desto weniger werden Verlagerungseffekte auftreten. Das absehbar niedrige Preisniveau im EU ETS kann diese Wirkmechanismen jedoch kurz- und mittelfristig nicht alleine sicherstellen.

Ein genauer Vergleich der beiden Merit-Order-Kurven im Bereich zwischen 45 und 90 Gigawatt Stromnachfrage auf der X-Achse fördert noch eine weitere wichtige Erkenntnis zu Tage. Die Grenzkosten der Kohle-, Braunkohle und Gaskraftwerke gleichen sich in der Merit-Order mit höherem CO<sub>2</sub>-Preis deutlich an. Da eine dieser Technologien im heutigen Stromsystem in der Regel den Börsenstrompreis bestimmt, verringert der gegebene CO<sub>2</sub>-Preis damit auch die Volatilität der Börsenstrompreise. Für Verbraucher, Speicher und Kraftwerksbetreiber verringert sich damit tendenziell der Flexibilitätsanreiz durch den Day-Ahead-Markt. Diese Überlegung ist jedoch nur in einer statischen Betrachtungsweise gültig, denn der Umbau der Kraftwerkparks durch das CO<sub>2</sub>-Preis bedingte Investitionssignal würde diesen Effekt überkompensieren.



### 3. AUSWIRKUNG EINER NATIONALEN CO<sub>2</sub>-STEUER ALS ERGÄNZUNG ZUM EMISSIONSHANDEL

#### 3.1. METHODIK UND SZENARIODEFINITION

Zur Untersuchung des Effekts einer nationalen CO<sub>2</sub>-Bepreisung als Ergänzung zu einem unveränderten Emissionshandel wurde der europäische Strommarkt stunden- und kraftwerksblock-scharf in den Jahren 2020 und 2025 modelliert. Hierzu diente das fundamentale Energiemarktmodell Power2Sim. Kernannahmen der Modellierung waren Future-Preise (Kohle, Gas, CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise) der europäischen Energiebörse EEX<sup>1</sup> in Leipzig für 2020 und ein langfristiger Preistrend nach dem New-Policies-Szenario der IEA<sup>2</sup>. Die Entwicklung des Kraftwerksparks folgt dem aktuellen Leitszenario der EU-Kommission<sup>3</sup>, das für Kernländer des Strombinnenmarktes und den Ausbau europäischer Grenzkuppelkapazitäten um detaillierte zum Teil nationale Leitstudien erweitert wurde<sup>4</sup>.

Tabelle 1 gibt zentrale Annahmen wieder, eine Übersicht über weitere Annahmen befinden sich im Anhang.

Tabelle 1: Zentrale Preisannahmen der Modellierung (Preise real 2017, Inflationsrate von 2 %)

	Einheit	2020	2025
<b>CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis (EUA real)</b>	EUR/t CO <sub>2</sub>	5,26	16,55
<b>Gaspreis (real)</b>	EUR/MWh	15,49	20,95
<b>Steinkohlepreis (real)</b>	USD/t	57,23	65,45

<sup>1</sup> Commoditypreise 2020 entsprechen den Futurepreisen vom 19. April 2017

<sup>2</sup> (International Energy Agency, 2016), lineare Interpolation mit dem Stützjahr 2030, ausgehend von Future-Preisen.

<sup>3</sup> (Europäische Kommission, 2016)

<sup>4</sup> (ENTSO-E, 2014), (Elia, 2015), (HM Revenue & Customs, 2014), (National Grid, 2015), (Réseau de transport d'électricité, 2015)

Zur Untersuchung in diesem Kapitel wurden insgesamt fünf Szenarien berechnet. Ein Referenzszenario dient dem Vergleich der Wirkungsweise von vier angenommenen CO<sub>2</sub>-Steuern: 20, 40, 60 und bis zu 75 EUR/t CO<sub>2</sub>. Die CO<sub>2</sub>-Steuer wird gemäß des Vorschlags des Auftraggebers auf die Emission aller Kraftwerke erhoben, die sich im Emissionshandel befinden und für alle fossilen Kraftwerke mit einer Leistung größer als 2 MW. Die Steuersätze der CO<sub>2</sub>-Steuer gelten dabei nur im Bereich positiver Strompreise. Treten an der Strombörse negative Preise auf, so beträgt der CO<sub>2</sub>-Preis 80 EUR/t CO<sub>2</sub>. Dies begründet sich darauf, dass zu Zeiten negativer Strompreise das Stromangebot sehr hoch ist und höhere Kosten für die Emission von CO<sub>2</sub> ein Preissignal schaffen soll, das einen Abschaltanreiz für fossile Stromerzeugung darstellt. Der Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionen setzt sich jeweils aus der CO<sub>2</sub>-Steuer und dem Preis der Zertifikate im Emissionshandel zusammen. Im Szenario mit der 75 EUR/t CO<sub>2</sub>-Steuer wird die Summe aus der CO<sub>2</sub>-Steuer und dem Zertifikatpreis auf 80 EUR/t CO<sub>2</sub> limitiert, (Details können Tabelle 6 entnommen werden). Weitere Unterscheidungen in den Szenarioannahmen wurden nicht getroffen. Darüber hinaus gibt es keine Unterschiede bei den Szenarioannahmen.

### 3.2. ERGEBNIS DER MODELLIERUNG

Durch den künftigen Ausbau erneuerbarer Energien wird ein Teil der heutigen Emissionen in Zukunft bereits vermieden. Das Referenzszenario dieser Studie zeigt diesen Emissionsminderungspfad in Abbildung 3. Die von der Modellierung erfassten Gesamtemissionen des Kraftwerkparks im Jahr 2014 betragen 336 Mt, in 2020 ergeben sich aus heutiger Sicht 307 Mt. Erhöht man die Kosten für die Emission von CO<sub>2</sub>, so reduziert sich folgerichtig die Erzeugung durch fossile Energieträger und somit sinken die CO<sub>2</sub> Emissionen. Eine CO<sub>2</sub>-Steuer von 20 EUR/t CO<sub>2</sub> reduziert die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen 2020 auf 197 Mt, bei 40 EUR/t betragen die Emissionen nur noch 121 Mt. Eine weitere Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Steuer auf 60 oder 75 EUR/t CO<sub>2</sub> trägt in einer statischen Betrachtungsweise nicht mehr zu einer deutlichen Reduktion der jährlichen Emissionen bei. 2025 erhöhen sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen wieder, obwohl in der Modellierung ein steigender EUA-Preis angenommen wurde und die Grenzkosten der CO<sub>2</sub>-intensiven Kraftwerke damit höher als 2020 sind. Der Kernkraftausstieg 2022 führt jedoch dazu, dass Kohlekraftwerke trotzdem wieder mehr Benutzungsstunden erfahren.

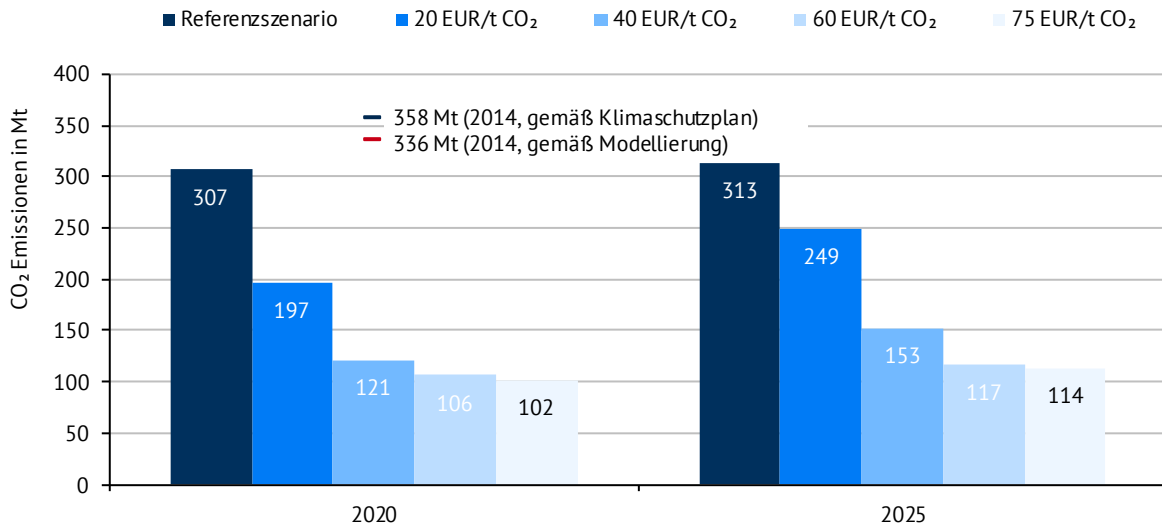


Abbildung 3: Jährliche Gesamtemissionen des deutschen Kraftwerksparks je Szenario, Vergleich der historischen Werte für 2014 aus dem Klimaschutzplan (358 Mt) und den Simulationsergebnissen des Referenzszenarios für 2014 (336 Mt)

Der Klimaschutzplan<sup>5</sup> gibt für das Jahr 2014 Gesamtemissionen von 358 Mt an, wobei hier auch die Emissionen durch Heizkraftwerke berücksichtigt werden. Zudem gibt es unterschiedliche Annahmen über die Emissionsfaktoren (vgl. Emissionsfaktoren im Anhang) und über die Zuordnung der Emissionen des fossilen Anteils des Abfalls in der thermischen Abfallbehandlung.

Tabelle 2: Zusätzliche Emissionseinsparungen in Deutschland durch eine gegebene CO<sub>2</sub>-Steuer gegenüber dem Referenzszenario und entsprechende Einsparungen, die EU-weit auftreten

	Jahr	20 EUR/t CO <sub>2</sub>	40 EUR/t CO <sub>2</sub>	60 EUR/t CO <sub>2</sub>	75 EUR/t CO <sub>2</sub>
<b>CO<sub>2</sub>-Einsparungen in Deutschland durch Steuer in Mt</b>	2020	110	186	201	205
	2025	64	160	196	199
<b>Einsparungen in der EU in Mt</b>	2020	39	78	82	87
	2025	21	71	85	90

<sup>5</sup> (Beschluss Bundeskabinett, 2016)

Die in Abbildung 3 gezeigte Emissionsreduzierung entsteht auf nationaler Ebene. Im Kontext eines europäischen Energiemarktes muss der Blick jedoch auf die Gesamtemissionen in Europa ausgeweitet werden. Die Emissionseinsparungen in Europa sind daher in Tabelle 2 aufgezeigt. Europaweit ergeben sich für alle untersuchten CO<sub>2</sub>-Steuersätze Emissionseinsparungen. Diese sind jedoch geringer als die rein national erzielten Einsparungen, was einen Verlagerungseffekt bestätigt. Neben den nationalen Emissionseinsparungen wachsen mit steigender Höhe der CO<sub>2</sub>-Steuer auch die absoluten europäischen Emissionseinsparungen an. In absoluten Zahlen ist dieser Anstieg der Emissionseinsparungen jedoch weniger stark: Der Verlagerungseffekt als Differenz aus nationalen und europäischen Einsparungen beträgt 2020 bei einer CO<sub>2</sub>-Steuer von 20 EUR/t CO<sub>2</sub> 71 Mt; bei einer CO<sub>2</sub>-Steuer von 75 EUR/t CO<sub>2</sub> steigt der Verlagerungseffekt auf 118 Mt an. Eine effiziente Möglichkeit, diesen Verlagerungseffekt zu reduzieren, zeigt die Modellierung eines europäischen EUA-Mindestpreises in Kapitel 4 auf.

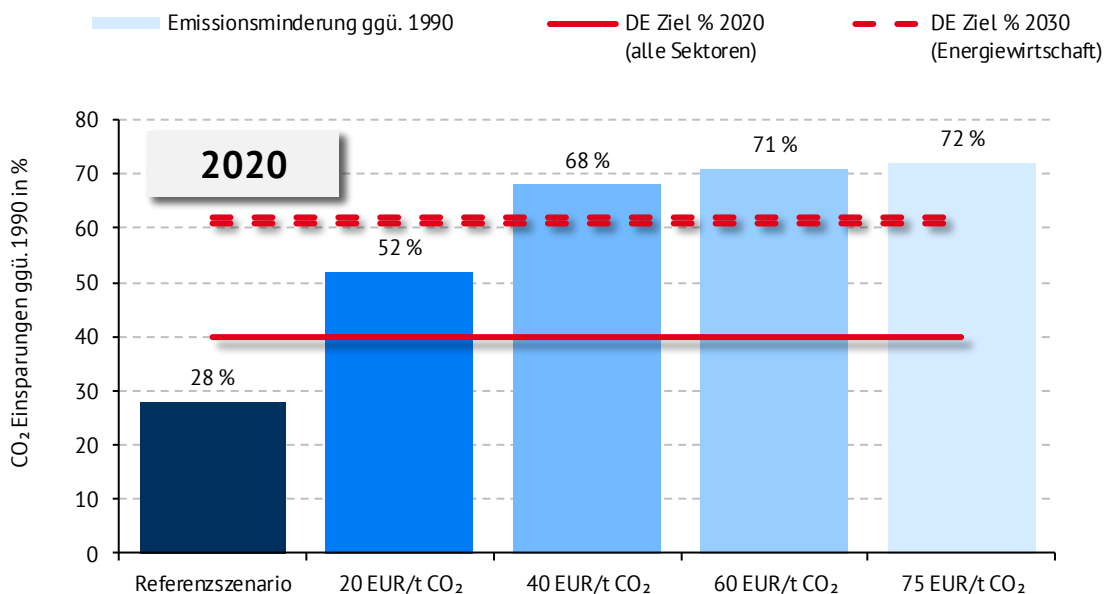


Abbildung 4: Emissionseinsparungen gegenüber 1990 (in %) je Szenario für das Jahr 2020, Vergleich mit den Zieleinsparungen für die Energiewirtschaft aus dem Klimaschutzplan, Quelle: eigene Berechnung

Ein Vergleich der Emissionseinsparungen gegenüber 1990 mit den politischen Zielen im Klimaschutzplan erfolgt anhand der Abbildung 4. Gezeigt ist als horizontale Linie das sektorenübergreifende Ziel einer CO<sub>2</sub>-Reduktion von 40 Prozent bis 2020 und sektorenspezifisch für die Energiewirtschaft von 61 bis 62 Prozent. Das Referenzszenario erreicht keines der Ziele, das 20 EUR/t-Szenario erreicht das sektorenübergreifende Ziel für 2020. Das sektorenspezifische 2030-Ziel ließe sich wiederum mit den Szenarien 40 bis 75 EUR/t CO<sub>2</sub> erreichen. Je früher das Ziel einer vergleichsweise günstigen Emissionseinsparung in der Energiewirtschaft erreicht wird,

desto weniger schnell nähert man sich der maximal zu emittierenden Gesamtmenge an CO<sub>2</sub>, die das 2-Grad-Ziel des Pariser Klimaübereinkommens vorgibt.

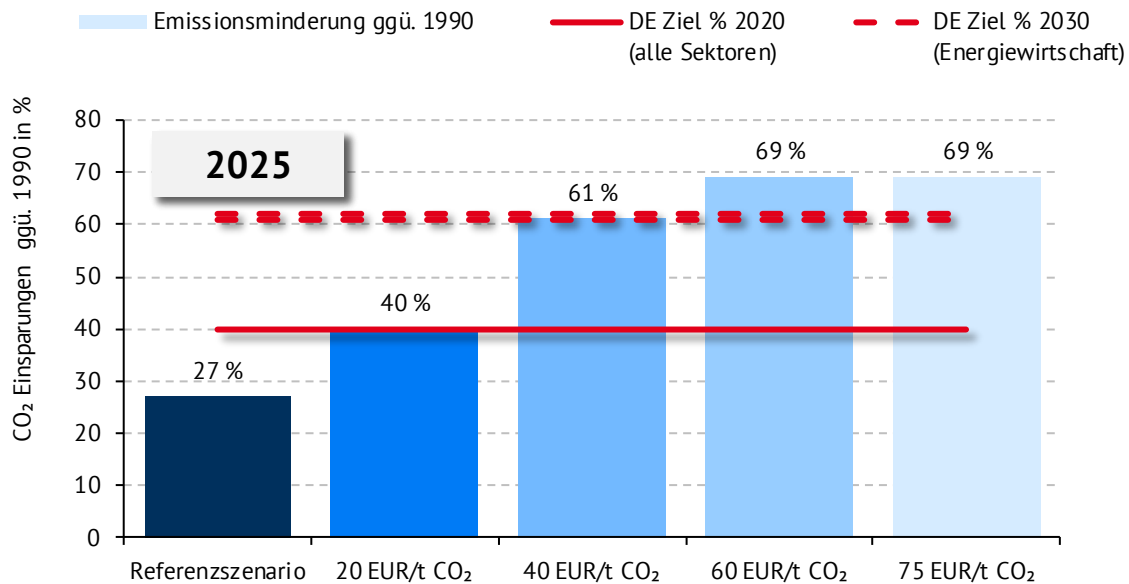


Abbildung 5: Emissionseinsparungen gegenüber 1990 (in %) je Szenario für das Jahr 2025, Vergleich mit den Zieleinsparungen für die Energiewirtschaft aus dem Klimaschutzplan, Quelle: eigene Berechnung

Ergänzend zu Abbildung 4 zeigt Abbildung 5 die jährlichen Emissionseinsparungen für das Jahr 2025, bezogen auf das Referenzjahr 1990. Wie bereits beschrieben, erhöhen sich die Vollbenutzungsstunden von Kohlekraftwerken durch den Kernkraftausstieg. Die Senkung von Emissionen durch eine CO<sub>2</sub>-Steuer ist damit geringer als noch im Jahr 2020. Das Szenario mit einer Steuer von 40 EUR/t CO<sub>2</sub> reicht jedoch auch 2025 noch aus, um die Ziele des Klimaschutzplans zu erreichen.

Da die Kraftwerkskapazitäten in dieser Modellierung als feststehende äußere Parameter angenommen werden, ergeben sich Änderungen in den Emissionen ausschließlich durch eine Änderung der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, der Merit-Order. Der CO<sub>2</sub>-Preis hat aber darüber hinaus mittel- und langfristig Auswirkungen auf Investitionen in emissionsbehaftete Technologien und – sofern das Signal stark genug ist – auch auf die Weiterbetriebsentscheidung von bestehenden Kraftwerken. Ein sehr hoher CO<sub>2</sub>-Preis hat den zusätzlichen, hier nicht modellierten Effekt einer rascheren Stilllegung emissionsintensiver Kraftwerke. Dieser dynamische Effekt auf den Kraftwerkspark kann die emissionsmindernde Wirkung des CO<sub>2</sub>-Preises also verstärken. Wie

in einer Analyse der Abhängigkeit der Grenzkosten von den CO<sub>2</sub>-Kosten<sup>6</sup> berechnet wurde, verringern sich bei den in dieser Analyse gegebenen Brennstoffpreisen ab einem CO<sub>2</sub>-Preis von etwa 50 EUR/t die Betriebsstunden von Braunkohlekraftwerken signifikant. Dies reduziert die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken und limitiert den Weiterbetrieb.

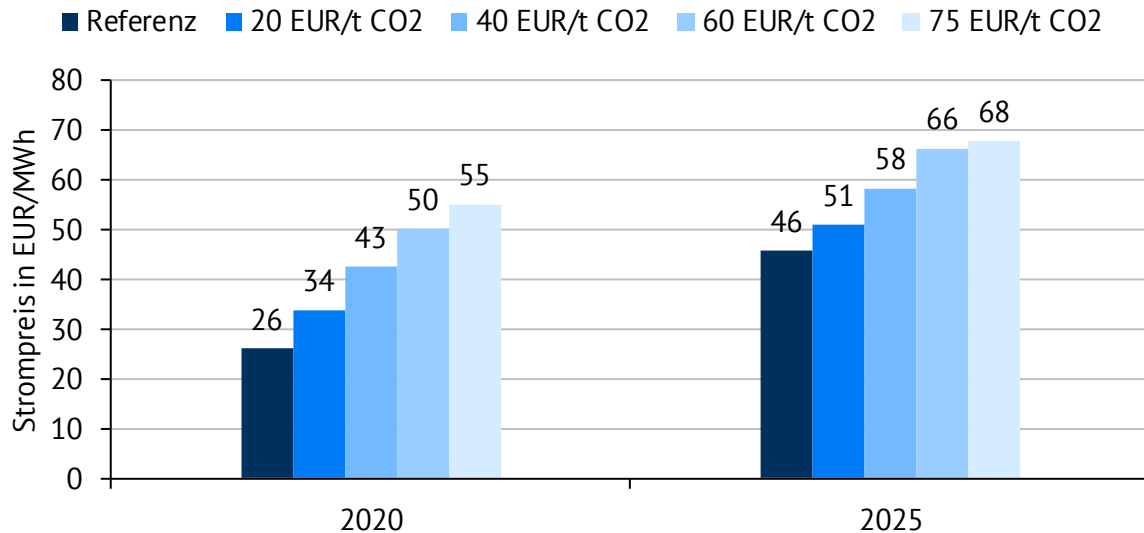


Abbildung 6: Durchschnittliche Großhandelsstrompreise je Szenario (angegeben ist die Höhe der CO<sub>2</sub>-Steuer<sup>7</sup>), Quelle: eigene Berechnung

Die potenziellen Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf den Großhandelsstrompreis sind in Abbildung 6 dargestellt. Gezeigt ist der durchschnittliche Strompreis (EPEX Day-Ahead Baseload) je Szenario für 2020 und 2025. Der Future-Preis an der EEX (F1BY-JAN2020) zum Zeitpunkt der Modellierung am 19. April 2017 betrug 28,55 EUR/MWh. Mit 26 EUR/MWh liegt der modellierte Wert etwas niedriger<sup>8</sup>. Seit dem Zeitpunkt der Modellierung stieg der Großhandelspreis für Strom 2020 deutlich an, die Modellierungen spiegeln also nicht das aktuelle Preisniveau der Großhandelspreise wieder. Die Differenz der Strompreise in den verschiedenen Szenarien ist davon nicht in dem Maße betroffen. Der Strompreis steigt mit den CO<sub>2</sub>-Steuern an und beträgt mit 55 EUR/MWh im Szenario mit der höchsten CO<sub>2</sub>-Steuer von 75 EUR/t CO<sub>2</sub> etwas mehr als das Doppelte im Vergleich zum Referenzszenario. Im Jahr 2025 ist der strompreiserhöhende Effekt weniger groß, die höheren EUA-Preise führen zu einem Angleichen der Grenzkosten von emissionsintensiven Kraftwerken im Ausland. Die Szenarien mit 60 EUR/t CO<sub>2</sub> und 75 EUR/t CO<sub>2</sub> konvergieren im Jahr 2025,

<sup>6</sup> (Energy Brainpool, 2017)

<sup>7</sup> Die Gesamtkosten für CO<sub>2</sub> (EUA + Steuer) sind in 2025 auf 80 EUR/t CO<sub>2</sub> begrenzt.

<sup>8</sup> Anmerkung: Der modellierte Wert stellt einen fundamental modellierten Realpreis dar, der Futurepreis ist hingegen ein durchschnittlich gehandelter Nominalpreis und spiegelt die Markterwartung wider.

da im letzteren Szenario, wie in Kapitel 3.1 beschrieben, der Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises auf 80 EUR/t CO<sub>2</sub> limitiert wurde.

Neben den mittleren Strompreisen ist für das Energiesystem die Verteilung der stündlichen Strompreise ebenso relevant. Eine hohe Bandbreite von Strompreisen schafft Anreize für Flexibilität in Angebot und Nachfrage. Des Weiteren erhöht das Auftreten von Spitzenpreisen die Investitionsbereitschaft in Spitzenlasttechnologien. Abbildung 7 zeigt daher die Verteilung der stündlichen Strompreise. Im Referenzszenario ist die Strompreisverteilung relativ breit, das Histogramm zeigt drei lokale Maxima, im Intervall von 10 – 15 EUR/MWh, eines im Intervall von 20 bis 25 EUR/MWh und eines im Intervall von 30 bis 35 EUR/MWh. Die Histogramme der beiden anderen dargestellten Szenarien zeigen nicht nur eine Erhöhung des durchschnittlichen Preises, sondern auch ein Veränderung der Preisstruktur.

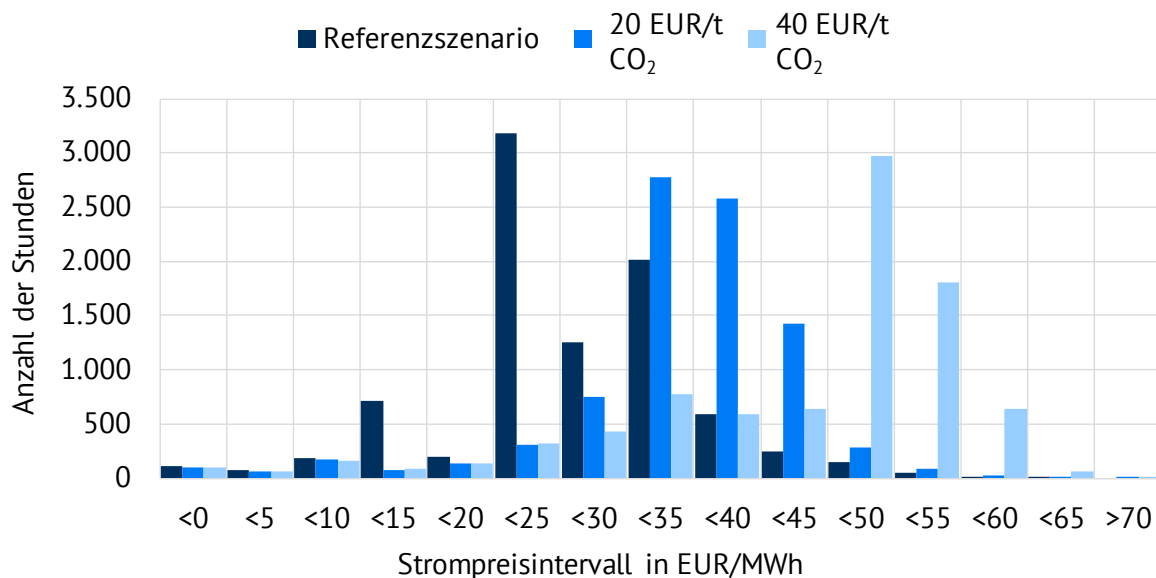


Abbildung 7: Histogramm der Strompreise als Darstellung der Verteilung von stündlichen Strompreisen 2020

In den Szenarien „20 EUR/t CO<sub>2</sub>“ und „40 EUR/t CO<sub>2</sub>“ verschiebt sich die Struktur im Histogramm nach rechts zeigt dann einen steileren Abfall als im Referenzszenario. Die Höhe von Maximalpreisen reagiert weniger sensitiv auf die CO<sub>2</sub>-Steuer, Extrempreise treten nicht wesentlich häufiger auf. Das Auftreten niedriger Preise unter 10 EUR/MWh ändert sich zwischen den einzelnen Szenarien nicht signifikant.

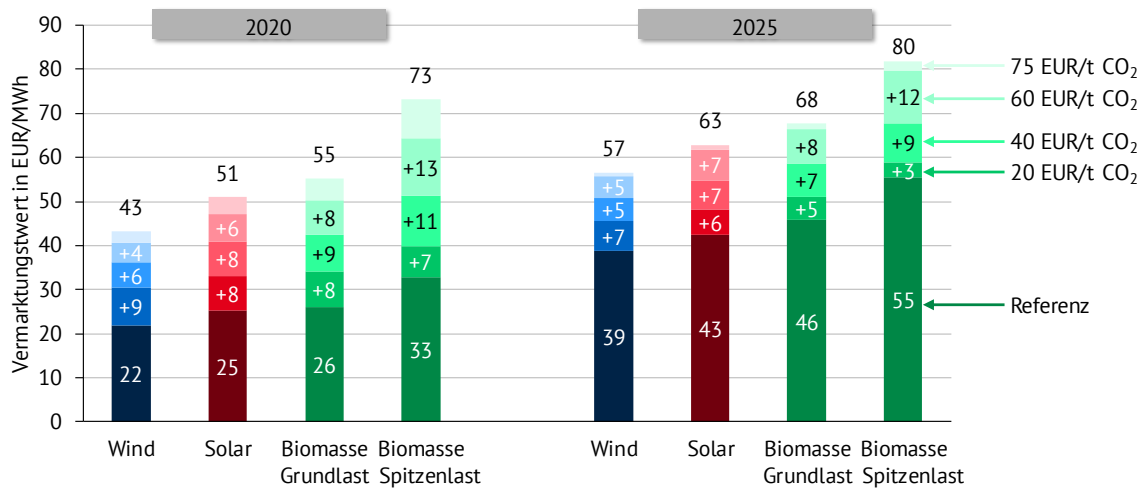


Abbildung 8: Jahresdurchschnittliche Vermarktungswert<sup>9</sup> von Wind- und Solaranlagen in Abhängigkeit der angenommenen CO<sub>2</sub>-Steuer, (Annahme für Spitzenlastvermarktung: die Biomasseanlagen fahren in der Hälfte der Jahresstunden mit den höheren Strompreisen [Quelle: eigene Berechnung im April 2017])

Der höhere Strompreis führt zu einer Verbesserung des Deckungsbeitrags für alle Kraftwerkstypen, die keine fossilen Brennstoffe zur Stromproduktion benötigen. Abbildung 8 zeigt den Effekt der CO<sub>2</sub>-Steuer auf den durchschnittlichen Börsenwert von Strom aus Wind-, Solar- und Biomasseanlagen - dem Vermarktungswert. Diese Betrachtungsweise wurde ausgewählt, um abschätzen zu können, wie viel eine durchschnittliche Anlage am Strommarkt an Erlösen erzielen kann, wenn sie aus der EEG-Vergütung fällt. Bei Biomasseanlagen wurde zudem untersucht, welchen Anreiz Anlagenbetreiber besitzen, von einer Grundlastfahrweise, d.h. der Stromproduktion zu allen Jahresstunden, auf eine Spitzenlastfahrweise, d.h. der Verschiebung der Stromerzeugung auf Stunden mit hohen Börsenpreisen, umzusteigen. Dieser Anreiz ergibt sich generell durch die Differenz zwischen dem Vermarktungswert bei einer Grundlastfahrweise und dem Vermarktungswert bei einer Spitzenlastfahrweise. Die EEG-Vergütung endet generell nach 20 Jahren, also von 2021 an. Einzelne Anlagen – insbesondere Biomasseanlagen – können durch ein anderes Einspeiseprofil mitunter stark abweichende mittlere Strompreise erzielen. Der Vermarktungswert steigt bereits im Referenzszenario jährlich an. Die Berechnungen wurden mit Marktpreisen von April 2017 durchgeführt, wobei sich der Marktpreis bis zum Veröffentlichungszeitpunkt signifikant erhöhte. Zum Veröffentlichungszeitpunkt lag der Terminmarktpreis für Strom 2020 bei 3,5 ct/kWh, was einer Preissteigerung von 0,9 ct/kWh entspricht. Dies lässt sich durch die steigenden Energieträgerpreise sowie den steigenden EUA-Preis begründen. Damit müssen die im Folgenden genannten Vermarktungswerte auch im Kontext ihrer Marktpreisabhängigkeit

<sup>9</sup> Durchschnittlicher Erlös am Day-Ahead-Markt der EPEX-Spot bei Vermarktung nur bei positiven Preisen. Entspricht im betrachteten Zeitraum nahezu dem Marktwert.



gesehen werden. Im Falle einer CO<sub>2</sub>-Steuer von 75 EUR/t CO<sub>2</sub> beträgt der Vermarktungswert von Strom aus Winderzeugung 43 EUR/MWh im Jahr 2020 und 57 EUR/MWh im Jahr 2025. Das kann für einen großen Anteil der Anlagen einen Weiterbetrieb nach Auslauf der EEG-Vergütung ermöglichen. Eine CO<sub>2</sub>-Steuer von 20 EUR/t CO<sub>2</sub> erhöht den Vermarktungswert von Strom aus Winderzeugung um 7 bis 9 EUR/MWh, was für einige Bestandsanlagen mit mittleren oder geringen Betriebskosten den vergütungsfreien Weiterbetrieb ermöglichen kann. In einigen Fällen ist denkbar, dass der höhere Vermarktungswert einen Wechsel von Anlagen mit geringen Kosten von der gleitenden Marktprämie in die sonstige Direktvermarktung (ohne Vergütung) ermöglicht. Ob so auch ein nicht vergüteter Zubau von Windenergieanlagen möglich wird, ist denkbar aber noch weiter zu untersuchen. Der Vermarktungswert von Solaranlagen erhöht sich mit steigender CO<sub>2</sub>-Steuer ebenso, verglichen zum Referenzszenario verdoppelt sich dieser im Jahr 2020 bei einer CO<sub>2</sub>-Steuer von 75 EUR/t CO<sub>2</sub> auf 51 EUR/MWh und beträgt in 2025 im Durchschnitt 63 EUR/MWh. Im Jahr 2020 könnten Photovoltaikanlagen mit einer CO<sub>2</sub>-Steuer von 40 EUR/t CO<sub>2</sub> einen Marktwert von 41 EUR/MWh erzielen. Das niedrigste Gebot der Ausschreibung für Solaranlagen nach dem EEG 2017 am 1. Oktober 2017 betrug 42,9 EUR/MWh, womit der Vermarktungswert in der Größenordnung der heutigen Erzeugungskosten von Freiflächenanlagen liegen würde. Bei Biomasseanlagen erreichen die Vermarktungswerte in keinem Szenario die heutigen Erzeugungskosten der allermeisten Anlagentypen - weder bei einer Grundlast noch bei einer Spitzenlastfahrweise. Somit kann die vorgeschlagene CO<sub>2</sub>-Steuer nicht den Wegfall der Marktprämie bzw. Einspeisevergütung kompensieren. Hinsichtlich der Auswirkungen der CO<sub>2</sub>-Steuer auf die Anreize zu einer Spitzenlastfahrweise ist zu beobachten, dass die Anreize bei 20 und 40 EUR/t CO<sub>2</sub> in etwa auf dem Niveau des Referenzszenarios liegen. Bei einer höheren CO<sub>2</sub>-Steuer verstärken sich die Anreize gegenüber dem Referenzszenario bis 2020 deutlich um 6 EUR/MWh (bei 60 EUR/t CO<sub>2</sub>) bzw. 13 EUR/MWh (75 EUR/t CO<sub>2</sub>). Allerdings flacht sich dieser Anstieg gegenüber dem Referenzszenario in 2025 wieder ab und beträgt dann nur noch 4 EUR/MWh (bei 60 EUR/t CO<sub>2</sub>) bzw. 3 EUR/MWh (75 EUR/t CO<sub>2</sub>). In allen Szenarien ist eine deutlich Verringerung der EEG-Umlage zu erwarten, diese wurde im Rahmen dieser Studie jedoch nicht quantifiziert. Grund hierfür ist der steigende Marktwert der Anlagen, wodurch die ausgezahlte Marktprämie sinkt (bzw. die Differenz zwischen den Zahlungen für die Einspeisevergütung und den Einnahmen der Netzbetreiber aus der Vermarktung des vergüteten Stroms).

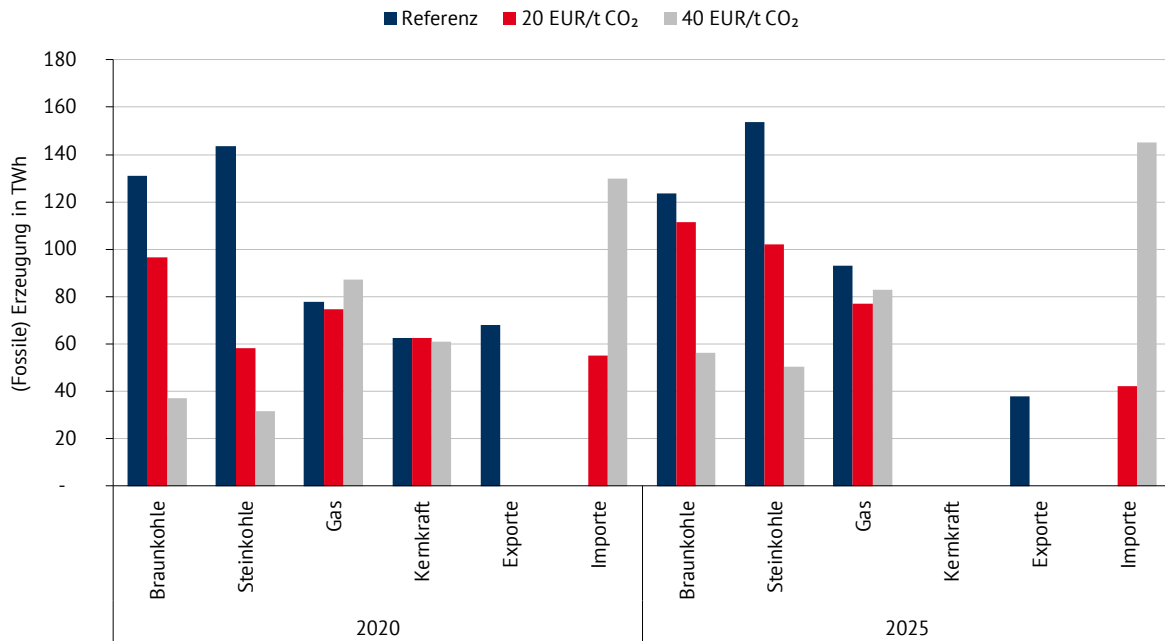


Abbildung 9: Verteilung der fossilen Stromproduktion in Deutschland sowie der saldierten Importe oder Exporte für ausgewählte Szenarien

Gegenwärtig exportiert Deutschland durch günstige Erzeugung von erneuerbarem Strom auf der einen Seite und günstigem Braun- und Steinkohlestrom auf der anderen Seite im Jahressaldo Strom in das europäische Ausland. Ohne eine Veränderung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung ergeben sich aus der Strommarktmodellierung für 2020 Stromexporte in der Höhe von 67,8 TWh<sup>10</sup>. In Abbildung 9 ist zudem zu sehen, welche Kraftwerkstechnologien diesen Strom maßgeblich produzieren: Braunkohlekraftwerke produzieren 131,0 TWh und Steinkohlekraftwerke 143,5 TWh Strom. 2025 entfällt der Strom aus Kernkraftwerken und wird im Referenzszenario durch eine Reduktion der Exporte einerseits und einer Erhöhung der Steinkohleproduktion andererseits kompensiert.

In den dargestellten Ergebnissen der Szenarien mit einer CO<sub>2</sub>-Steuer von 20 EUR/t CO<sub>2</sub> und 40 EUR/t CO<sub>2</sub> entwickelt sich Deutschland von einem Nettostromexporteur zu einem Nettostromimporteur. Während die Stromerzeugung durch Gaskraftwerke in etwa konstant bleibt, reduziert sich durch den höheren CO<sub>2</sub>-Preis die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken. Die reduzierte Stromerzeugung wird durch verminderte Exporte und gesteigerte Importe kom-

<sup>10</sup> Es handelt sich hierbei um die jährlich saldierte Import/Export-Menge. Innerhalb dieses Jahres wurden demnach 67,8 TWh mehr exportiert als importiert.

persiert. Wenn man eine CO<sub>2</sub>-Steuer von 20 EUR/t CO<sub>2</sub> zugrunde legt, so werden in 2020 insgesamt 55,5 TWh mehr importiert als exportiert. Im Jahre 2025 fällt dieser Wert auf 42,1 TWh. Je höher die CO<sub>2</sub>-Steuer, desto höher ist der Anteil der Importe.

Da unter den Kraftwerken im Ausland, die die Stromerzeugung teilweise übernehmen, auch ein Anteil CO<sub>2</sub>-emittierender Kraftwerke ist, wird ein Teil der in Deutschland eingesparten Emissionen nun im europäischen Ausland trotzdem emittiert. Ein Ausgleich des Stromhandelssaldos ließe sich durch einen beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien herbeiführen. Auch in den Szenarien mit einer CO<sub>2</sub>-Steuer steigt im Jahre 2025 die Produktion aus Braun- und Steinkohlekraftwerken im Vergleich zu 2020 an. Dies liegt daran, dass durch den Kernkraftausstieg die Stromproduktion auch bei einer CO<sub>2</sub>-Steuer von 40 EUR/t CO<sub>2</sub> von Braunkohlekraftwerken übernommen wird.

Die Höhe des Steueraufkommens für die berechneten Szenarien sind gesammelt in Tabelle 3 dargestellt.

### 3.3. ERGEBNISSE ANDERER STUDIEN

Eine Untersuchung des EWI<sup>11</sup> errechnete bei einem EU-weiten CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von knapp 30 EUR/t CO<sub>2</sub> im Jahre 2020 im Vergleich zu einem Referenzszenario mit etwa 9 EUR/t CO<sub>2</sub> einen Strompreisanstieg von 11 EUR/MWh. Die kumulierten Emissionsminderungen in Deutschland von 2017 bis 2025 lagen bei 249 Mt CO<sub>2</sub>. Eine Studie des Öko-Instituts<sup>12</sup> berechnet die Höhe desjenigen CO<sub>2</sub>-Preises auf 500 EUR/t CO<sub>2</sub>, bei dem sich eine Merit-Order einstellt, die den Kraftwerkseinsatz den spezifischen Emissionen gemäß ordnet. Erfolgte ein Einsatz gemäß dieser „ökologischen Merit-Order“, so ließen sich bezogen auf den Kraftwerkspark 2015 bis zu 79 Mt CO<sub>2</sub> jährlich einsparen. Eine Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes<sup>13</sup> kommt bei einer angenommenen nationalen CO<sub>2</sub>-Abgabe von 10 EUR/MWh zusätzlich zu einem EUA-Preis von 37 EUR/t CO<sub>2</sub> (im Jahre 2030) auf jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionen von 230 Mt CO<sub>2</sub> in 2025 und 180 Mt CO<sub>2</sub> in 2030.

---

<sup>11</sup> (Hecking, et al., 2017)

<sup>12</sup> (Heinemann, et al., 2016)

<sup>13</sup> (Hermann, et al., 2017)

## 4. CO<sub>2</sub>-STEUER ALS ERGÄNZUNG ZU MINDESTPREISEN IM EMISSIONSHANDEL UND EINEM ERHÖHTEN ERNEUERBAREN-ZUBAU

---

Die Berechnungsergebnisse aus der Modellierung unterschiedlicher nationaler CO<sub>2</sub>-Steuern in den vorangegangenen Kapiteln zeigen einerseits, dass die nationalen Klimaschutzziele im Kraftwerkssektor so effektiv erreicht werden können und auch auf europäischer Ebene CO<sub>2</sub>-Einsparung erzielt wird. Andererseits treten aber auch unerwünschte Nebeneffekte auf. Das sind vor allem ein europäischer Verlagerungseffekt bei den Emissionen und ein Wechsel der Rolle Deutschlands vom Stromexporteur zum Nettostromimporteur bei steigenden Strompreisen. Deshalb wurde unter der Rahmenbedingung einer Optimierung dieser Parameter ein Szenario entwickelt, dass einerseits das Klimaziel für 2020 erreicht aber gleichzeitig

- a) das Stromhandelssaldo kosteneffizient minimiert und
- b) den Verlagerungseffekt der CO<sub>2</sub>-Emissionen reduziert.

### 4.1. METHODIK UND SZENARIODEFINITION

Für die Modellierung wurde iterativ ein Szenariorahmen bestimmt, der einerseits die nationalen Klimaziele erreichbar macht und andererseits das Stromhandelssaldo und den europäischen Verlagerungseffekt der CO<sub>2</sub>-Emissionen minimiert. Um bei einer Reduzierung der Kohleverstromung Importe und Verlagerungen zu vermeiden, muss zwangsweise der Anteil nationaler emissionsarmer Stromerzeugung ansteigen. Hierzu eignen sich zwei Maßnahmen, die im vorliegenden Szenario kombiniert werden.

- 1) Einerseits führt die Erhöhung des angenommenen Anteils erneuerbarer Energien zu der kostengünstigsten Substitution des Kohlestroms. Der Zubaufad erneuerbarer Energien entspricht daher in diesem Szenario den Annahmen des BEE-Zielszenarios<sup>14</sup>. Gegenüber dem Referenzszenario aus Kapitel 3 mit einer nationalen CO<sub>2</sub>-Steuer ergibt sich für 2020 eine um 3,2 GW erhöhte installierte Leistung von Wind an Land, um 3,4 GW bei Wind auf See und um 9,2 GW bei der Photovoltaik. Tabelle 5 gibt im Detail die zu Grunde liegenden Annahmen wieder. Durch den höheren Anteil günstiger erneuerbarer

---

<sup>14</sup> (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., 2017)

Stromerzeugung gleichen sich Stromimporte und –exporte über die Jahre hinweg stärker aus.

- 2) Andererseits wird als Optimierungsparameter ein europäischer Mindestpreis von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten in Kombination mit einer nationalen CO<sub>2</sub>-Steuer zugelassen, wodurch sich der Verlagerungseffekt von Emissionen verringert. Ein alleiniger europäischer Mindestpreis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate müsste sehr hoch sein, um die nationalen Klimaziele zu erreichen. In einer Analyse aus 2016<sup>15</sup> betrug bei einem EUA-Preis von 27,60 EUR/t die Reduktion der Emissionen gegenüber 1990 knapp 40 %, allerdings erst 2030. Zum zeitnahen Erreichen der nationalen Klimaziele ist eine zusätzliche nationale CO<sub>2</sub>-Steuer weiterhin effektiv und notwendig. Die Wettbewerbsfähigkeit emissionsarmer Stromerzeugung aus GuD-Anlagen wird durch den europäischen Ansatz im Vergleich zu einer rein nationalen CO<sub>2</sub>-Steuer verbessert. Der Verlagerungseffekt der Emissionen wird verringert, da der nicht mehr erzeugte Kohlestrom nun vermehrt durch Strom aus europäischen GuD-Anlagen ersetzt wird.

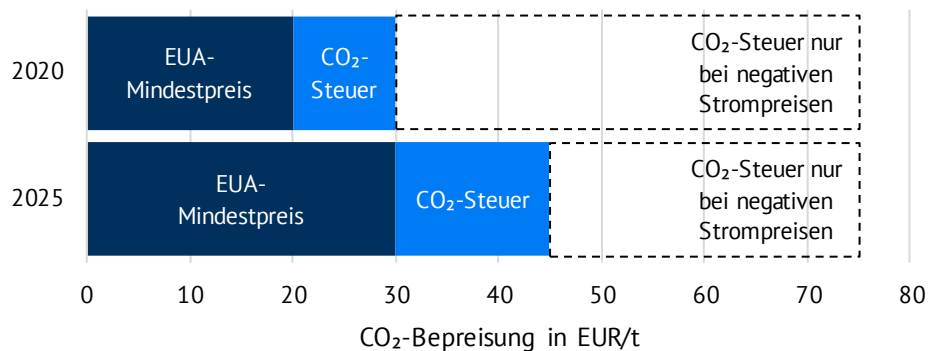


Abbildung 10: CO<sub>2</sub>-Steuer als Ergänzung zu einem EUA-Mindestpreis

Wie Abbildung 10 zeigt ergibt die Optimierung ein Szenario, in dem der europäische Mindestpreis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate bei 20 EUR/t im Jahr 2020 und 30 EUR/t im Jahr 2025 liegt, bei einer CO<sub>2</sub>-Steuer in Höhe von 10 EUR/t für 2020 und auf 15 EUR/t für 2025. Die Werte für die EUA-Mindestpreise und die Steuer wurden iterativ unter der Vorgabe einer Erreichung nationaler Emissionsziele festgelegt. Der Effekt einer angepassten höheren CO<sub>2</sub>-Steuer in Stunden mit negativen Strompreisen ist in Kapitel 4.3 qualitativ beschrieben.

<sup>15</sup> (Energy Brainpool, 2016)

Für die Commodity-Preise, die europäischen Entwicklungspfade und andere Parameter gelten im Hinblick auf die Vergleichbarkeit die gleichen Werte, wie in den anderen Szenarien dieser Studie.

## 4.2. ERGEBNISSE DER MODELLIERUNG

In den folgenden Abbildungen werden die Ergebnisse des oben beschriebenen Szenarios mit einer CO<sub>2</sub>-Steuer und einem europäischem Mindestpreis (gelbe Markierung) vergleichend zu den Szenarioergebnissen der nationalen CO<sub>2</sub>-Steuer mit geringerem Ausbaupfad erneuerbarer Energien dargestellt. Beim Vergleich der Szenarien sollte beachtet werden, dass für die Szenarien mit nationaler CO<sub>2</sub>-Steuer diese auf den EUA-Preis hinzugerechnet wird, so wie es in Abbildung 11 in den blauen Balken dargestellt ist. Das Referenzszenario berücksichtigt nur den EUA-Preis, die CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Szenario „CO<sub>2</sub>-Steuer & EUA-Mindestpreis“ ist zum Vergleich ebenfalls in gelben Balken eingezeichnet.

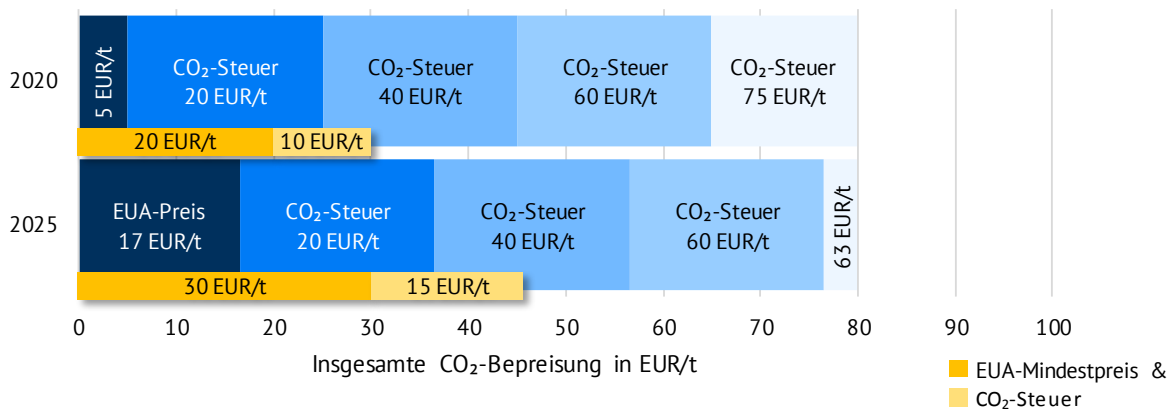


Abbildung 11: Übersicht der CO<sub>2</sub>-Bepreisung in den Szenarien mit einer nationalen CO<sub>2</sub>-Steuer

Die modellierten, kumulierten Kraftwerksemissionen sind in Abbildung 12 dargestellt. Im CO<sub>2</sub>-Steuer-Mindestpreis-Szenario werden im Jahr 2020 insgesamt 229 Mt CO<sub>2</sub> emittiert. Dies sind 78 Mt weniger als im Referenzszenario und 32 Mt mehr als im Szenario mit einer nationalen CO<sub>2</sub>-Steuer von 20 EUR/t. Ein wesentlicher Unterschied zwischen den Modellierungsergebnissen ist die signifikante Minderung des europäischen Verlagerungseffekts der Emissionen im CO<sub>2</sub>-Steuer-Mindestpreis-Szenario. Denn auch in der EU reduzieren sich die Emissionen 2020 um zusätzlich 75 Mt, verglichen mit den Emissionen im Referenzszenario. 2025 erfolgt einzig im CO<sub>2</sub>-

Steuer-Mindestpreis-Szenario eine weitere Reduktion der Emissionen hinzu 223 Mt, da im Unterschied zu den anderen Szenarien der Wegfall der Kernkraftwerke durch einen stärkeren Zubau emissionsfreier Stromerzeugungstechnologien kompensiert wird. Die Emissionen gegenüber dem Referenzszenario sinken im Jahr 2025 um zusätzlich 90 Mt.

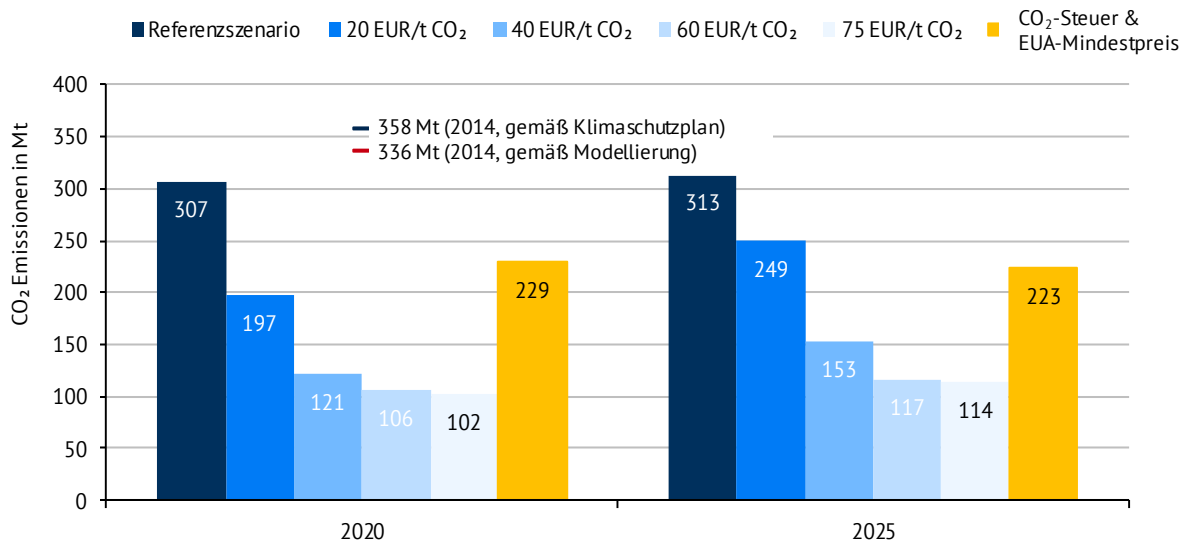


Abbildung 12: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen des deutschen Kraftwerkparcs je modellierten Szenario

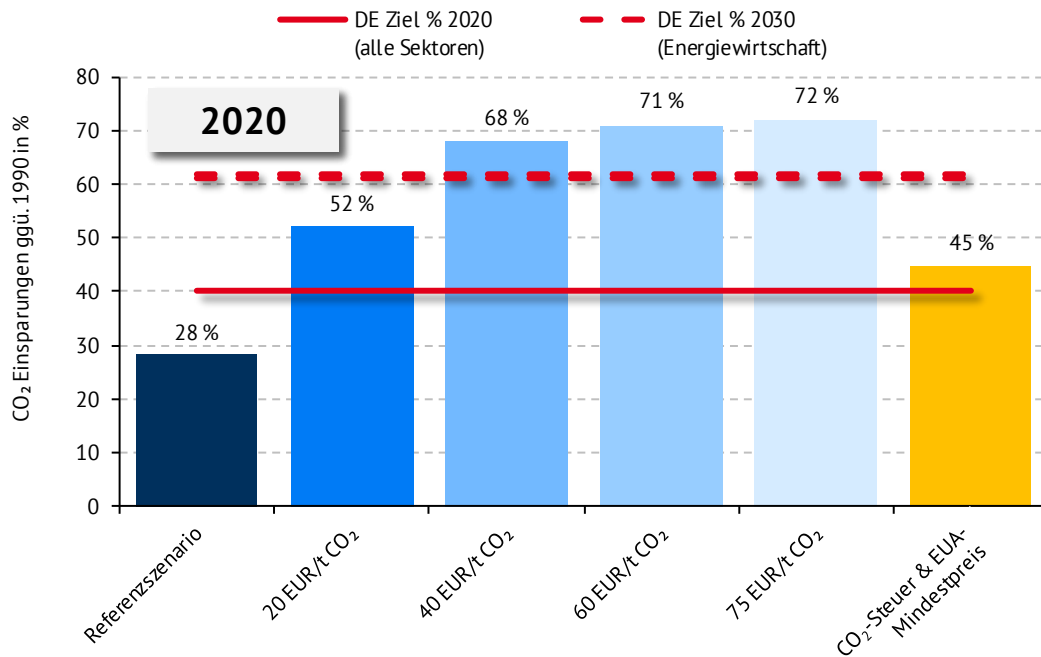


Abbildung 13: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen des deutschen Kraftwerkparks im Jahr 2020 gegenüber 1990 in den verschiedenen Szenarien, die horizontalen Linien kennzeichnen die nationalen Klimaziele für 2020 und 2030

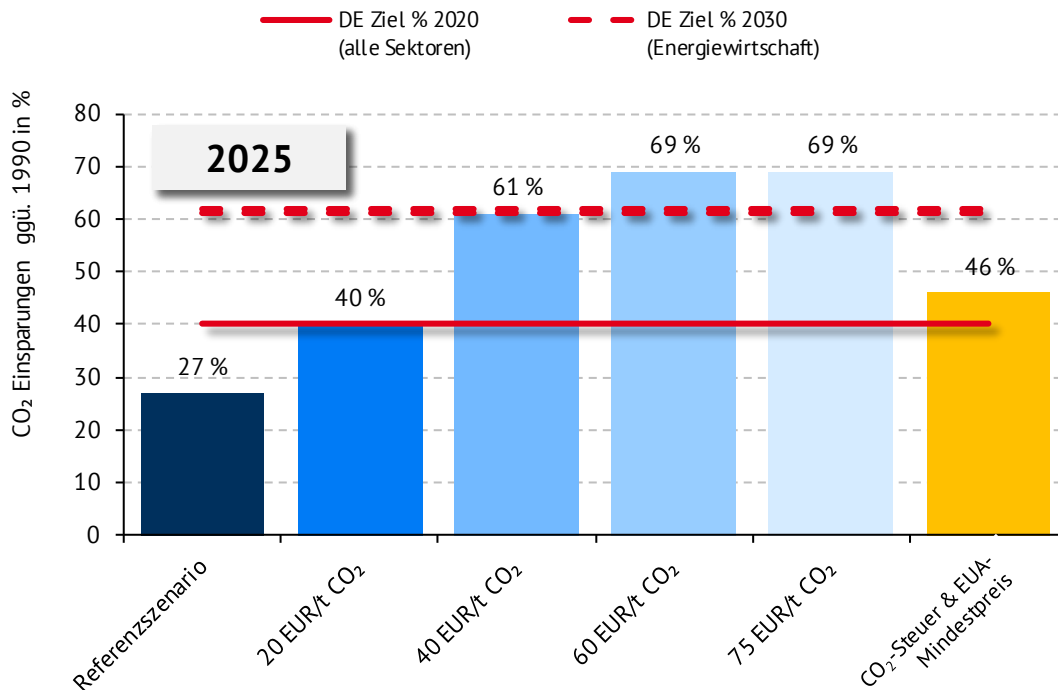


Abbildung 14: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen des deutschen Kraftwerkparks im Jahr 2025 gegenüber 1990 in den verschiedenen Szenarien, die horizontalen Linien kennzeichnen die nationalen Klimaziele für 2020 und 2030



Abbildung 13 und Abbildung 14 vergleichen die Emissionseinsparungen mit den politischen Zielen einer prozentualen Minderung der jährlichen Emissionen. Eine Emissionsreduktion über alle Sektoren um 40 Prozent soll bis 2020 erreicht werden. 2030 sollen laut Klimaschutzplan jährlich 61 bis 62 Prozent weniger Emissionen bei der öffentlichen Elektrizitäts- und Wärmeherzeugung anfallen. Für das CO<sub>2</sub>-Steuer-Mindestpreis-Szenario wurde die Höhe der nationalen und europäischen CO<sub>2</sub>-Preiskomponente so gewählt, dass das Klimaziel 2020 in jedem Fall erreicht wird. Es wird in der Modellrechnung um 5 Prozentpunkte übererfüllt. Diese Emissionsreduktion kann trotz des Wegfalls der Kernkraftwerke bis 2025 um 1 Prozentpunkt gesteigert werden. Unter Annahme eines weiteren Zubaus erneuerbarer Kapazitäten bis 2030 ist ein Pfad zur Erreichung dieses Ziels erkennbar.

Die Auswirkungen auf den durchschnittlichen Strompreis zeigt Abbildung 15. Das CO<sub>2</sub>-Steuer-Mindestpreis-Szenario liegt mit 38 EUR/MWh im Jahr 2020 und 53 EUR/MWh im Jahr 2025 zwischen den Ergebnissen der Szenarien mit einer nationalen CO<sub>2</sub>-Steuer von 20 EUR/t und 40 EUR/t. Die Ursache für den Preisanstieg liegt an den höheren Grenzkosten fossiler Kraftwerke. Der Strompreisanstieg um 1,2 ct/kWh 2020 und um 0,7 ct/kWh 2025 könnte durch die Reduzierung von Strompreiskomponenten wie der Stromsteuer in der Höhe von 2,05 ct/kWh kompensiert werden. Ein Vergleich des Steueraufkommens erfolgt in Kapitel 5.

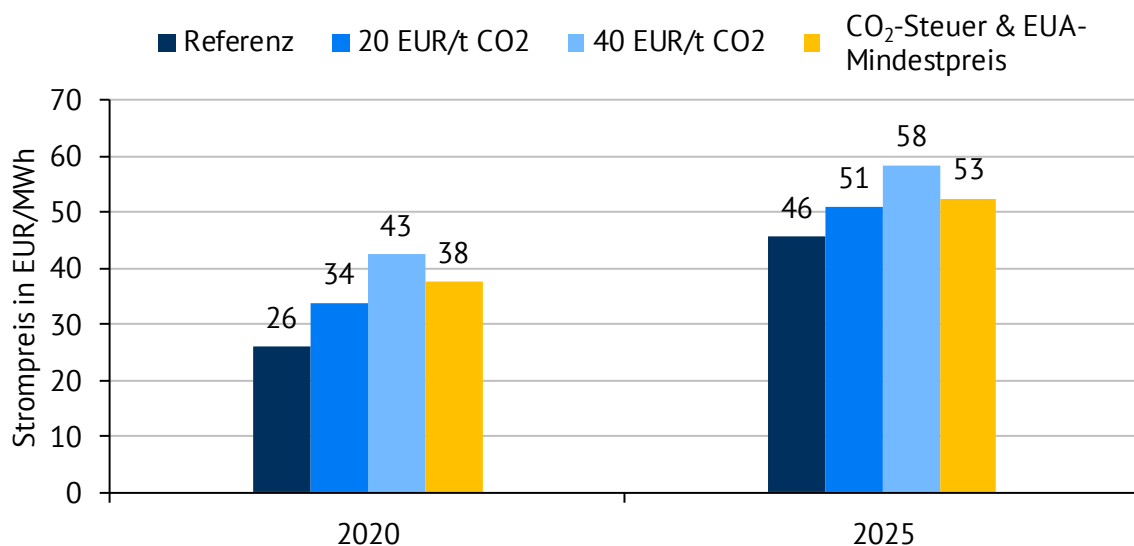


Abbildung 15: Durchschnittliche Großhandelsstrompreise in den Szenarien für die Jahre 2020 und 2025, berechnet auf Basis von Brennstoffpreisen von April 2017

Steigende Strompreise am Großhandelsmarkt erhöhen insbesondere den Deckungsbeitrag von Stromerzeugungstechnologien ohne Emissionen. Dies sind unter anderem die erneuerbaren

Energien, deren Wirtschaftlichkeit am Markt gestärkt wird. Die Wirtschaftlichkeit lässt sich am sogenannten Vermarktungswert bemessen, der in Abbildung 16 veranschaulicht ist. Er gibt die Erlöse einer durchschnittlichen Anlage bei der Vermarktung am Day-Ahead-Markt an. Dabei werden nur die Stunden mit positiven Strompreisen berücksichtigt, was der Vermarktungslogik einer Direktvermarktung ohne Vergütung entspricht<sup>16</sup>. Dies ist insbesondere deswegen wichtig, da ab 2021 vermehrt Anlagen ohne Vergütung am Markt existieren, da ab diesem Zeitpunkt die über zwanzig Jahre gewährleisteten Vergütungszahlungen für EEG-Anlagen auslaufen.

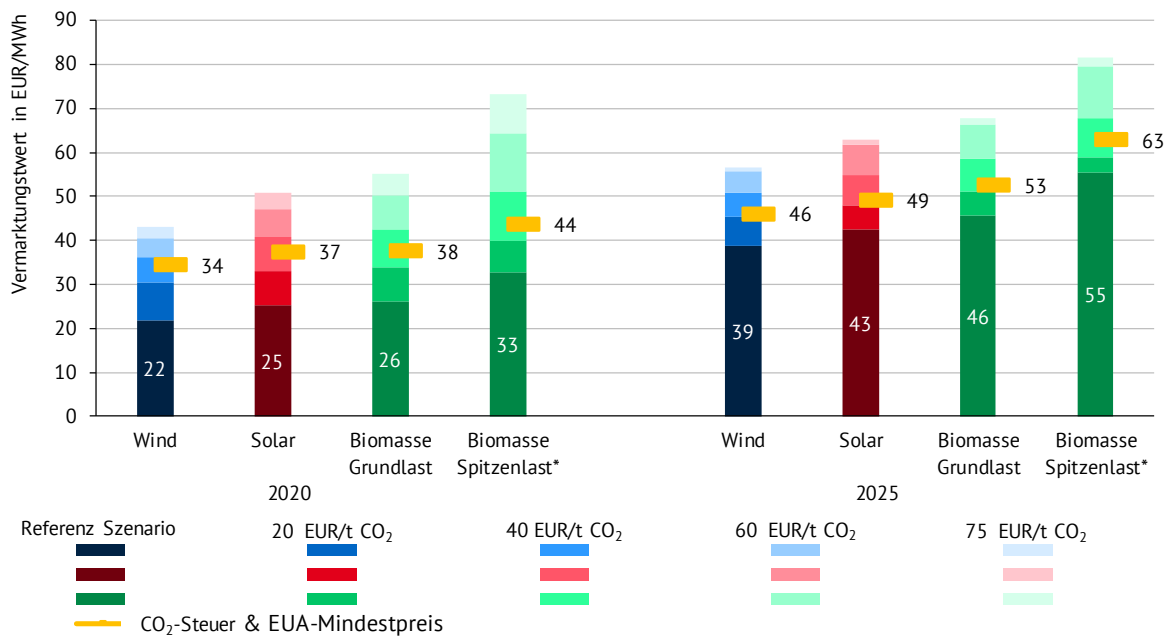


Abbildung 16: Vermarktungswerte erneuerbarer Energien in den verschiedenen Szenarien, \*) für die Bewertung der Spitzenlastfahrwerte von Biomasseanlagen wurde vereinfacht der durchschnittliche Strompreis der teureren Hälfte der jährlichen Stundenpreise gewählt

Die Vermarktungswerte für die verschiedenen erneuerbaren Technologien erhöhen sich im CO<sub>2</sub>-Steuer-Mindestpreis-Szenario im Vergleich zum Referenzszenario um 11 – 12 EUR/MWh im Jahr 2020. Im Jahr 2025 fallen die Auswirkungen auf die Vermarktungswerte jedoch deutlich geringer aus. So liegen 2025 die Vermarktungswerte im CO<sub>2</sub>-Steuer-Mindestpreis-Szenario nur noch 6 – 8 EUR/MWh über den Vermarktungswerten im Referenzszenario. Generell muss beachtet werden, dass sich die vergütungsfreie Vermarktung nur in Stunden positiver Strompreise lohnt. Durchschnittlich muss eine Windkraftanlage im CO<sub>2</sub>-Steuer-Mindestpreis-Szenario gemäß den Berechnungsergebnissen in 7 Prozent der Stunden auf eine Vermarktung am Day-Ahead-Markt

<sup>16</sup>Vermarktungswerte wurden in (Energy Brainpool, 2017) eingeführt.

verzichten<sup>17</sup>, bei Solar sind es 3 Prozent<sup>18</sup>. Durch den Wegfall der inflexiblen Last der Kernkraftwerke reduzieren sich die Situationen mit negativen Strompreisen bis 2025 und beide Technologien müssen für 5 Prozent der produzierbaren Menge auf die Vermarktung verzichten. Der starke Zubau von Wind- und Solar-Anlagen im CO<sub>2</sub>-Steuer-Mindestpreis-Szenario bis 2025 führt zu einem größeren Gleichzeitigkeitseffekt der Einspeisung dieser Technologien. Dadurch verringert sich die Differenz der Vermarktungswerte gegenüber der des Referenzszenarios im Vergleich zum Jahr 2020 für Wind und Solaranlagen, erhöht sich jedoch für Biomasse in Spitzenlastvermarktung. Die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs für EEG Anlagen deren Vergütungszahlungen ab dem Jahr 2021 entfällt verbessert sich und günstige Neuanlagen könnten sich theoretisch am Markt ohne Vergütung refinanzieren. Ein potenzielles Hindernis auf dem Weg dahin ergibt sich allerdings durch die gestiegenen Kapitalkosten unter Hinzunahme des Marktpreisrisikos. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf.

Die Auswirkungen auf den Anreiz zu einer flexiblen Fahrweise sind marginal. So liegt im CO<sub>2</sub>-Steuer-Mindestpreis-Szenario der Anreiz im Jahr 2020 um 1 EUR/MWh niedriger als im Referenzszenario, dafür im Jahr 2025 um 1 EUR/MWh höher.

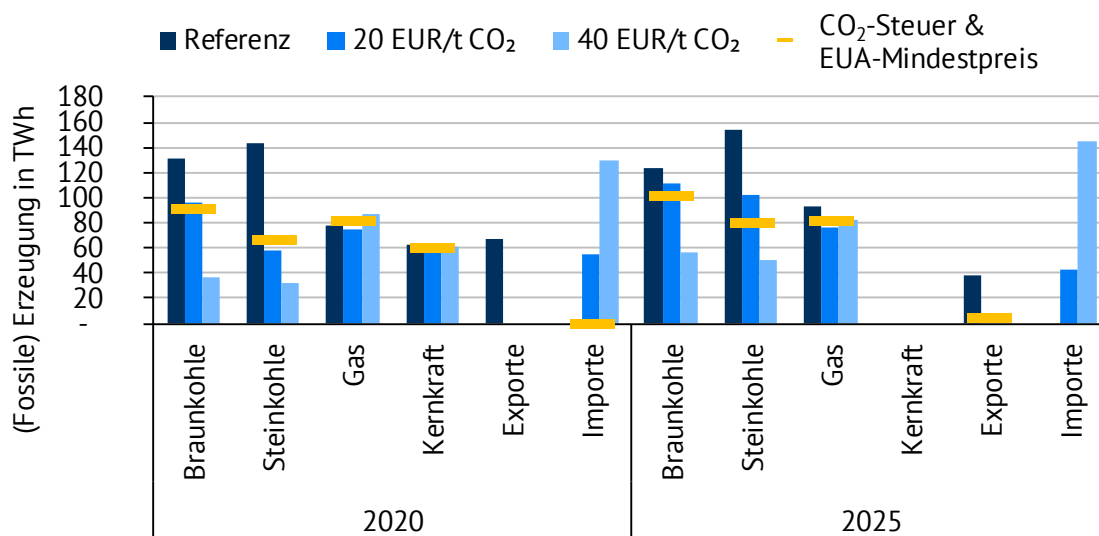


Abbildung 17: Auswirkungen auf die Stromproduktion nach Kraftwerkstyp und Szenario

Die Änderung des Kraftwerkseinsatzes fossiler Kraftwerke in den Szenarien ist in Abbildung 17 visualisiert. Hier zeigt sich vor allem, dass im CO<sub>2</sub>-Steuer-Mindestpreis-Szenario, im Kontrast zu

<sup>17</sup> Eine Maßnahme, um die Integration von erneuerbarem Strom zu erhöhen, ist die gezielte Flexibilisierung von inflexibler Restlast fossiler Kraftwerke, so wie es in Kapitel 4.3 beschrieben ist.

<sup>18</sup> Da Biomasseanlagen zu den betrachteten Vermarktungswerten ohnehin nicht betrieben werden können, wurde die vergütungsfreie Vermarktung von Biomasseanlagen nicht untersucht.

den Szenarien ohne einen europäischen Mindestpreis, das Stromhandelssaldo ausgeglichen ist. Damit findet die Wertschöpfung der Stromproduktion in Deutschland statt, was vor allem auf den ausbalancierten Ausbau erneuerbarer Energien zurückzuführen ist. Die Stromerzeugung aus Steinkohle reduziert sich im CO<sub>2</sub>-Steuer-Mindestpreis-Szenario mit -53 Prozent und im Szenario „20 EUR/t“ mit -60 Prozent im Jahr 2020 am stärksten. Im Szenario „40 EUR/t“ tritt eine zusätzliche starke Reduktion der Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken mit -72 Prozent auf. Die Produktion von Gaskraftwerken verändert sich dabei in keinem der Szenarien signifikant.

### 4.3. AUSWIRKUNGEN EINES TRIGGERSTROMPREISES VON 0 EUR/MWh

In Stunden negativer Preise geht ein Anteil der Stromerzeugung auf die inflexible Restlast auf Basis von fossilen Brennstoffen zurück. Um die Flexibilisierung dieser Restlast zu beschleunigen und im Sinne des Klimaschutzes bei niedriger Stromnachfrage prioritär fossile Kraftwerke herunterzufahren kann der Flexibilisierungsanreiz durch einen erhöhten CO<sub>2</sub>-Preis bei negativen Strompreisen erhöht werden. Dieser Abschnitt befasst sich daher qualitativ mit potenziellen Auswirkungen eines Triggerstrompreises von 0 EUR/MWh, unter dem eine nationale CO<sub>2</sub>-Steuer substanziell erhöht wird. Quantitative Modellierungen in diesem Bereich der Merit-Order, also in Situationen mit Einspeisungen inflexibler konventionelle Stromerzeuger und fluktuierender erneuerbarer Energie bei gleichzeitig geringer Nachfrage, führen zu Modellierungsergebnissen mit geringer Verlässlichkeit. Qualitativ lässt sich jedoch gut beschreiben, was der prinzipielle Einfluss dieses Triggerstrompreises ist.

**Must-Run/starre Restlast:** Die Bundesnetzagentur gibt einen konventionellen Erzeugungssockel von 18,8 bis 23,6 GW aus<sup>19</sup>. Die Gründe für Kraftwerksbetreiber selbst bei niedriger Nachfrage oder hoher Einspeisung erneuerbarer Energien Strom zu produzieren, sind technische Restriktionen der Kraftwerke und Verpflichtungen aus anderen Märkten (Wärmemarkt, Regelleistung) oder Systemdienstleistungen/Netzrestriktionen. Ein höherer Kostendruck bei niedrigen Strompreisen führt zu einer Beschleunigung der Flexibilisierung fossiler Kraftwerke, wodurch das Stromsystem mehr fluktuierende erneuerbare Erzeugung ausgleichen kann.

---

<sup>19</sup> (Bundesnetzagentur, 2017)

**Negative Strompreise:** Es gibt Stromerzeugungstechnologien, die auch bei negativen Strompreisen bereit sind, Strom zu produzieren. Ein wesentlicher Grund dafür ist die technische Restriktion bestimmter fossiler Kraftwerke ihre Stromerzeugung bei niedrigen Strompreisen unter die Mindesterzeugung abzusenken. Wird der Kostendruck für fossile Kraftwerke bei negativen Strompreisen z.B. durch eine höhere Bepreisung der Emission von CO<sub>2</sub> erhöht, verstärkt sich der Anreiz für die Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen. Zudem wird durch die Erhöhung der kurzfristigen Einsatzkosten für fossile Kraftwerksleistung, die zu negativen Preisen angeboten wird, das Preissignal für den Abschalt- bzw. die Leistungsreduzierungsanreiz gestärkt.

**Sechs-Stunden-Regelung:** Nach § 51 Erneuerbare-Energien-Gesetz entfällt die Vergütung für bestimmte erneuerbare Energien, wenn der Strompreis in sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Der Verlust der Vergütung ist langfristig ein erhebliches Risiko für die Finanzierung erneuerbarer Energien. Wenn bei hohen CO<sub>2</sub>-Preisen mittelfristig der Leistungsanteil fossiler Kraftwerke im negativen Strompreisbereich durch verstärkte Flexibilisierungsmaßnahmen sinkt, so reduziert sich gleichzeitig die Anzahl an Fällen der Sechs-Stunden-Regelung.

**Regelleistungsmarkt:** Fossile Kraftwerke stellen derzeit dem Strommarkt Regelleistung zur Verfügung, müssen aber zur technischen Aufrechterhaltung der Regelbarkeit auf einer bestimmten Mindestleistung betrieben werden. Dies führt auch in Zeiten, in denen die Strompreise niedrig oder negativ sind, zur Stromproduktion aus fossilen Kraftwerken. Technisch ist dies nicht notwendig, häufig ist gerade in diesen Situationen genügend erneuerbarer Strom für den Regelleistungsmarkt verfügbar. In Zeiten niedriger Strompreise würden hohe CO<sub>2</sub>-Kosten besonders effektiv dazu führen, die Regelleistung durch erneuerbare Energien bereitzustellen und Must-Run/starre Restlast zu reduzieren. Für die Besicherungsleistung wird mittelfristig eine analoge Argumentation gültig.

**Einspeisemanagement:** Im Jahr 2015 wurden 4,7 TWh erneuerbaren Stroms nicht erzeugt, weil das Netz ihn nicht mehr aufnehmen oder zu den Verbrauchszentren transportieren konnte. Besonders trifft dies Windenergieanlagen in Norddeutschland, etwa 5 Prozent der erzeugbaren Windenergie konnten nicht eingespeist werden. Trotzdem speisten zu diesen Zeiten fossile Kraftwerke Strom ins Netz ein. Da zu den Zeiten hoher Abregelung erneuerbarer Energien die Strompreise häufig niedrig sind, würde bei einer Verminderung der Stromproduktion zu diesen Zeiten die Aufnahmefähigkeit des Stromsystems für erneuerbare Energien steigen.

**Kraft-Wärme-Kopplung:** Da bei hoher Wärmenachfrage im Winter Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen auch dann Wärme liefern müssen, wenn der zusätzlich produzierte Strom im System nicht

benötigt wird, tragen diese Anlagen derzeit zum konventionellen Erzeugungssockel bei. Existierende Flexibilisierungsmöglichkeiten wie Power-to-Heat oder Wärmespeicher werden von der Wirtschaftlichkeit im heutigen Abgaben- und Umlagensystem gehemmt. Außerdem leiden erneuerbare Wärmeenergiequellen unter dem Wettbewerb mit der vergleichsweise günstigen fossilen Wärmeproduktion. Steigen die Kosten der Energieproduktion bei negativen Strompreisen für fossile Erzeugung, so steigt auch der Kostendruck für fossile KWK-Anlagen, Flexibilisierungsmaßnahmen durchzuführen. Dadurch wird die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbar erzeugter Wärme verbessert.

#### 4.4. EXKURS: GESTUFTE CO<sub>2</sub>-STEUER

Die Szenarien mit einer nationalen CO<sub>2</sub>-Steuer erreichen in der Modellierung zwar effektiv die Klimaziele, führten jedoch andererseits zu einem europäischen Verlagerungseffekt im Hinblick auf die Emissionen und auf die Importe. Der Ansatz des CO<sub>2</sub>-Steuer-Mindestpreis-Szenarios mit einem erhöhten Ausbau erneuerbarer Energien, verbunden mit einer um einen EUA-Mindestpreis ergänzenden nationalen CO<sub>2</sub>-Steuer, reduziert den Verlagerungseffekt und die Stromimporte, und ermöglicht damit das effizientere Erreichen der nationalen Klimaziele.

In diesem Exkurs soll eine weitere Optimierungsoption qualitativ vorgestellt werden, welche kostengünstig die ökologische Lenkungswirkung und damit die Effizienz einer nationalen CO<sub>2</sub>-Steuer erhöhen kann. Der Ansatz beruht ebenfalls auf einem EUA-Mindestpreis, wobei jedoch die nationale CO<sub>2</sub>-Steuer vom Preis an der Strombörse abhängig und gestuft ausgestaltet ist. Abbildung 18 beschreibt den Ansatz mit Modellparametern, die in einer ersten Modellrechnung die Klimaziele effizient erreichten. Der genaue Steuersatz wird dabei stundenbasiert strompreisabhängig festgeschrieben und bei steigendem Strompreis reduziert. Dieses Modell ist bei gelungem Austarieren der Stufung dazu geeignet, mit dem gleichen Steueraufkommen eine höhere Klimaschutzwirkung zu entfalten. Eine geringe CO<sub>2</sub>-Steuer für Spitzenlastkraftwerke würde im aktuellen Umfeld insbesondere die wirtschaftliche Situation von Gaskraftwerken verbessern. Eine gestufte CO<sub>2</sub>-Steuer hat grundsätzlich zusätzlich die Attraktivität, dass sie die Steuerwirkung des CO<sub>2</sub>-Preises unabhängiger zum Verhältnis von Kohle- zu Gaspreis gestaltet. Sinken die Brennstoffpreise und somit auch die Strompreise, so erhöht sich der CO<sub>2</sub>-Preis und erhält seine Lenkungswirkung.

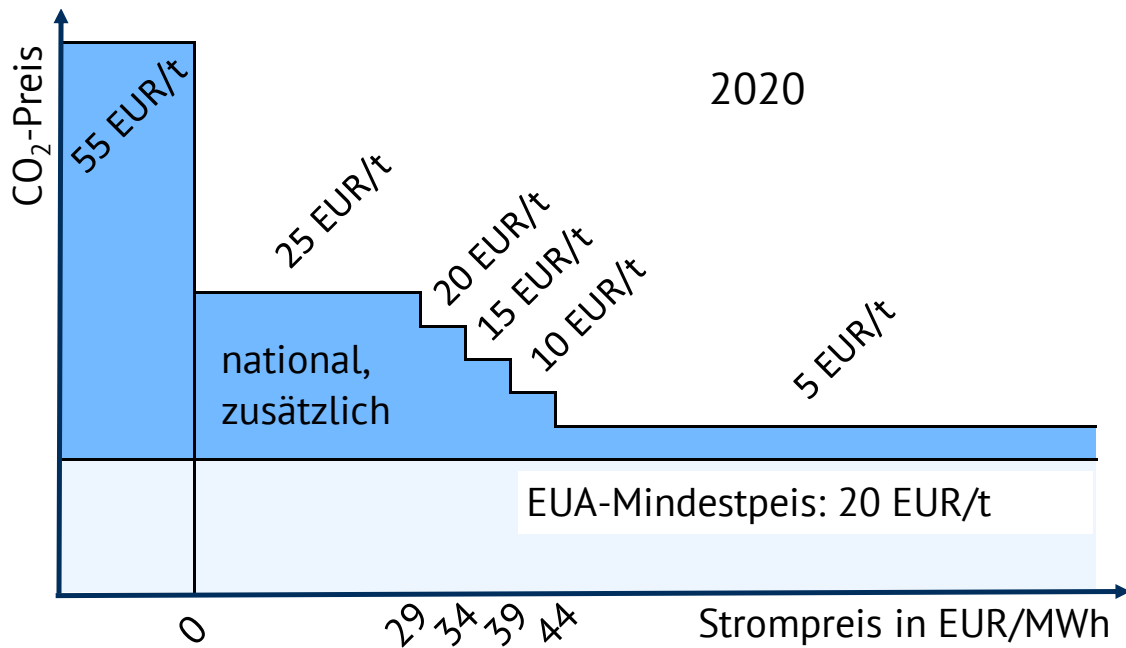


Abbildung 18: Ein Beispiel für die Ausgestaltung einer gestuften CO<sub>2</sub>-Steuer als Optimierungsoption

In Stunden mit einem hohen Strompreis herrscht in der Regel eine hohe Stromnachfrage und in dieser Zeit wird auch heute schon der Großteil der Kraftwerke benötigt um die Nachfrage zu decken. Eine fixe CO<sub>2</sub>-Steuer hat in solchen Stunden eine reduzierte ökologische Lenkungswirkung, verglichen mit dem gestuften Ansatz. Sie bewirkt in diesen Stunden einen erhöhten Strompreis bei gleichem produzierendem Kraftwerkpark. Stunden mit niedrigen Strompreisen hingegen sind Situationen, in denen nur ein Teil des Kraftwerkparks eingesetzt wird. Hier haben die CO<sub>2</sub>-Kosten eine hohe ökologische Lenkungswirkung. Eine Verlagerung der Steuerbelastung in diese Zeiten mit Lenkungswirkung, erhöht also die Effizienz.

Dieses Modell verändert jedoch auch die Struktur der Strompreise: sehr niedrige Strompreise werden seltener wohingegen sehr hohe Strompreise nicht wesentlich häufiger vorkommen. Damit reduziert das Modell prinzipiell auch die Volatilität der Strompreise, die als Flexibilisierungsanreiz des Strommarktes ein wichtiger Parameter ist. Dem negativen Effekt auf die Volatilität des Strompreises steht der positive Effekt gegenüber, dass mit einer gestuften CO<sub>2</sub>-Steuer die durchschnittliche Steuerbelastung und damit der Anstieg des durchschnittlichen Strompreises geringer ausfallen kann als bei einer fixen CO<sub>2</sub>-Steuer, um die gleiche ökologische Lenkungswirkung zu erzielen. Dies geht eben darauf zurück, dass die emissionsintensive (Grundlast-)Stromerzeugung aus Kohle höhere CO<sub>2</sub>-Kosten erfährt als die weniger emissionsintensive (Spitzenlast-)Stromerzeugung aus Gas.

Generell bietet die Stufung der CO<sub>2</sub>-Steuer die Möglichkeit, die Lenkungswirkung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung genauer auf den Umbau des heute bestehenden Kraftwerksparks auszurichten. Für die genaue Parametrierung einer gestuften CO<sub>2</sub>-Steuer unter Berücksichtigung aller Randbedingungen und Wechselwirkungen besteht weiterer Forschungsbedarf.

## 5. BERECHNUNG DES POTENZIELLEN STEUERAUFKOMMENS

Aus den modellierten Kraftwerksemissionen je Szenario und dem jeweiligen verwendeten CO<sub>2</sub>-Steuersatz lässt sich das Steueraufkommen prognostizieren. Die tatsächliche Höhe des Steueraufkommens hängt von der Menge des emittierten CO<sub>2</sub>-s ab: Je mehr Emissionen vermieden werden, desto geringer sind die Steuereinnahmen. Andererseits werden die hohen Emissionsreduktionen auch nur in den Szenarien mit höherer CO<sub>2</sub>-Besteuerung erreicht, was dazu führt, dass in diesen Szenarien die Steuereinnahmen höher prognostiziert werden. Die 6,6 bis 7 Milliarden EUR Steuereinnahmen der heutigen Stromsteuer, die einem Vorschlag des BEE gemäß durch eine CO<sub>2</sub>-Steuer teilweise ersetzt werden könnte, werden in diesem Szenario mit einer Steuer in der Höhe von 60 und 75 EUR/t CO<sub>2</sub> erreicht. Tabelle 3 zeigt die genauen Werte der prognostizierten Steuereinnahmen und vergleicht sie mit den gegenwärtigen Stromsteuereinnahmen.

Tabelle 3: Steueraufkommen durch die CO<sub>2</sub>-Steuer je Szenario und Vergleich mit den gegenwärtigen Stromsteuereinnahmen in Höhe von 6,6 bis 7 Mrd. EUR (rote Linie)

2020		
Szenario	CO <sub>2</sub> Emissionen in Mt	CO <sub>2</sub> -Steuereinnahmen in Mrd. EUR
20 EUR/t CO <sub>2</sub>	197	3,9
40 EUR/t CO <sub>2</sub>	121	4,8
60 EUR/t CO <sub>2</sub>	106	6,4
75 EUR/t CO <sub>2</sub>	102	7,7
CO <sub>2</sub> -Steuer & EUA-Mindestpreis	229	2,3 + Zusatzeinnahmen EUA-Mindestpreis
2025		
Szenario	CO <sub>2</sub> Emissionen in Mt	CO <sub>2</sub> -Steuereinnahmen in Mrd. EUR
20 EUR/t CO <sub>2</sub>	249	5,0
40 EUR/t CO <sub>2</sub>	153	6,1
60 EUR/t CO <sub>2</sub>	117	7,0
75 EUR/t CO <sub>2</sub>	114	7,2
CO <sub>2</sub> -Steuer & EUA-Mindestpreis	223	3,4 + Zusatzeinnahmen EUA-Mindestpreis



Bei der Bewertung der Ergebnisse können weiterhin auch die Erlöse aus der Auktion der EUA-Zertifikate berücksichtigt werden. So erhöht sich für das CO<sub>2</sub>-Steuer-Mindestpreis-Szenario der Erlös aus dem Verkauf von EUA-Zertifikaten vom Marktpreis auf den Mindestpreis. Für die Emissionen von 229 Mt im Jahr 2020 bzw. 223 Mt im Jahr 2025 entstehen so Mehreinnahmen von 2,29 bis 3,35 Mrd. EUR. Dies sind nur diejenigen Mehreinnahmen, die sich durch die CO<sub>2</sub>-Steuer ergeben und auf den Kraftwerkssektor zurückführen lassen, wohingegen die Mehreinnahmen durch die Zertifikatspreissteigerung um 10 bis 15€/t nicht berücksichtigt werden. Außerdem gewinnen zum Teil kostenfrei zugeteilte Zertifikate und Long-Positionen im Markt ebenfalls an Wert.

## 6. FAZIT

---

Nationale CO<sub>2</sub>-Steuern sind ein effektives Instrument, um nationale Emissionsziele in der Energiewirtschaft zu erreichen. Eine nationale CO<sub>2</sub>-Steuer von 10 EUR/t CO<sub>2</sub> bis 75 EUR/t CO<sub>2</sub> führt in der Modellierung zum Erreichen des Emissionsreduktionsziels von 40 Prozent bezogen auf das Jahr 1990. Die Kraftwerksemissionen schwanken in den Szenarioberechnungen im Jahr 2020 zwischen 229 Mt und 102 Mt CO<sub>2</sub>. Bei der niedrigen CO<sub>2</sub>-Steuer von 10€/t muss allerdings dazu auch der EUA-Zertifikatspreis deutlich über dem heutigen Niveau liegen. Eine nationale CO<sub>2</sub>-Steuer kann durch einen europäischen Mechanismus ergänzt und optimiert werden.

Der Kernkraftausstieg 2022 führt zu höheren Emissionen im übrigen Kraftwerkspark, welche durch die Einführung von CO<sub>2</sub>-Steuern und einen höheren Ausbau erneuerbarer Energien kompensiert werden, wie die Modellierungsergebnisse belegen. Ein Bestandteil eines ausgeglichenen Stromsystems und Voraussetzung zur Klimazielerreichung bildet, bei Reduzierung der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken, die gleichzeitige Zunahme der emissionsarmen und emissionsfreien Stromerzeugung.

Hohe nationale CO<sub>2</sub>-Steuern führen zu Nebeneffekten, die teilweise unerwünscht sind. So resultieren aus CO<sub>2</sub>-Steuern Strompreissteigerungen, bei Steuern von 10 bis 75 EUR/t CO<sub>2</sub> steigt im Jahr 2020 der Großhandelsstrompreis um +0,8 bis +2,9 ct/kWh. Um den Verbraucherpreis für Strom konstant zu halten, kann erstens die CO<sub>2</sub>-Steuer die Stromsteuer von aktuell 2,05 ct/kWh teilweise ersetzen, oder auf das europarechtlich mögliche Minimum abgesenkt werden. Zweitens reduziert sich durch die steigenden Großhandelspreise die EEG-Umlage, da der Vermarktungswert von Erneuerbaren-Energien-Anlagen steigt, d.h. die Erlöse dieser Anlagen steigen, so dass der Vergütungsbedarf nachhaltig sinkt. Für (voll EEG-umlagepflichtige) Stromverbraucher bedeutet dies ein Austauschen von Steuern und Abgaben hin zu mehr wettbewerblichen Preisbestandteilen. Gleichzeitig erhöht sich mit steigendem Vermarktungswert die Chance, dass Anlagen ohne EEG-Vergütung die notwendigen Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten vollständig durch eine Vermarktung am Strommarkt erzielen können.

## 7. LITERATURVERZEICHNIS

---

Beschluss Bundeskabinetts, 2016. *Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*. [Online]

Verfügbar unter: [www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/](http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/)

[Zugriff am 15.12.2016].

Bundesnetzagentur, 2017. *Bricht über die Mindesterzeugung*. [Online]

Verfügbar unter:

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Instituten/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/Mindesterzeugung\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Instituten/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/Mindesterzeugung_node.html)

[Zugriff am 18.05.2017].

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., 2017. *Trend-Prognose und BEE-Zielszenario*. [Online]

Verfügbar unter: <https://www.bee-ev.de/home/presse/mitteilungen/detailansicht/bee-trendszenario-deutschland-verfehlt-erneuerbare-energien-ziel-2020/>

[Zugriff am 04.09.2017].

Deutsch-Französisches Büro für die Energiewende, 2016. *Die mehrjährige Programmplanung für Energie (PPE)*. [Online]

Verfügbar unter: <http://enr-ee.com/de/systeme-maerkte/nachrichten/leser/memo-ueber-die-verordnung-zur-mehrjaehrigen-programmplanung-fuer-energie-2016-2023.html>

[Zugriff am 15.12.2016].

Elia, 2015. *Plan de Développement fédéral du réseau de transport*. [Online]

Verfügbar unter: <http://www.elia.be/fr/grid-data/grid-development/plans-d-investissements/federal-development-plan-2015-2025>

[Zugriff am 13.12.2016].

Energy Brainpool, 2016. *Einfluss eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises auf die Emissionen des deutschen Kraftwerkparks*. [Online]

Verfügbar unter: <https://www.energybrainpool.com/services/white-paper.html>

[Zugriff am 02.09.2017].

Energy Brainpool, 2017. *Bewertung der Strommarkterlöse von Anlagen fluktuierender erneuerbarer Energien*. [Online]

Verfügbar unter: <https://www.energybrainpool.com/services/white-paper.html>

[Zugriff am 05.10.2017].

Energy Brainpool, 2017. *Wie hoch muss ein wirkungsvoller CO<sub>2</sub>-preis sein?*. [Online]

Verfügbar unter: <https://www.energybrainpool.com/services/white-paper.html>

[Zugriff am 05.10.2017].

- ENTSO-E, 2014. *10-Year Network Development Plan*. [Online]  
Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx>  
[Zugriff am 13 12 2016].
- Europäische Kommission, 2016. *EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050 - Reference Scenario 2016*. [Online]  
Verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/energy/en/news/reference-scenario-energy>  
[Zugriff am 13 12 2016].
- Hecking, H., Kruse, J. & Obermüller, F., 2017. *Analyse eines EU-weiten Mindestpreises für CO<sub>2</sub>*. [Online]  
Verfügbar unter: <http://www.ewi.research-scenarios.de/de/research-scenarios/studienprojekte/#studie-gesellschaft-2017-1>  
[Zugriff am 20 04 2016].
- Heinemann, C. et al., 2016. *Ökologische Bereitstellung von Flexibilität im Stromsystem*. [Online]  
Verfügbar unter: <https://www.greenpeace-energy.de/presse/artikel/bundesregierung-laesst-riesiges-co2-einsparpotenzial-ungenutzt.html>  
[Zugriff am 20 04 2017].
- Hermann, H. et al., 2017. *Klimaschutz im Stromsektor 2030 – Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung*. [Online]  
Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaschutz-im-stromsektor-2030-vergleich-von>  
[Zugriff am 20 04 2017].
- HM Revenue & Customs, 2014. *Carbon price floor: reform and other technical amendments*. [Online]  
Verfügbar unter: <https://www.gov.uk/government/publications/carbon-price-floor-reform>  
[Zugriff am 15 12 2016].
- International Energy Agency, 2016. *World Energy Outlook*, Paris: IEA Publications.
- Intertek Aptech, 2012. *Power Plant Cycling Costs*. [Online]  
Verfügbar unter: <http://www.intertek.com/power-generation/cost-of-cycling-analysis/>  
[Zugriff am 18 05 2017].
- National Grid, 2015. *Future Energy Scenarios*. [Online]  
Verfügbar unter: <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Future-of-Energy/FES/Documents-archive/>  
[Zugriff am 13 12 2016].
- Pahle, M., Schill, W.-P. & Gambardella, C., 2017. Start-up costs of thermal power plants in markets with increasing shares of variable renewable generation. *nature energy*, 03 04.

Réseau de transport d'électricité, 2015. *Generation Adequacy Report*. [Online]  
Verfügbar unter: <http://www.rte-france.com/en/article/forecast-assessment-electricity-supply-demand-balance>  
[Zugriff am 13 12 2016].

**ANHANG**

Das den Berechnungen zugrunde liegende Wetterjahr ist das Jahr 2015 mit 1799 Vollbenutzungsstunden für Wind an Land, 3321 Vollbenutzungsstunden Wind auf See.

Tabelle 4: Verwendete Emissionsfaktoren in t CO<sub>2</sub>/MWh

Braunkohle	Steinkohle	Gas	Öl
0,40	0,34	0,20	0,27

Tabelle 5: Brutto Erzeugungskapazitäten in Deutschland in GW<sup>20</sup>

	2020		2025	
	Basisszenario (Kapitel 3)	CO <sub>2</sub> -Steuer- Mindestpreis- Szenario (Kapitel 4)	Basisszenario (Kapitel 3)	CO <sub>2</sub> -Steuer- Mindestpreis- Szenario (Kapitel 4)
<b>Braunkohle</b>	21,6		19,6	
<b>Steinkohle</b>	32,7		29,0	
<b>Gas</b>	23,2		24,3	
<b>Öl</b>	1,9		1,7	
<b>Kernkraft</b>	8,5		0	
<b>Wind an Land</b>	59,4	+3,2	60,5	+13,7
<b>Wind auf See</b>	6,5	+3,4	10,8	+5,1
<b>Solar</b>	47,1	+9,2	54,1	+35,8
<b>Wasserkraft (Reservoir)</b>	1,6		1,6	
<b>Wasserkraft (Laufwasser)</b>	4,0		4,1	
<b>Pumpspeicher</b>	6,7		6,7	
<b>Biomasse und sonstige Er- neuerbare</b>	7,0		7,1	

<sup>20</sup> Die Werte sind zur Jahresmitte angegeben, aufgrund des unterjährigen Zubaus ergibt sich am Jahresende ein höherer Wert.

Tabelle 6: Mittlerer jährlicher EUA- sowie CO<sub>2</sub>-Preis für das Szenario 75 EUR/t  
mit einem Limit bei 80 EUR/t Gesamt-CO<sub>2</sub>-Kosten

Jahr	EUA-Preis in EUR/t CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> -Steuer in EUR/t CO <sub>2</sub>
2020	5	75
2021	8	72
2022	10	70
2023	12	68
2024	14	66
2025	17	63

---

## KURZPORTRAIT ENERGY BRAINPOOL

---

Energy Brainpool ist der unabhängige Marktspezialist für die Energiebranche mit Fokus auf den Strom- und Energiehandel in Europa. Die Expertise von Energy Brainpool umfasst die **Analyse**, Prognose und Modellierung der Energiemärkte und -preise, wissenschaftliche und praxisnahe Studien, **individuelle Beratungsangebote** sowie **Training** und Experten-Schulungen für die Energiebranche.

Energy Brainpool verbindet langjähriges Wissen und Kompetenz mit Praxiserfahrung im Bereich der steuerbaren und fluktuierenden erneuerbaren Energien.

Energy Brainpools umfassendes Angebot spiegelt sich im Auszug des namhaften Kundenportfolios wider: Als Gutachter ermittelt Energy Brainpool jährlich Preiskomponenten der EEG-Umlage für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und führt Studien u. a. zum Strommarktde-sign für etablierte und neue Marktteilnehmer sowie für verschiedene Bundesministerien und Regulierer durch. Energy Brainpool berät das Bundeswirtschaftsministerium bei der Weiterentwicklung des Strommarkts, bildet für die europäische Börse EEX Händler aus und schult regelmäßig Fach- und Führungskräfte (inter-)nationaler Energieversorgungsunternehmen und Energiedienstleister. Banken, Investoren und Energiehändlern im europäischen Energiemarkt nutzen die Analyseprodukte von Energy Brainpool.

## PHILOSOPHIE

Neutralität und Verlässlichkeit sowie tiefes Verständnis der Energiebranche und Energiemärkte bilden die Grundlage für die Lösung der Herausforderungen der Energiebranche. Als kompetenter Partner vereint Energy Brainpool Dienstleistungen für alle Themen des Strom- und Energiehandels aus einer Hand.

Das Ziel von Energy Brainpool ist es, gemeinsam mit den Kunden die Weichen für deren Zukunft zu stellen. Dienstleistungen sind individuell auf die Bedürfnisse der Kunden abgestimmt und unterstützen diese bei der Effizienzsteigerung durch die Optimierung bestehender und die Erschließung neuer Geschäftsmodelle, Planungssicherheit zur Durchführung von Projekten, Erlössteigerung und Reduzierung von Risiken sowie bei Eintritt und Positionierung in einem sich wandelnden Marktumfeld.



## INDIVIDUELLE PRODUKTE UND DIENSTLEISTUNGEN

Die Vorgehensweise, Modelle und Tools von Energy Brainpool haben sich während der langjährigen Tätigkeit an den nationalen und internationalen Märkten etabliert.

Im Bereich der **Analyse** bietet Energy Brainpool mit dem fundamentalen Energiemarktmodell Power2Sim langfristige Strompreisprognosen und -szenarien bis 2050. Die Spotpreisprognose dient zur Kurzfristprognose des Spotmarkts für die Kraftwerkseinsatzplanung. Darüber hinaus bietet Energy Brainpool individuelle Strompreisszenarien und Prognosen der Regelleistungspreise sowie das Europäische Kraftwerksverzeichnis.

Als Marktspezialisten liefert Energy Brainpool strategische und operative **Beratung** mit klarem Fokus auf die Energiebranche. Energy Brainpools Stärken liegen in Themen der Markttransformation mit steigendem Ausbau der erneuerbaren Energien und der individuellen Entwicklung des optimalen Handels-, Beschaffungs- und Risikomanagements. Eine unabhängige Herangehensweise bildet dabei die Grundlage des Arbeitens.

Als Experten der Energiebranche gibt Energy Brainpool Wissen durch **Trainings und Schulungsangebote** weiter. Individuell abgestimmte Seminare, praxisnahe Planspiele und Veranstaltungen unterstützen das Management, Experten, Neu- und Quereinsteiger der Branche.

## IMPRESSUM

Autoren:

Alexander Fernahl

Carlos Perez Linkenheil

Isabelle Kühle

Fabian Huneke

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

[www.energybrainpool.com](http://www.energybrainpool.com)

[kontakt@energybrainpool.com](mailto:kontakt@energybrainpool.com)

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

November 2017

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die auf Grund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.