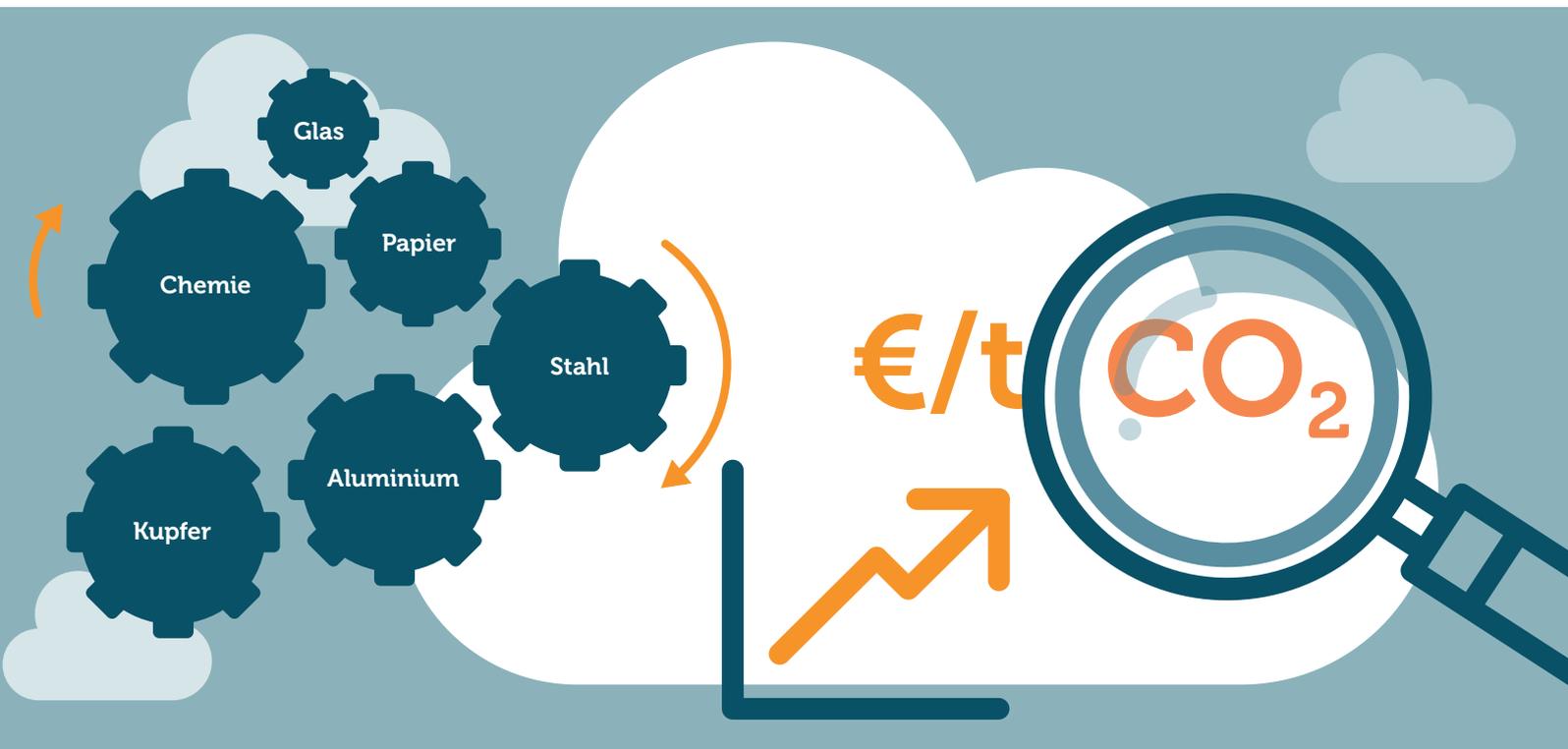


# Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf sechs energieintensive Industrien sowie auf die deutsche Stromwirtschaft

Studie



## Impressum

### STUDIE

Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf sechs energieintensive Industrien sowie auf die deutsche Stromwirtschaft.

### ERSTELLT VON

Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE

- Inselstraße 6, 10179 Berlin
- Königsworther Platz 6, 30167 Hannover
- Telefon +49 30 2787 1314

und für die Kupferindustrie, in Zusammenarbeit mit

### AURUBIS AG

- Hovestraße 50
- 20535 Hamburg
- Telefon +49 40 78833955

### DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

Schultz projekt consult  
Reinhard Schultz, Malte Harrendorf, Ron Kirchner,  
Immanuel Scheiko  
Bötzowstraße 10  
10407 Berlin  
info@schultz-projekt-consult.de

### PROJEKTLEITUNG

Dr. Kajsa Borgnäs, Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE

### LEKTORAT

Gisela Lehmeier, FEINSCHLIFF

### SATZ UND LAYOUT

navos – Public Dialogue Consultants GmbH

### TITELBILD

Schultz projekt consult

### DRUCK

Spree Druck Berlin GmbH

### VERÖFFENTLICHUNG

Februar 2020

### BITTE ZITIEREN ALS

Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE (2019)  
„Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf sechs energieintensive Industrien sowie auf die deutsche Stromwirtschaft“.

## Vorwort

Stand heute wird Deutschland seine Klimaziele 2030 verfehlen. Mit Hochdruck arbeiten deshalb Wissenschaft, Politik und Wirtschaft an Konzepten, um die nationalen Emissionen zu senken. Der Wettstreit der Ideen in der Klimapolitik hat damit Fahrt aufgenommen. Vor allem die Verkehrs- und Wärmesektoren, die nicht vom europäischen Emissionshandel (ETS) erfasst werden, sind im Fokus der Debatte. Allerdings wird auch verstärkt darüber diskutiert, wie ergänzende Maßnahmen zum EU ETS-System aussehen könnten.

In der EU wird Emissionsminderung in der Energiewirtschaft und Industrie hauptsächlich durch das Emissionshandelssystem organisiert. Solange die ETS-Sektoren die Zertifikatsmenge nicht überschreiten, werden sie ihr europaweites Klimaziel einhalten. Kein anderer Sektor reduziert seine Emissionen schneller. Der Emissionsminderungsdruck ist auch mit steigendem Zertifikatspreis – über 300 Prozent seit Anfang 2017 – deutlich spürbar geworden. Prinzipiell ist somit die Emissionsminderung dieser Sektoren mit dem ETS innerhalb Europas nachvollziehbar sowie marktkonform organisiert und auf einem guten Weg.

Da es mit dem europaweiten System dennoch unklar bleibt, in welchen Ländern Europas die Emissionsminderung zuerst stattfindet und welche nationalen Ziele dadurch erreicht werden, werden ergänzende nationale Maßnahmen debattiert. Auch wegen mangelnder Planungssicherheit bezüglich der (sehr volatilen) CO<sub>2</sub>- und Energiekosten fordern einige Akteure einen Mindestpreis im ETS und/oder eine nationale (sektorenübergreifende) CO<sub>2</sub>-Steuer.

Die Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE untersucht in einer Reihe von Publikationen verschiedene Instrumente, die die klimapolitische Lenkungswirkung in den ETS- sowie Nicht-ETS-Sektoren stärken könnten, ohne zu Carbon Leakage oder negativen Verteilungseffekten zu führen. Im vorliegenden Papier hat die Schultz projekt consult berechnet, welche Effekte eine deutsche CO<sub>2</sub>-Steuer mit Wirkung auch in dem ETS-Bereich – analog zu einem nationalen Mindestpreis im ETS – in Höhe von 50 und 100 EUR/t CO<sub>2</sub> auf verschiedene Marktteilnehmer sowie auf fünf ausgewählte energieintensive Industrien (Aluminium, Chemie,

Glas, Stahl, Papier) haben könnte. Nachträglich wurde die Studie um die Kupferindustrie ergänzt. Ursprünglich als Ergänzungstudie von der AURUBIS AG für die Kupferindustrie beauftragt, wurde diese mit spezifisch angepasstem Studiendesign in die Ausgangsstudie integriert.

Um das Hauptergebnis vorweg zu nehmen: Unter der Annahme, dass der Anteil erneuerbarer Energien 65 Prozent der Bruttostromerzeugung im Jahr 2030 erreicht, sowie unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ aus dem Jahr 2019, sinken die Emissionen und auch die Energiekosten für viele Verbraucher. Jedoch steigen die Energiekosten für die energieintensiven Unternehmen in zwei von den drei gerechneten Modellen teilweise erheblich. Eine CO<sub>2</sub>-Steuer (oder Mindestpreis im ETS-System) müsste somit mit konkreten Carbon-Leakage-Schutzmechanismen ausgestattet werden. Diese werden auch im Papier diskutiert, sind aber in ihrer konkreten Umsetzung sehr komplex.

Die deutsche Industrie braucht gute und verlässliche Rahmenbedingungen, um Innovationen und Investitionen in klimaschonenden Technologien zu wagen. Für die Leistungsfähigkeit der energieintensiven Industrien sowie um die Sektorenkopplung voranzutreiben, ist es zentral, dass die Strom- und Energiekosten einigermaßen vorausschaubar sind, auch wenn die CO<sub>2</sub>-Preise steigen. Mit dem vorliegenden Papier zeigen wir, welche Herausforderungen und Möglichkeiten höhere CO<sub>2</sub>- und Energiekosten für die energieintensiven Industrien konkret mit sich bringen könnten. Klar ist, dass ein höherer CO<sub>2</sub>-Preis sich auf die jeweiligen Marktteilnehmer und Branchen sehr unterschiedlich auswirkt (je nach Energiemix). Um den Standort Deutschland in der Transformation nicht zu gefährden, werden entsprechend effektive Kompensationsmaßnahmen notwendig sein.

Wir freuen uns auf die Debatte!\*

### Dr. Kajsa Borgnäs

Geschäftsführerin  
Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE

\* In diesem Papier wird aus Gründen der besseren Lesbarkeit das generische Maskulinum häufig verwendet. Diese Form bezieht sich zugleich auf weibliche oder andere Geschlechteridentitäten, soweit es für die Aussage erforderlich ist.

## Die wichtigsten Ergebnisse auf einen Blick (Executive Summary)

### Die energieintensiven Industrien erfüllen schon heute hohe Effizienzstandards, doch müssen sie in den kommenden Jahren noch weitere große Schritte in Richtung Treibhausgasneutralität machen

Die energieintensivsten Industrien in Deutschland, zu denen die Baustoff-, Chemie-, Glas-, Nichteisenmetall-, Metall-, Papier- und Stahlindustrien gehören, beschäftigen direkt rund 880.000 Mitarbeiter oder 14 Prozent der Beschäftigten des verarbeitenden Gewerbes. Sie erwirtschaften jährlich einen Umsatz von mehr als 330 Milliarden Euro, was 18 Prozent des Umsatzes des gesamten verarbeitenden Gewerbes entspricht. Die Energiekosten der im vorliegenden Papier untersuchten energieintensiven Industrien – die Chemie-, Stahl-, Aluminium-, Glas-, Papier- und Kupferindustrien – belaufen sich auf über 30 Milliarden Euro jährlich. Der Strombedarf dieser Industrien liegt bei ca. einem Viertel des bundesweiten Nettostrombedarfs oder über 130 TWh/a. Der Wärmebedarf entspricht auch ca. einem Viertel des Nettowärmebedarfs oder mehr als 330 TWh/a.

Die hier betrachteten sechs energieintensiven Industrien sind hinsichtlich der Ausschöpfung der Möglichkeiten zur Verringerung ihrer THG-Emissionen im internationalen Vergleich bereits vorbildlich. Schon definitionsgemäß nehmen die Energiekosten dieser Industrien einen hohen Anteil an den Bruttowertschöpfungskosten ein. Deshalb legen diese Industrien bereits aus Eigeninteresse viel Wert auf eine hohe Energieeffizienz. Mit Blick auf das Pariser Klimaabkommen sowie die nationalen Klimaziele müssen aber auch diese Industrien in den kommenden Jahren und Jahrzehnten weitere große Schritte in Richtung Treibhausgasneutralität machen.

### Entwicklung des Berechnungsmodells: drei Szenarien einer CO<sub>2</sub>-Besteuerung

Die Hauptfrage dieser Studie lautet: Wie wirken sich steigende CO<sub>2</sub>-Kosten – hier in Form einer CO<sub>2</sub>-Steuer oder eines Mindestpreises im ETS-System – auf die deutschen energieintensiven Industrien konkret aus? Die Studie beschreibt mögliche Szenarien hinsichtlich der Entwicklung einer CO<sub>2</sub>-Besteuerung mit Wirkung (auch) im ETS-Bereich bzw. der Energiewirtschaft und energieintensiven Industrien in Deutschland. Von Seiten der Akteure, die eine solche Steuer oder einen entsprechenden Mindest-

preis im ETS fordern, wäre der Zweck, die Planungssicherheit bezüglich der Stromkosten für alle Marktteilnehmer zu erhöhen und Investitionen in emissionsärmere Technologien anzureizen. Somit könnte z. B. eine Senkung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Fracht der eingesetzten Primärenergieträger in den betroffenen Branchen erreicht werden. Ein kontinuierlicher Umstieg der Industrien auf CO<sub>2</sub>-arme oder gar CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger und Produktionsverfahren ist aus verschiedenen Gründen nicht unproblematisch, könnte aber durch die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer mit ergänzender Innovationsförderung sowie Carbon Leakage-Schutz betriebswirtschaftlich interessanter werden.

Die hier exemplarisch untersuchten CO<sub>2</sub>-Steuermodelle werden vom EU ETS-Preis abgezogen und funktionieren damit de facto wie ein nationaler Mindestpreis im ETS-System. Für die Berechnungen werden drei Modelle untersucht:

1. Eine CO<sub>2</sub>-Steuer als Ersatz für alle derzeitigen Steuern und Abgaben auf Energie, in der Höhe von 50 EUR/t CO<sub>2</sub> (50 Euro Ersatz).
2. Eine CO<sub>2</sub>-Steuer als Ersatz für alle derzeitigen Steuern und Abgaben auf Energie, in der Höhe von 100 EUR/t CO<sub>2</sub> (100 Euro Ersatz).
3. Eine CO<sub>2</sub>-Steuer on top des bestehenden Steuer- und Abgabensystems für Energie, in der Höhe von 50 EUR/t CO<sub>2</sub> (50 Euro OnTop).

Bei der ergänzenden Betrachtung der Kupferindustrie wurde ausschließlich eine CO<sub>2</sub>-Steuer als Ersatz für alle derzeitigen Steuern und Abgaben auf Energie in der Höhe von 100 EUR/t CO<sub>2</sub> (100 Euro Ersatz) untersucht.

### Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf die deutsche Stromwirtschaft

Zunächst sind – unabhängig von der genauen Ausgestaltung einer CO<sub>2</sub>-Steuer – die Auswirkungen auf die Stromwirtschaft eindeutig. (Da bis zur Fertigstellung der Studie der Auslaufpfad für die Kohleverstromung noch nicht feststand bzw. das Kohleausstiegsgesetz nicht formuliert war, sind die Ergebnisse des KWSB-Berichts vom Februar 2019 mit in die Berechnungen eingeflossen.)

Eine grundlegende Veränderung der Kraftwerkslandschaft findet bereits ab einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 50 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> statt. Mit steigendem Steuersatz fallen zuerst ineffiziente, später auch effiziente Kohlekraftwerke, zuerst Braun-, dann Steinkohlekraftwerke aus der Merit-Order bzw. aus dem Strommarkt. In Ausnahmefällen verbleiben einzelne Kohlekraftwerke zur Reserve und für Spitzenlasten am Netz. Ab einem Steuertarif von 100 EUR/t CO<sub>2</sub> führen die resultierenden höheren Grenzkosten der Stromproduktion zu größeren Änderungen im Stromhandel mit nur einzelnen fossilen Kraftwerken nach 2035 am Netz. Erneuerbare Energien (EE) und Gaskraftwerke sind die Gewinner einer CO<sub>2</sub>-Steuer am Strommarkt. Die EE-Anlagen refinanzieren sich ganz auf dem Markt – die EEG-Umlage fällt quasi weg.

Die Studie berücksichtigt nicht Entwicklungen bezüglich Versorgungssicherheit oder Netzstabilität. Es wären ggf. ergänzende Vergütungsmechanismen für Speicher sowie Gaskraftwerke und sonstige Bereitsteller von gesicherter Leistung notwendig, um die Stabilität und Versorgungssicherheit im Stromsystem während des Umbaus zu gewährleisten. Die Ergebnisse basieren auf der zentralen Annahme, dass 65 Prozent der Stromerzeugung im Jahr 2035 aus erneuerbaren Energien stammen.

### Entwicklung der Energiekosten für sechs ausgewählte energieintensive Industrien

Die Studie modelliert weiterhin die Energiekostenentwicklung für verschiedene Marktteilnehmer (nicht branchenspezifisch). Mit einem Steuertarif von 50 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> OnTop würden die exemplarisch untersuchten Marktteilnehmer eine Kostenerhöhung erleben. Mit einer CO<sub>2</sub>-Ersatz-Steuer von 50 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> würden diese Marktteilnehmer bzw. Haushalte, KMUs, teilprivilegierte sowie maximal privilegierte Unternehmen stattdessen Energiekostensenkungen erleben. Mit der 100 Euro Ersatz-Steuer wären insbesondere alle energieintensiven Industrien von Energiekostenerhöhungen stark betroffen.

Schließlich wird die Stromkostenentwicklung bis zum Jahr 2035 spezifisch für die sechs ausgewählten energieintensiven Industrien untersucht. Berücksichtigt werden auch hier das europäische Emissionssystem sowie die Annahme einer Anpassung des Strommarktes hin zu 65 Prozent erneuerbaren Energien. Unter Annahme des Worst-Case-Szenarios, in dem die energieintensiven Industrien nicht von der Zahlung der CO<sub>2</sub>-Steuer

bzw. den höheren Stromkosten befreit oder kompensiert werden, können zum Teil erhebliche finanzielle Mehrbelastungen entstehen. Teilweise kann aber auch eine CO<sub>2</sub>-Steuer zu sinkenden Kosten für einige betrachtete Industrien führen.

Die Modellierungen haben die Energiekosten für die energieintensiven Industrien im Jahr 2035 jeweils mit und ohne CO<sub>2</sub>-Steuer (Referenzszenario) verglichen. Abhängig vom CO<sub>2</sub>-Steuerszenario und dem Energiemix in den jeweiligen Branchen ergeben sich jährliche Mehrkosten in folgender Höhe:

- Aluminiumindustrie: -654 bis +140 Millionen Euro
- Chemie-Industrie: -1.185 bis +926 Millionen Euro
- Glasindustrie: -117 bis +313 Millionen Euro
- Papierindustrie: -598 bis +272 Millionen Euro
- Stahlindustrie: -1.911 bis +3.541 Millionen Euro
- Kupferindustrie: +42 bis +55 Millionen Euro

Eine CO<sub>2</sub>-Ersatz-Steuer von 50 EUR/t CO<sub>2</sub> führt somit zu Kostensenkungen in allen untersuchten Branchen bis auf die Kupferindustrie. Dagegen führt eine 50 EUR/t CO<sub>2</sub> On-Top-Steuer in allen Branchen zu hohen Mehrkosten, bis zu 3,5 Mrd. Euro.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen sinken in allen Szenarien bis 2035 und in allen Branchen um mindestens 30 Prozent:

- Aluminiumindustrie: Reduktion um bis zu 63 Prozent
- Chemie-Industrie: Reduktion um bis zu 50 Prozent
- Glasindustrie: Reduktion um bis zu 34 Prozent
- Papierindustrie: Reduktion um bis zu 56 Prozent
- Stahlindustrie: Reduktion um bis zu 42 Prozent
- Kupferindustrie:<sup>1</sup> Reduktion um bis zu 44 Prozent

Wie erwähnt, preisen diese Ergebnisse die Empfehlungen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB) zum deutschen Kohleausstieg bis 2035/2038 mit ein. Das bedeutet konkret, dass in die Modellierung ein kontinuierlicher Umstieg auf treibhausgasärmere und erneuerbare Energieträger eingeflossen ist. Sollte der Ausbau CO<sub>2</sub>-ärmerer Energieträger langsamer oder nicht-linear verlaufen, führt die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer zu einer deutlich höheren Kostenbelastung als hier dargestellt.

<sup>1</sup> Die Untersuchung behandelt ausschließlich eine CO<sub>2</sub>-Steuer als Ersatz für alle derzeitigen Steuern und Abgaben auf Energie in der Höhe von 100 EUR/t CO<sub>2</sub> (100 Euro Ersatz).

Weiterhin wurde in den Modellierungen angenommen, dass die Industrien Maßnahmen ergreifen, um sowohl ihre Energiekosten als auch ihren Ausstoß an Treibhausgasen über den Betrachtungszeitraum bis 2035 weiter zu senken. Die Senkung des Energieverbrauchs ist somit an einen erheblichen Investitionsaufwand geknüpft, der zum Teil erst durch die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Besteuerung wirtschaftlich wäre.

**Fazit: Hohe Bedeutung der genauen Ausgestaltung einer CO<sub>2</sub>-Steuer**

Die Modellierungen zeigen, dass abhängig von der konkreten Ausgestaltung einer CO<sub>2</sub>-Steuer die aus ihr folgenden Kosten und Chancen für verschiedene Marktakteure sehr unterschiedlich ausfallen. Zusätzliche Kostenbelastungen oder -entlastungen können je nach Implementierung (Scope, Einführungsdynamik, Ausnahmeregelungen usw.) entstehen und müssten sozial-, wirtschafts- und klimaverträglich austariert werden. Das ist gleichzeitig eine der wichtigsten Aussagen der Studie: Es gibt nicht den einen Effekt einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf energieintensiven Industrien. Im Gegenteil: Steigende CO<sub>2</sub>-Preise wirken sich sehr unterschiedlich auf die Kosten und Emissionen der verschiedenen Marktteilnehmer aus.

Bei Mehrkosten für die energieintensiven Industrien ist insbesondere bei Einführung einer nationalen CO<sub>2</sub>-Steuer Carbon Leakage ein großes Problem, das gleichzeitig gelöst werden muss, um klimapolitische Produktionsverlagerungen zu vermeiden. Die Studie diskutiert verschiedene Varianten. Diese beziehen sich sowohl auf die Weiterentwicklung der Strompreiskompensation im System des europäischen Emissionshandels als auch auf den Ausgleich im nationalen Gesetz. Das Instrumentarium hierfür ist aber sehr kompliziert und wird in dieser Studie nicht vertieft untersucht.

## Inhalt

<b>Vorwort</b> .....	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>Auswirkung einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf energieintensive Industrien</b> .....	<b>40</b>
<b>Die wichtigsten Ergebnisse auf einen Blick (Zusammenfassung)</b> .....	<b>4</b>	<b>3.1</b>	Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft .....	40
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>10</b>	<b>3.1.1</b>	Status Quo der Stromkosten .....	40
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>11</b>	<b>3.1.2</b>	Erläuterung der Datenblätter für alle Verbrauchergruppen .....	40
<b>Einleitung</b> .....	<b>12</b>	<b>3.1.3</b>	Auswirkungen der CO <sub>2</sub> -Steuer auf alle Verbrauchergruppen .....	42
<b>1 Ausgangssituation und Überblick</b> .....	<b>13</b>	<b>3.1.3.1</b>	CO <sub>2</sub> -Ersatz-Steuer (50 Euro) .....	42
<b>1.1</b> Regulatorischer Status Quo: Europäischer Emissionshandel (EU ETS) .....	14	<b>3.1.3.2</b>	CO <sub>2</sub> -Ersatz-Steuer (100 Euro) .....	44
<b>1.2</b> Nationaler Ausstiegspfad aus der Kohle: KWSB-Abschlussbericht .....	15	<b>3.1.3.3</b>	CO <sub>2</sub> -OnTop-Steuer (50 Euro) .....	46
<b>1.3</b> Einführung einer nationalen CO <sub>2</sub> -Steuer .....	17	<b>3.2</b>	Auswirkungen einer CO <sub>2</sub> -Steuer auf die energieintensiven Industrien .....	47
<b>1.3.1</b> CO <sub>2</sub> -Bepreisung weltweit .....	17	<b>3.2.1</b>	Status Quo Energiepreise und Ausnahmen für die Industrie .....	47
<b>1.3.2</b> Allgemeine Klassifizierung einer CO <sub>2</sub> -Steuer .....	18	<b>3.2.2</b>	Auswirkungen einer CO <sub>2</sub> -Steuer auf die energieintensive Industrie .....	50
<b>1.3.3</b> Aktuelle Vorschläge für eine CO <sub>2</sub> -Steuer in Deutschland: Tabellarische Übersicht .....	19	<b>3.2.2.1</b>	Kosten- und Emissionsentwicklung bei einer CO <sub>2</sub> -Steuer: Chemieindustrie .....	53
<b>1.4</b> In dieser Studie gerechnete Modelle einer CO <sub>2</sub> -Steuer .....	22	<b>3.2.2.2</b>	Stahlindustrie in Deutschland .....	60
<b>2 Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf die deutsche Stromwirtschaft</b> .....	<b>24</b>	<b>3.2.2.3</b>	Aluminiumindustrie in Deutschland .....	68
<b>2.1</b> Entwicklung der Stromgestehungskosten 2018–2035 .....	24	<b>3.2.2.4</b>	Glasindustrie in Deutschland .....	76
<b>2.2</b> Entwicklung der Grenzkosten 2018–2035 .....	28	<b>3.2.2.5</b>	Papierherzeugende Industrie in Deutschland .....	84
<b>2.3</b> Merit-Order und Börsenpreise .....	29	<b>3.2.3</b>	Zusammenfassung der Berechnungsergebnisse für die fünf energieintensiven Industrien .....	92
<b>2.3.1</b> Merit-Order-Effekt (MOE) .....	29	<b>3.3</b>	Die deutsche Kupferindustrie .....	94
<b>2.3.2</b> Börsenpreis und Endkundenpreis für Strom .....	30		Schlussfolgerungen und Empfehlungen für die Kupferindustrie .....	102
<b>2.3.3</b> Merit-Order 2017: verschiedene Szenarien .....	30	<b>3.4</b>	Carbon Leakage-Schutz für die energieintensiven Industrien .....	103
<b>2.3.4</b> Merit-Order 2025 und 2035: verschiedene Szenarien .....	32	<b>3.5</b>	Steueraufkommen der CO <sub>2</sub> -Modelle .....	104
<b>2.3.5</b> Merit-Order 2025 und 2035: KWSB-Szenario .....	35	<b>4</b>	<b>Fazit</b> .....	<b>106</b>
<b>2.4</b> Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen in der Stromerzeugung .....	37	<b>Anhang 1</b> .....		107
<b>2.5</b> Zwischenfazit: Auswirkung einer CO <sub>2</sub> -Steuer auf die Stromwirtschaft .....	38	<b>Anhang 2</b> .....		112
<b>2.5.1</b> Konventionelle Kraftwerke .....	38	<b>Anhang 3</b> .....		115
<b>2.5.2</b> Erneuerbare Energien .....	38	<b>Anhang 4</b> .....		118
<b>2.5.3</b> Ein Level Playing Field des Stromhandels .....	38	<b>Anhang 5</b> .....		119
<b>2.5.4</b> CO <sub>2</sub> -Emissionen .....	39	<b>Anhang 6</b> .....		128
		<b>Anhang 7</b> .....		143
		<b>Anhang 8</b> .....		145
		<b>Literaturverzeichnis</b> .....		149

## Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1:</b> Durchschnittlicher Industriestrompreis 2000–2019	14
<b>Abbildung 2:</b> Ausstiegspfad aus der Kohleverstromung	16
<b>Abbildung 3:</b> Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke 2018 und 2035 mit 100 Euro CO <sub>2</sub> -Steuer	25
<b>Abbildung 4:</b> Grenzkosten konventioneller Kraftwerke im Jahr 2018 mit und ohne 100 Euro CO <sub>2</sub> -Steuer	28
<b>Abbildung 5:</b> Grenzkosten konventioneller Kraftwerke im Jahr 2035 mit und ohne 100 Euro CO <sub>2</sub> -Steuer	28
<b>Abbildung 6:</b> Merit-Order ohne CO <sub>2</sub> -Steuer (2017)	31
<b>Abbildung 7:</b> Merit-Order (2017) mit Steuersatz von 50 Euro	31
<b>Abbildung 8:</b> Merit-Order (2017) mit Steuersatz von 100 Euro	32
<b>Abbildung 9:</b> Merit-Order des Jahres (2025) ohne CO <sub>2</sub> -Steuer	32
<b>Abbildung 10:</b> Merit-Order (2025) mit 50-Euro-Ersatz-CO <sub>2</sub> -Steuer	33
<b>Abbildung 11:</b> Merit-Order (2025) mit 100-Euro-Ersatz-CO <sub>2</sub> -Steuer	33
<b>Abbildung 12:</b> Merit-Order (2035) ohne CO <sub>2</sub> -Steuer	34
<b>Abbildung 13:</b> Merit-Order (2035) mit 50-Euro-Ersatz-CO <sub>2</sub> -Steuer	34
<b>Abbildung 14:</b> Merit-Order (2035) mit 100-Euro-Ersatz-CO <sub>2</sub> -Steuer	35
<b>Abbildung 15:</b> Merit-Order (2025) inkl. KWSB-Ausstiegspfad ohne CO <sub>2</sub> -Steuer	35
<b>Abbildung 16:</b> Merit-Order (2025) mit 100-Euro-Ersatz-CO <sub>2</sub> -Steuer inkl. KWSB-Ausstiegspfad	36
<b>Abbildung 17:</b> Merit-Order (2035) inkl. KWSB-Ausstiegspfad ohne CO <sub>2</sub> -Steuer	36
<b>Abbildung 18:</b> Merit-Order: (2035) 100-Euro-Ersatz-CO <sub>2</sub> -Steuer inkl. KWSB-Ausstiegspfad	36
<b>Abbildung 19:</b> Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen aus der Stromerzeugung	37
<b>Abbildung 20:</b> CO <sub>2</sub> -Ersatz-Steuer (50 Euro) – alle Verbraucher	42
<b>Abbildung 21:</b> CO <sub>2</sub> -Ersatz-Steuer (100 Euro) – alle Verbraucher	44
<b>Abbildung 22:</b> CO <sub>2</sub> -OnTop-Steuer (50 Euro) – alle Verbraucher	46
<b>Abbildung 23:</b> Modellierung: 50 €/t CO <sub>2</sub> Ersatzsteuer in der Chemieindustrie	54
<b>Abbildung 24:</b> Modellierung: 100 €/t CO <sub>2</sub> Ersatzsteuer in der Chemieindustrie	56
<b>Abbildung 25:</b> Modellierung: 50 €/t CO <sub>2</sub> OnTop-Steuer in der Chemieindustrie	58
<b>Abbildung 26:</b> Modellierung: 50 €/t CO <sub>2</sub> Ersatzsteuer in der Stahlindustrie	62
<b>Abbildung 27:</b> Modellierung: 100 €/t CO <sub>2</sub> Ersatzsteuer in der Stahlindustrie	64
<b>Abbildung 28:</b> Modellierung: 50 €/t CO <sub>2</sub> OnTop-Steuer in der Stahlindustrie	66
<b>Abbildung 29:</b> Modellierung: 50 €/t CO <sub>2</sub> Ersatzsteuer in der Aluminiumindustrie	70
<b>Abbildung 30:</b> Modellierung: 100 €/t CO <sub>2</sub> Ersatzsteuer in der Aluminiumindustrie	72
<b>Abbildung 31:</b> Modellierung: 50 €/t CO <sub>2</sub> OnTop-Steuer in der Aluminiumindustrie	74
<b>Abbildung 32:</b> Modellierung: 50 €/t CO <sub>2</sub> Ersatzsteuer in der Glasindustrie	78
<b>Abbildung 33:</b> Modellierung: 100 €/t CO <sub>2</sub> Ersatzsteuer in der Glasindustrie	80
<b>Abbildung 34:</b> Modellierung: 50 €/t CO <sub>2</sub> OnTop-Steuer in der Glasindustrie	82
<b>Abbildung 35:</b> Modellierung: 50 €/t CO <sub>2</sub> Ersatzsteuer in der papiererzeugenden Industrie	86
<b>Abbildung 36:</b> Modellierung: 100 €/t CO <sub>2</sub> Ersatzsteuer in der papiererzeugenden Industrie	88
<b>Abbildung 37:</b> Modellierung: 50 €/t CO <sub>2</sub> OnTop-Steuer in der papiererzeugenden Industrie	90

<b>Abbildung 38:</b> Entwicklung der jährlichen Energiekosten	93
<b>Abbildung 39:</b> Freigesetzte Emissionen Mio. t CO <sub>2</sub> /a	94
<b>Abbildung 40:</b> Ergebnisse der Modellierung – 100 Prozent Steinkohlestrominsatz	98
<b>Abbildung 41:</b> Ergebnisse der Modellierung – Alternativszenario, mit dynamischem Energiemix	100
<b>Abbildung 42:</b> Entwicklung des Steueraufkommens bei verschiedenen CO <sub>2</sub> -Modellen 2020 und 2035	105
<b>Abbildung 43:</b> Merit-Order (Wintertag 2017) ohne CO <sub>2</sub> -Steuer	121
<b>Abbildung 44:</b> Merit-Order (Sommertag 2017) ohne CO <sub>2</sub> -Steuer	121
<b>Abbildung 45:</b> Merit-Order (Wintertag 2017) mit 50-Euro-Ersatz-CO <sub>2</sub> -Steuer	122
<b>Abbildung 46:</b> Merit-Order (Wintertag 2017) mit 100-Euro-Ersatz-CO <sub>2</sub> -Steuer	122
<b>Abbildung 47:</b> Merit-Order (Sommertag 2017) mit 50-Euro-Ersatz-CO <sub>2</sub> -Steuer	123
<b>Abbildung 48:</b> Merit-Order (Sommertag 2017) mit 100-Euro-Ersatz-CO <sub>2</sub> -Steuer	123
<b>Abbildung 49:</b> Stromnachfrage im Jahr 2017	127
<b>Abbildung 50:</b> Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2017	127

## Tabellenverzeichnis

<b>Tabelle 1:</b> Entwicklung der Emissionen in Deutschland: 1990–2017	13
<b>Tabelle 2:</b> Vorschläge für eine CO <sub>2</sub> -Steuer in Deutschland	20
<b>Tabelle 3:</b> CO <sub>2</sub> -Steuerszenarien der Studie	22
<b>Tabelle 4:</b> Stromgestehungskosten Kraftwerke im Vergleich 2018 mit CO <sub>2</sub> -Steuer	26
<b>Tabelle 5:</b> Stromgestehungskosten Kraftwerke im Vergleich 2035 mit CO <sub>2</sub> -Steuer	27
<b>Tabelle 6:</b> Stromkostenintensive Industrien	48
<b>Tabelle 7:</b> Energiekosten ausgewählter Gewerbe	49
<b>Tabelle 8:</b> Energieeinsparpotenziale ausgewählter Industrien	51
<b>Tabelle 9:</b> Aufteilung der Energieeinsparpotenziale	52
<b>Tabelle 10:</b> Nutzungsdauer verschiedener Kupferprodukte	95
<b>Tabelle 11:</b> Produkte-Benchmark	108
<b>Tabelle 12:</b> Übersicht der Benchmarks nach Branchen	110
<b>Tabelle 13:</b> Aluminium Produkt-Emissionswert	110
<b>Tabelle 14:</b> Adipinsäure Produkt-Emissionswert	111
<b>Tabelle 15:</b> Steueraufkommen Ersatz 50 €/t CO <sub>2</sub>	145
<b>Tabelle 16:</b> Steueraufkommen Ersatz 100 €/t CO <sub>2</sub>	146
<b>Tabelle 17:</b> Steueraufkommen OnTop 50 €/t CO <sub>2</sub>	147

## Einleitung

Die Notwendigkeit einer Energiewende mit dem Ziel der Umstellung auf treibhausgasneutrale Energieträger in Deutschland ist Konsens. Über den richtigen Weg dorthin wird diskutiert. Die Debatte um die optimalen Instrumente zum Aufbau einer klimaschützenden Volkswirtschaft bleibt auch deshalb hitzig, weil die derzeitige Mischung aus Ordnungsrecht, Subventionen und Ausnahmen zu keinen befriedigenden Erfolgen beim Klimaschutz geführt hat.

Derzeit wird eine Reihe von neuen klima- und energiepolitischen Instrumenten diskutiert. Der Fokus liegt dabei auf den Verkehrs- und Wärmesektoren, die bislang am wenigsten zur Klimazielerreichung beigetragen haben. Trotz des bereits im Grunde funktionierenden europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) wird aber auch über zusätzliche Lenkungsmechanismen oder Instrumente im sogenannten ETS-Bereich diskutiert. Ein Mindestpreis im ETS-System und/oder eine nationale CO<sub>2</sub>-Steuer werden hier als Möglichkeiten erörtert. Solche zusätzlichen Instrumente hätten den Zweck, die Planungssicherheit bei Strom- und Energiepreisen für Marktteilnehmer zu erhöhen sowie stärkere Anreize für Investitionen in klimafreundliche Produkte und Prozesse zu schaffen. Allerdings müssen neben den positiven klimapolitischen Effekten auch die möglichen Auswirkungen auf Wettbewerbsfähigkeit und Carbon Leakage bei der Umsetzung solcher Instrumente berücksichtigt werden.

Um dazu beizutragen, die möglichen Effekte der Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland bzw. eines Mindestpreises im ETS-System auf die Stromkosten und Emissionen im ETS-Bereich offen zu legen, wird in der vorliegenden Studie die Einführung einer solcher CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland modelliert. Die Hauptfrage der Studie lautet: Welche Auswirkungen würde eine nationale CO<sub>2</sub>-Steuer auf die Energiekosten und Emissionen im deutschen ETS-Bereich mit sich bringen? Im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems wäre eine solche CO<sub>2</sub>-Steuer eine weitere nationale Maßnahme, die zu steigenden Energiekostenbelastungen für die wettbewerbsintensiven Industrien führt, und damit neue Ansätze zum Carbon Leakage-Schutz erfordern würde. Auch dies wird in der Studie diskutiert.

Die Studie besteht aus vier Teilen.

Der erste Teil bietet einen Überblick über das bestehende CO<sub>2</sub>-Bepreisungssystem in der Energiewirtschaft und der Industrie – das EU ETS. Zudem wird die CO<sub>2</sub>-Steuer als klimapolitisches Instrument vorgestellt.

Im zweiten Teil werden die Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf die Stromwirtschaft untersucht. Speziell wird die Merit-Order der Kraftwerkslandschaft bei Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer und deren Auswirkung auf die Strompreisbildung erörtert (unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ aus dem Jahr 2019).

Teil drei setzt sich mit den Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf die verschiedenen Marktteilnehmer auseinander und legt den Fokus auf die Modellierung der Energiepreise und Emissionen von zunächst fünf ausgewählten energieintensiven Industrien. Dabei werden jeweils drei CO<sub>2</sub>-Steuer-Szenarien für die Aluminium-, Chemie-, Glas-, Papier- und Stahlindustrie in Deutschland gerechnet. Teil drei wurde auch durch ein CO<sub>2</sub>-Steuer-Szenario und dessen Auswirkung auf die deutschen Kupferindustrie ergänzt.

Zum Ende der Studie bietet Teil vier eine Schlussfolgerung der Studienerkenntnisse und schließt mit Empfehlungen für vertiefende Untersuchungen ab.

# 1 Ausgangssituation und Überblick

Die Energiewende ist in eine entscheidende Phase eingetreten. Entscheidend in dem Sinne, dass die Instrumente der Energiewende beweisen müssen, dass sie einen effektiven Beitrag zur gewünschten Reduzierung der Treibhausgase bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung sozialer Gerechtigkeit und Wettbewerbsfähigkeit der Industrie leisten.

Im Vergleich zu anderen Sektoren hat die Industrie bereits weitgehend Energie- und Emissionsreduktionen rea-

lisiert und in den letzten Jahrzehnten überproportional zur Treibhausgasreduktion beigetragen (Tabelle 1). Dies zeigt sich auch anhand der Treibhausgasreduktionen im Rahmen des europäischen Emissionshandels.<sup>2</sup> Trotzdem zeigen aktuelle Prognosen, dass Deutschland seine Emissionsminderungsziele insgesamt für 2030 verfehlen wird.

Tabelle 1: Entwicklung der Emissionen in Deutschland: 1990–2017

Emissionen in Deutschland (in Mio. t CO <sub>2</sub> -Äq /Jahr)	Jahr 1990	Jahr 2017	Jahr 2017 Minderung in % ggü. 1990	Ziel 2030	Ziel 2030 Minderung in % ggü. 1990
Gesamtemissionen	1251	906,6	27,5 %	543–562	56–55 %
Energiewirtschaft	427,4	313,4	26,7 %	175–183	62–61 %
Industrie	283,5	200,1	29,4 %	140–143	51–49 %

Quelle: VDI TZ Online-Befragung 2018

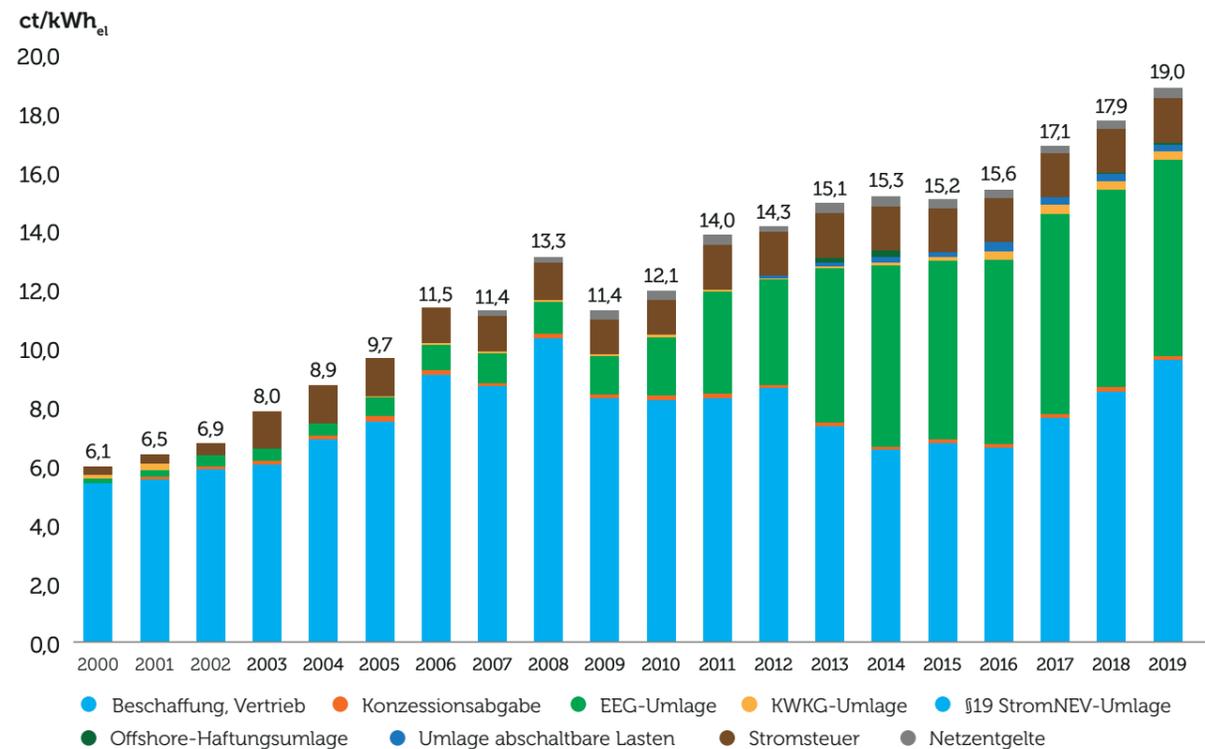
Der Anstieg des EU ETS-Preises im Nachgang zur jüngsten Reform des europäischen Emissionshandels hat den Druck auf die Industrie und Energiewirtschaft, ihre Emissionen weiter abzusenken, erheblich erhöht. Dennoch, und vor allem wegen des immer noch für viele Investitionen relativ niedrigen und sehr volatilen ETS-Preises, werden weitere zusätzliche Maßnahmen, wie die einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung oder eines Mindestpreises im ETS-System diskutiert.

Dass dies für viele Verbraucher kein leichtes Unterfangen wäre und zu unerwünschten Nebeneffekten führen könnte, veranschaulichen die ansteigenden Industriestrompreise (vgl. Abbildung 1) in Deutschland, die zu den höchsten im europäischen Binnenraum gehören. Damit bestehen bereits im heutigen Energiesteuerregime erhebliche Carbon Leakage-Risiken. Eine Neuordnung des

Energiesteuersystems birgt indes aber auch die Chance, Anreize zur Dekarbonisierung beziehungsweise für das verstärkte Einbeziehen von erneuerbaren Energien und der Sektorenkopplung zu setzen.

<sup>2</sup> Dennoch können je nach konjunkturellem Verlauf auch die Emissionen in der Industrie schwanken.

Abbildung 1: Durchschnittlicher Industriestrompreis 2000–2019



Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Strompreisanalyse Januar 2019 vom BDEW

### 1.1 Regulatorischer Status Quo: Europäischer Emissionshandel (EU ETS)

Seit 2005 besteht der europäische Emissionshandel. Der EU ETS umschließt gegenwärtig die CO<sub>2</sub>-Emissionen in 31 europäischen Nationen und deckt dabei rund 45 Prozent der Treibhausgasemissionen in der EU ab. Diese werden von mehr als 11.000 energieintensiven Anlagen zur Stromerzeugung, der verarbeitenden Industrien und den Luftfahrzeugbetreibern der teilnehmenden Staaten emittiert.

Im Jahr 2016 betrug die Gesamtmenge der im Umlauf befindlichen CO<sub>2</sub>-Zertifikate rund 1,7 Milliarden, welche den Ausstoß von 1,7 Mrd. t CO<sub>2</sub>-Äq (Kohlendioxid-Äquivalenten) repräsentieren. Im November 2017 haben sich EU-Kommission, EU-Parlament und Europäischer Rat auf eine Reform des Emissionshandels geeinigt.

Ab 2021 werden die zur Verfügung stehenden Zertifikate im EU ETS um einen linearen Reduktionsfaktor (LRF) von 2,2 Prozent jährlich gesenkt. Bisher beläuft sich der LRF auf 1,74 Prozent. Ab 2019 werden 24 Prozent anstelle

der ursprünglich geplanten 12 Prozent der auf dem Markt vorhandenen Überschüsse in der Marktstabilitätsreserve eingestellt. Das gilt unter der Voraussetzung, dass die Überschüsse an Zertifikaten einen Schwellenwert von 833 Millionen überschreiten. Zudem soll ab dem Jahr 2023 die Reserve auf das Vorjahresvolumen der Versteigerungsmenge begrenzt werden. Dadurch werden voraussichtlich mehr als zwei Mrd. Emissionszertifikate gelöscht.

Durch die Beschränkung der im Umlauf befindlichen CO<sub>2</sub>-Zertifikate soll die Lenkungswirkung zugunsten der CO<sub>2</sub>-Reduktion verstärkt werden. Ein erstes Preissignal ist bereits vor der Neugestaltung der Rahmenbedingungen ausgegangen. Seit November 2017 ist der Preis für gehandelte Emissionszertifikate angestiegen und liegt derzeit (Oktober 2019) um die 26–28 Euro.<sup>3</sup>

#### Kostenlose Zuteilung und Reform des Emissionshandels in der 3. Handelsperiode (2013–2020)

Der Emissionshandel erfolgt in Handelsperioden. Seit Beginn der 3. Handelsperiode (2013–2020) erhält die Stromwirtschaft keine freie Allokation von Zertifikaten mehr,

stattdessen muss diese ihren Bedarf nunmehr vollständig über den Emissionshandel decken. Diese Kosten werden in aller Regel – zumindest anteilig – an die Kunden weitergegeben. Zwar können die Industriebranchen, die am Emissionshandel teilnehmen, Beihilfen für indirekte CO<sub>2</sub>-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) beantragen, doch sind diese degressiv ausgestaltet und werden sich innerhalb der 3. Handelsperiode vom Faktor 0,85 (2013–2015) auf 0,80 (2016–2018) beziehungsweise auf 0,75 (2019–2020) reduzieren.<sup>4</sup>

Neben dem vollständigen Einbezug der Emissionen aus der Stromerzeugung werden auch erstmalig produktionsbedingte Emissionen im EU ETS miteinbezogen. Die Fertigungsindustrien erhalten auf Grundlage von EU-weiten Benchmarks, die für die jeweiligen Industriebranchen (insg. 54; Anhang 1) gültig sind, anteilig kostenlos Zertifikate zugeteilt. Die Fertigungsindustrien erhielten zu Beginn der 3. Handelsperiode 80 Prozent ihrer Zertifikate kostenlos zugeteilt. Dieser Anteil wird jährlich schrittweise auf 30 Prozent im Jahr 2020 gesenkt. Die Carbon Leakage-gefährdeten Industrien erhalten sowohl in der 3. als auch in der 4. Handelsperiode 100 Prozent der Zertifikate kostenlos. Für Unternehmen, die indirekt über höhere Strompreise vom Emissionshandel betroffen und Carbon Leakage (CL)-gefährdet sind, wurden ebenfalls Benchmarks festgelegt (Anhang 1).

Die Neujustierung der Zuteilung von freien Zertifikaten auf Grundlage von Produktemissionswerten zu Beginn der 3. Handelsperiode hat systembedingt in manchen Branchen zu einer Überausstattung an freien Zertifikaten geführt. Dies zeigt sich exemplarisch anhand der Überkompensation an freien Zertifikaten in der Papier- und Zellstoffindustrie. Diese erhielt zu Beginn der 3. Handelsperiode, ohne Berücksichtigung der Emissionen aus der Stromerzeugung, eine freie Zuteilung von 149 Prozent der historischen Emissionen. Sobald die Emissionen aus dem benötigten Strombedarf dann berücksichtigt werden, ergibt sich eine Überausstattung von 114 Prozent an Zertifikaten.<sup>5</sup> Dadurch werden anlagenübergreifende Warenströme überkompensiert. Die Eisen- und Stahlbranche erhält aufgrund der spezifischen Produktemissionen ebenfalls eine hohe Überausstattung von 131 Prozent gegenüber den Emissionen im Bezugszeitraum.<sup>6</sup> Seit der 3. Handelsperiode gilt der Zuteilungsanspruch nicht mehr grundsätzlich für die Anlagen, in denen die Emissionen entstehen, so dass die Zuteilung zumeist einer syste-

mischen Betrachtung zugrunde liegt. Diese berücksichtigt die Verbindungen zwischen den Anlagen – insbesondere durch die Weiterleitung von Kuppelgasen, CO<sub>2</sub> oder Zwischenprodukten sowie durch den Im- oder Export von Wärme – sowie die Zugehörigkeit dieser Anlagen zum Emissionshandel. (Weitere Informationen zu Benchmarks und Produktemissionen der Industrien enthält Anhang 1.)

#### Reform des Emissionshandels in der 4. Handelsperiode (2021–2030)

Auch in der 4. Handelsperiode soll die Wettbewerbsfähigkeit der CL-bedrohten Industrien erhalten bleiben. Der Anteil für die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten erhöht sich um 3,5 Prozent. Zugleich soll die CL-Liste auf Basis eines Wertes geprüft werden, der Handels- und Emissionsintensität kombiniert.<sup>7</sup> Es wird dabei angenommen, dass Sektoren und Teilsektoren mit einem „Carbon Leakage-Indikator“ von mehr als 0,2 dem Risiko einer Verlagerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgesetzt sind.

Sofern die Benchmarks erfüllt werden, setzt sich die kostenlose Zuteilung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate aus der Multiplikation von CL-betroffenen Unternehmen auch in den beiden Zuteilungsperioden der 4. Handelsperiode fort. In der ersten Zuteilungsperiode der 4. Handelsperiode (2021–2025) erfolgt entsprechend der Benchmarks eine vollständig kostenfreie Zertifikatzuteilung an von CL-betroffene Sektoren sowie eine kostenfreie Zuteilung von 30 Prozent an Unternehmen, die nicht von CL betroffen sind. In der 2. Zuteilungsperiode (2026–2030) wird die Praxis der vollständig kostenfreien Zertifikate für die CL-Sektoren fortgesetzt, immer geknüpft an die Einhaltung der Benchmarks. Für alle anderen Sektoren fällt die kostenfreie Zuteilung der Emissionszertifikate auf null. Die ansteigenden CO<sub>2</sub>-Preisbelastungen in den vom Carbon Leakage-Schutz ausgenommenen Industrien sollen zu einer verstärkten Emissionseffizienz führen. Da voraussichtlich die Kostenbelastungen durch den Emissionshandel im Vergleich zu den reinen Energiekostenbelastungen in der 4. Handelsperiode stärker ansteigen werden, wird zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit die Emissionseffizienz das grundlegende Kriterium.

#### 1.2 Nationaler Ausstiegspfad aus der Kohle: KWSB-Abschlussbericht und aktuelle Gesetzgebungsverfahren

Unabhängig von der jüngsten Emissionshandelsreform hat die von der Bundesregierung berufene Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB)

<sup>3</sup> Ob es sich um ein zwischenzeitliches Hoch oder um einen längerfristigen Preisanstieg handelt, ist gegenwärtig noch nicht absehbar. Der Preisanstieg wird mit der Überführung von Zertifikaten in die Marktstabilitätsreserve in diesem Jahr (2019) in Verbindung gebracht, sodass sich am Markt erste Vorzieheffekte durch Aufkäufe von Teilnehmern am europäischen Emissionshandel ergeben. Außerdem spekulieren Finanzmarktakteure auf den Preisanstieg, der durch das Greifen der Marktstabilitätsreserve und der damit verbundenen Verknappung der Zertifikate um fast ein Viertel zu erwarten ist.

<sup>4</sup> BMWi (2017): Förderrichtlinie für Beihilfen für indirekte CO<sub>2</sub>-Kosten. Stand 21.08.2017.

<sup>5</sup> DEHSt, Zuteilung 2013–2020, S. 29

<sup>6</sup> ebenda

<sup>7</sup> Dieser Wert, auch als „Carbon Leakage-Indikator“ (vgl. Art. 10 b, EU-EHS Richtlinie) definiert, bildet das Produkt aus der Multiplikation der Intensität des Handels des Sektors mit Drittländern und der Emissionsintensität des Sektors. Emissionsintensität: Schwellenwert von 0,2 auf Sektorebene, in Ausnahmefällen auch auf Produktebene, qualitative Prüfung: Schwellenwert 0,15.

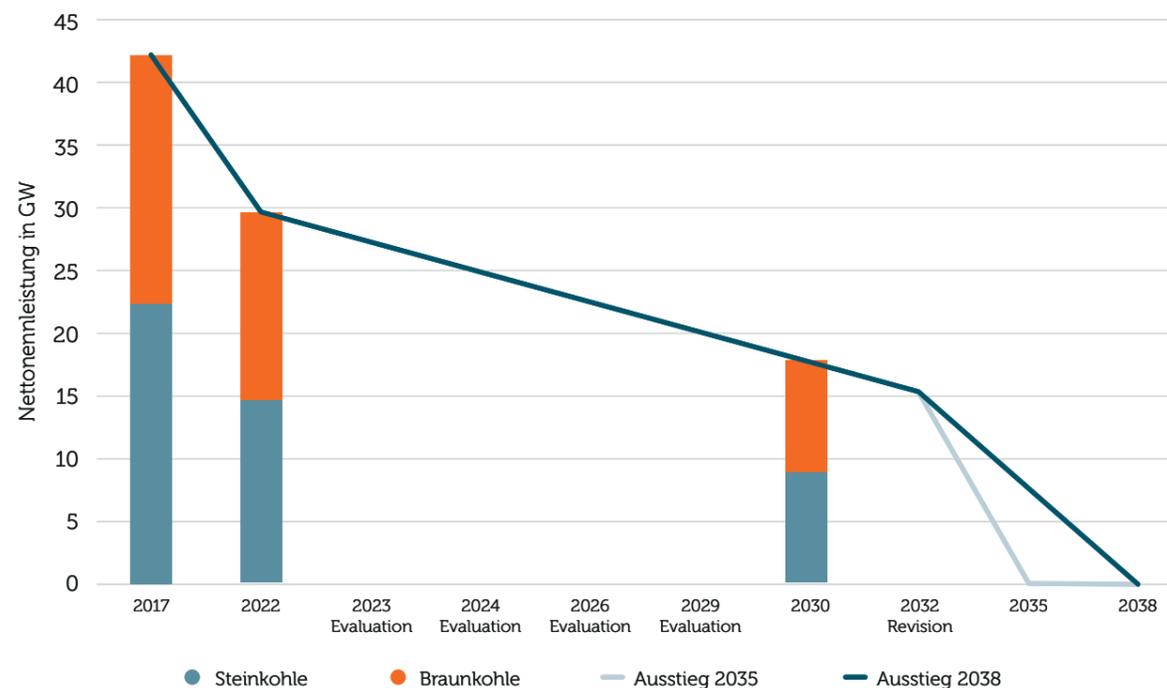
in ihrem Abschlussbericht (Februar 2019) hinsichtlich der Treibhausgasreduzierung im Energiesektor einen ordnungspolitischen Weg aus der Kohleverstromung empfohlen. Auf Basis des Abschlussberichts hat die Bundesregierung über einen Auslaufpfad für die deutsche Kohleverstromung verhandelt. Da bis zur Fertigstellung der Studie der Auslaufpfad für die Kohleverstromung noch nicht feststand bzw. das Kohleausstiegsgesetz nicht formuliert war, wurden nur die KWSB-Ergebnisse in den Modellierungen berücksichtigt.

Zusammengefasst sehen die Vorschläge die Beendigung der Kohleförderung bzw. deren Verstromung bis 2035 beziehungsweise bis spätestens 2038 vor. Die gegenwärtigen 42,6 GW am Markt aktiven Kohlekraftwerkkapazitäten (davon 19,9 GW Braunkohle und 22,7 GW Steinkohle) deckten 2017 37 Prozent der Stromerzeugung in Deutschland ab. Zur Umsetzung der Reduzierung bzw. Beendigung der Kohleverstromung wurde eine einvernehmliche Vereinbarung auf vertraglicher Grundlage mit den Kraftwerksbetreibern als Empfehlung durch die KWSB ausgesprochen.<sup>8</sup> In Folge soll die einvernehmliche Vereinbarung gesetzlich – in Form des Kohleausstiegsgesetz-

zes – dauerhaft abgesichert werden. Sowohl in Betrieb genommene Kohlekraftwerke als auch im Bau befindliche und noch nicht in Betrieb genommene Kohlekraftwerke sind hierbei einzubeziehen.<sup>9</sup>

Der KWSB-Bericht sieht vor, dass bis zum Jahr 2022 die Kohleverstromung auf 15 GW Braunkohle und 15 GW Steinkohle reduziert werden soll. Das entspricht einer Reduktion der Gesamtkapazität von 45 Prozent gegenüber dem Jahr 1990.<sup>10</sup> Bis 2030 soll demnach die Kapazität auf maximal 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle zurückgeführt werden. Bis 2038 sollen alle Kohlekraftwerke und Tagebaue geschlossen werden (Abbildung 2). Damit wird der Kohleausstieg einen signifikanten Beitrag zum anvisierten Sektorenziel 2030 der Energiewirtschaft geleistet haben.<sup>11</sup> Die Kommission schlägt allerdings vor, im Zeitraum 2023–2030 Evaluationen in den Jahren 2023, 2026 und 2029 zu bis dahin erfolgten Maßnahmen hinsichtlich Versorgungssicherheit, Strompreisniveau, Klimaschutz, Weiterentwicklung des EU-Beihilferechts (auch vor dem Hintergrund der Folgenabschätzung des Kernausstiegs) und der bis dahin erfolgten Kohlekraftwerkstilllegungen<sup>12</sup> durch ein Expertengremium vorzunehmen.

Abbildung 2: Ausstiegspfad aus der Kohleverstromung



Quelle: eigene Darstellung auf Basis KWSB

<sup>8</sup> Die Kommission nennt für den Zeitraum 2018–2022 sowohl Ausschreibungen als auch Regelungen analog zur Sicherheitsbereitschaft als mögliche Instrumente zur Ermittlung der Entschädigungshöhe (KWSB: 73). Im Falle einer unterbliebenen einvernehmlichen Vereinbarung empfiehlt die Kommission eine ordnungsrechtliche Lösung mit Entschädigungszahlungen im Rahmen der rechtlichen Erfordernisse (KWSB: 75).

<sup>9</sup> Die Kommission schlägt eine De-minimis-Regelung für kleine Kraftwerke (bis 150 Megawatt) vor.

<sup>10</sup> KWSB: 73

<sup>11</sup> KWSB: 73

<sup>12</sup> Ibd.

### 1.3 Einführung einer nationalen CO<sub>2</sub>-Steuer

Statt über einen marktgesteuerten Handel mit einer festgelegten Menge von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten kann die Festlegung des CO<sub>2</sub>-Preises auch über eine Steuer oder Abgabe erfolgen, auf nationaler oder internationaler Ebene. In diesem Fall wird von einer „CO<sub>2</sub>-Steuer“ gesprochen. Eine CO<sub>2</sub>-Steuer kann auch als Ergänzung zu einem Handelssystem – ggf. als Mindestpreis oder Korridor – erhoben werden. In einem CO<sub>2</sub>-Steuersystem wird der Preis der Emissionen, nicht die Menge der Emissionsrechte, politisch festgelegt.

#### 1.3.1 CO<sub>2</sub>-Bepreisung weltweit

Der Weltbankbericht State and Trends of Carbon Pricing 2017<sup>13</sup> führt an, dass für 2017 insgesamt 47 CO<sub>2</sub>-Bepreisungsinitiativen eingeführt bzw. geplant waren. Der Bericht legt dar, dass darunter 24 Emissionshandelssysteme, oftmals auf subnationaler Ebene (z. B. in China), und 23 nationale CO<sub>2</sub>-Steuermodelle fallen. Darunter sind elf Länder aus der EU sowie die Schweiz, Liechtenstein, Island und Norwegen, die über die EFTA – mit Ausnahme der Schweiz – einen Wirtschaftsraum (EWR) mit der EU bilden.

#### Beispiel: Schweizer Emissionshandel und Lenkungsabgabe auf CO<sub>2</sub>

Die Schweiz ist eine der ersten Nationen, die auf nationaler Ebene eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung eingeführt haben. Die Einführung der Schweizer CO<sub>2</sub>-Lenkungsabgabe geht auf die Verpflichtung<sup>14</sup> der Schweiz zurück, die Schweizer CO<sub>2</sub>-Emissionen im Zeitraum von 2008–2012 um acht Prozent zu senken. Infolge einer verfehlten Zielerreichung wurde 2005 eine CO<sub>2</sub>-Lenkungsabgabe eingeführt, die am 1. Januar 2008 in Kraft trat und 2013 novelliert wurde. Grundlage für die CO<sub>2</sub>-Lenkungsabgabe ist das bereits 1999 verabschiedete CO<sub>2</sub>-Gesetz, welches bei einer Verfehlung der Reduktionsziele die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Lenkungsabgabe vorsieht. Seitdem hat sich die Lenkungsabgabe von ursprünglichen 12 Franken je Tonne CO<sub>2</sub> (drei Rappen pro Liter Heizöl) auf gegenwärtig 96 Franken beziehungsweise 84 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> erhöht.

Die CO<sub>2</sub>-Lenkungsabgabe ist mit einem Rückvergütungsmechanismus gekoppelt. Die Rückverteilung an die Bevölkerung und Wirtschaft beträgt zwei Drittel der Einnahmen.<sup>15</sup> Die Rückvergütung erhalten alle in der Schweiz wohnhaften Personen ungeachtet ihres Verbrauchs in gleicher Höhe über die Verrechnung mit ihrer Krankenkassenprämie.<sup>16</sup> Die Einnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Abgabe, die von der

Wirtschaft entrichtet werden, fließen proportional zur abgerechneten Lohnsumme an alle Arbeitnehmer und Arbeitnehmerinnen zurück.

Ein wesentlicher Aspekt der Schweizer CO<sub>2</sub>-Abgabe besteht darin, dass es Befreiungsmöglichkeiten für ausgewählte Unternehmen und Anlagenbetreiber gibt. So können sich CO<sub>2</sub>-intensive Unternehmen, die in einem hohen internationalen Wettbewerb stehen, zu einer eigenen CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung verpflichten und im Gegenzug von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreit werden.<sup>17</sup> Ebenso können sich Anlagenbetreiber, die bereits am Emissionshandel der Schweiz teilnehmen und über eine installierte Gesamtfeuerungsleistung von mehr als 20 Megawatt verfügen, von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreien lassen.

Das Schweizer Emissionshandelssystem besteht aus 55 Teilnehmern und stellt mit seiner Emissionsobergrenze (CAP) von 5,6 Mio. t CO<sub>2</sub> im Ausgangsjahr 2013 das kleinste Emissionshandelssystem der Welt dar. Der Cap soll bis 2020 auf 4,9 Mio. t/CO<sub>2</sub>Äq reduziert werden. Der Preis<sup>18</sup> im Schweizer Emissionshandel liegt seit 2015 bei knapp sieben Euro je Tonne CO<sub>2</sub> im Durchschnitt. Das ist vor allem darin begründet, dass es zu einem Emissionszertifikats-

<sup>13</sup> Vgl. World Bank Group/Ecofys, 2017

<sup>14</sup> Das Schweizer Parlament, 2017

<sup>15</sup> Grundlage hierfür ist eine Schätzung, erforderliche Ausgleiche erfolgen im übernächsten Jahr.

<sup>16</sup> Aufgrund geringer Vollzugskosten und dadurch, dass die Krankenversicherer über das aktuellste Adressverzeichnis der Einwohner verfügen sowie die Grundversicherung über die Krankenversicherung für alle Einwohner in der Schweiz obligatorisch ist, hat man sich für die Rückerstattung über die Krankenversicherer entschieden.

<sup>17</sup> Die betreffenden Wirtschaftszweige sind im Anhang 7 der CO<sub>2</sub>-Verordnung aufgeführt. „Der Bund befreit ein Unternehmen auf Gesuch hin. In einer Vereinbarung (vereinfachtes Verfahren) wird festgelegt, welche Menge an Treibhausgasen das Unternehmen während der Verpflichtungsperiode emittieren darf. Das Unternehmen verpflichtet sich im Gegenzug, seine Treibhausgasemissionen bis 2020 kontinuierlich zu verringern. Erst am Ende der Verpflichtungsperiode, im Jahr 2021, wird abschließend beurteilt, ob das Ziel erfüllt ist. Dies gibt den Unternehmen eine gewisse Flexibilität jährliche Produktionsschwankungen auszugleichen. Treten während der Verpflichtungsperiode große, dauerhafte Änderungen ein, kann der Bund die Ziele neu beurteilen.“ Bundesgesetz über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Gesetz), 2011 (Stand 1.2.2018).

<sup>18</sup> Der Zertifikatspreis wird im Gegensatz zum EU ETS nicht über die Börse ermittelt, sondern über Versteigerungen festgelegt. Betrag der Zertifikatspreis am 21.05.2014 noch 40,25 CHF, lag er zuletzt am 26.03.2019 bei 7,15 CHF.

überschuss durch den Marktaustritt (Insolvenz) des größten Emittenten – die Tarmoil-Raffinerie in Colombey – kam.<sup>19</sup>

Gegenwärtig unterläuft das CO<sub>2</sub>-Gesetz für den Zeitraum 2021–2030 einer Totalrevision. Eine Verknüpfung der Emissionshandelssysteme der EU und der Schweiz wird für 2020 angestrebt und befindet sich gerade im Ratifizierungsverfahren der beiden Parlamente.<sup>20</sup> In der Totalrevision soll die Verknüpfung der Emissionshandelssysteme erstmalig auch die Landwirtschaft adressieren. Ferner sind die Weiterführung und punktuelle Verschärfung der Instrumente in den Bereichen Verkehr, Gebäude und Industrie angestrebt. Dadurch sollen die Treibhausgasemissionen in der Schweiz bis 2030 um mindestens 30 Prozent gegenüber 1990 reduziert werden. Maximal 20 Prozent sollen im selben Zeitraum über Maßnahmen im Ausland erbracht werden.

Wesentliche Punkte der Novellierung beinhalten, dass die Verminderungsverpflichtung für Unternehmen bleibt, die im Gegenzug von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreit werden. Darüber hinaus ist eine Harmonisierung beziehungsweise Anlehnung der CO<sub>2</sub>-Vorschriften für Fahrzeuge an die EU sowie die Einführung der Pflicht für Importeure fossiler Treibstoffe, CO<sub>2</sub>-Emissionen des Verkehrs im In- und Ausland zu kompensieren, angestrebt. Das bis 2025 befristete Gebäudeprogramm soll durch subsidiär einzuführende CO<sub>2</sub>-Grenzwerte bei Alt- und Neubauten abgelöst werden. Bedingung hierfür ist, dass die Emissionen im Gebäudesektor nicht ausreichend zurückgehen.

### 1.3.2 Allgemeine Klassifizierung einer CO<sub>2</sub>-Steuer

Neben der grundsätzlichen Entscheidung darüber, ob ein Staat oder ein Wirtschaftsraum eine CO<sub>2</sub>-Steuer einführt oder nicht, geht es um die konkrete Ausgestaltung der Steuer. Dafür gibt es in Deutschland bereits von verschiedenen Seiten einige Vorschläge. Eine tabellarische Übersicht mit den einzelnen Positionen bietet Abschnitt 1.3.3. An dieser Stelle werden die grundlegenden Eckpunkte auskizziert, in denen sich die bisherigen Steuervorschläge unterscheiden.

#### Geltungsbereich (Scope)

Wie bei jeder Steuer, wird auch einer CO<sub>2</sub>-Steuer ein Geltungsbereich zugewiesen. In erster Linie geht es um die Ziehung der Grenze, welche Wirtschaftszweige und Sektoren der Emissionssteuer unterliegen (Energie, Industrie, Landwirtschaft, Verkehr etc.). Weiterhin muss geklärt werden, welche Marktteilnehmer die Steuer zahlen müssen und wer von der Abgabe befreit ist.

Aus Perspektive des Klimaschutzes und der Vereinfachung des Steuersystems ist ein umfassender Geltungsbereich auf alle freigesetzten Emissionen und somit auf

alle Sektoren der effizienteste Weg. Aus Sicht von Carbon Leakage-Schutz und Sozialverträglichkeit (z. B. Schutz von Arbeitsplätzen) sind begrenzte Geltungsbereiche und Ausnahmeregelungen der richtige Weg.

#### Steuersatz (Tarif)

Der Tarif der CO<sub>2</sub>-Steuer, der für jede Tonne freigesetztes Kohlenstoffdioxid-Äquivalent genommen wird, muss festgelegt werden. Der Tarif einer deutschen CO<sub>2</sub>-Steuer schwankt in der bisherigen Debatte zwischen 10 bis 200 Euro je Tonne CO<sub>2</sub>.<sup>21</sup>

#### Integration

Für die Art und Weise, wie die CO<sub>2</sub>-Steuer in das bisherige Abgabensystem integriert wird und wie die rechtliche Umsetzung erfolgen soll, gibt es zwei verschiedene Ansätze (die einzelnen Vorschläge unterscheiden sich dabei im Detail teilweise erheblich).

Der erste Ansatz setzt die neu einzuführende CO<sub>2</sub>-Steuer dem bestehenden Abgabensystem zusätzlich oben auf. Im Weiteren wird bei diesem Ansatz von OnTop-Steuer gesprochen. Die bestehenden nationalen Abgaben, Um-

lagen und Steuern des Energiebereichs bleiben erhalten und die CO<sub>2</sub>-Steuer kommt als weitere Abgabe hinzu.<sup>22</sup>

Der zweite Ansatz sieht vor, dass die neue Steuer anstatt der bisherigen staatlichen Abgaben erhoben wird. Abgaben wie Stromsteuer, Energiesteuer und EEG-Umlage entfallen. Dieser Ansatz wird im Folgenden als Ersatzsteuer geführt und bedeutet eine komplette Neuausrichtung der Energiebesteuerung.<sup>23</sup>

#### Einführungsdynamik

Die Geschwindigkeit und Dynamik ist ein weiteres Unterscheidungskriterium bei der Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer. Allgemein wird bei der Einführungsdynamik zwischen zwei Varianten der CO<sub>2</sub>-Steuer unterschieden. Da ist zum einen die Variante, bei der die CO<sub>2</sub>-Steuer mit dem Tag der Einführung in voller Höhe erfolgt (flat CO<sub>2</sub>-Steuer) und zum zweiten die Variante, in der die Steuer in Stufen eingeführt wird (gestufte CO<sub>2</sub>-Steuer).

#### Steuertyp

Beim Steuertyp kommen ebenfalls zwei verschiedene Varianten in der Debatte vor. Zum einen kann die Emissionssteuer als Verbrauchssteuer eingeführt werden. Hierbei wird die Steuer beim Endverbraucher bzw. Nutzer des Energieproduktes (Strom, Wärme, Kraftstoff) erhoben. Zum anderen wird die CO<sub>2</sub>-Bepreisung als Input-Steuer diskutiert. Im zweiten Fall wird die Steuer bei der Umwandlung der Primärenergieträger, also bereits beim Inverkehrbringer und nicht erst beim Nutzer der Energie, erhoben.

Bei der Verbrauchsbesteuerung wird ausnahmslos die CO<sub>2</sub>-Intensität des Endprodukts besteuert, während die Inputsteuer bereits bei der Energieumwandlung in den Kraftwerken (Energieerzeugung) ansetzt.<sup>24</sup> Der Unterschied ist der Punkt in der Wertschöpfungskette, an dem die Steuer erhoben wird. Abhängig davon, an welchem Punkt die Steuer schließlich ihre volle Wirkung entfaltet, setzt eine unterschiedliche Anreizwirkung für die Dekarbonisierung der Volkswirtschaft ein.

### 1.3.3 Aktuelle Vorschläge für eine CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland: Tabellarische Übersicht

Die folgende Tabelle (Tabelle 2) zeigt einige bisher bestehende Vorschläge für die Ausgestaltung einer CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland mit Wirkung auch im ETS-Bereich. Hierbei ist anzumerken, dass die Vorschläge häufig eher einem Eckpunkte-Konzept entsprechen und in der Regel nicht vollständig entwickelt sind. In Anhang 2 erfolgt eine kurze Einordnung der einzelnen Vorschläge.

Die tabellarische Übersicht weist beispielhaft sechs Modelle zur CO<sub>2</sub>-Besteuerung aus. Die Unterschiede werden anhand der sieben Kriterien Besteuerung (Input/Verbrauch), Dynamik der Einführung (Flat/Gestuft), Geltungsbereich (Scope), Integration der CO<sub>2</sub>-Besteuerung in das bestehende Steuer- und Umlagensystem, Auswirkungen auf die Industrie, Interaktion mit dem EU ETS/Grenzsteuerausgleich und Aufkommensverwendung ausgewiesen.

<sup>19</sup> Bundesamt für Umwelt (2017): Evaluation der Lenkungswirkung des Emissionshandelssystems. EFK-16393. 11. Januar 2017. S. 24 Vgl. Bundesamt für Umwelt BAFU/Emissionshandelsregister (2019): Versteigerungen <https://www.emissionsregistry.admin.ch/crweb/public/auction/list.do?d-1332029-e=6&org.apache.struts.taglib.html.TOKEN=11e8c9c9ca5019d201c6ba21b3f8b27566578706f7274=1>

<sup>20</sup> Das Schweizer Parlament, 2017

<sup>21</sup> Unter anderem beziffert die High-Level Commission on Carbon Prices, wie hoch der CO<sub>2</sub>-Preis sein müsste, damit die globalen Klimaschutzziele aus dem Pariser Abkommen erreicht werden können. Demnach müssen die Kosten für die Freisetzung von einer Tonne Kohlenstoffdioxid im Jahr 2020 bei 40–80 Euro bzw. bei 50–100 Euro im Jahr 2030 liegen, damit die Klimaerwärmung unter zwei Grad Celsius gehalten werden kann.

<sup>22</sup> In dieser Studie wird das Verhältnis der nationalen CO<sub>2</sub>-Steuer zum EU ETS wie ein System von zwei kommunizierenden Röhren modelliert. Um eine Doppelbelastung zu vermeiden, wird der jeweilige CO<sub>2</sub>-Steuertarif mit dem jeweiligen Zertifikatspreis verrechnet, so dass sich ein gemeinsamer CO<sub>2</sub>-Mindestpreis ergibt.

<sup>23</sup> Europäische Maßnahmen, wie das EU ETS, bleiben auch bei der (nationalen) Ersatzsteuer unverändert und werden mit dieser verrechnet.

<sup>24</sup> Fälle, in denen Energieerzeugung und Energieverbrauch zusammenfließen (Eigenstromerzeugung) sind Sonderfälle, die auch als solche fiskalisch geführt und behandelt werden müssen. Der Umgang mit diesen Ausnahmefällen und Marktteilnehmern muss mit Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer politisch entschieden werden.

Tabelle 2: Vorschläge für eine CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland

Modell	Steuertyp	Dynamik	Geltungsbereich (Scope)	Integration	Auswirkungen auf Industrie	Interaktion mit EU ETS/ Grenzsteuerausgleich	Aufkommensverwendung
<b>CO<sub>2</sub>-Abgabe Verein</b>	Input	Gestuft (Überprüfung/Anpassung Anstiegspfad alle 5–10 Jahre)	Sektorenübergreifend (Strom/Wärme/Verkehr): <ul style="list-style-type: none"> <li>anfänglich 40 EUR/t CO<sub>2</sub></li> <li>schrittweise Erhöhung auf 80 EUR/t CO<sub>2</sub> (2031)</li> <li>bzw. 145 EUR/t CO<sub>2</sub> (2050)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ersatz-Steuer bzw. Ersatz-Abgabe</li> <li>Stromsteuer soll wegfallen oder bei Unterfinanzierung der Energiewende durch CO<sub>2</sub>-Bepreisung aus sozialen Gründen aussetzen</li> <li>Geringe und rasch zurückgehende EEG-Umlage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Ausnahmetatbestände für die Industrie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Einführung einer Importsteuer auf Strom über Grenzsteuerausgleich WTO konform ausgestaltbar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CO<sub>2</sub>-Abgabe (ohne Ausnahmen) soll Einnahmeverluste aus bisher bestehenden Umlagen und Steuern finanzieren</li> <li>Konkret: Summe aus EEG-Differenzkosten, Energiesteuern für Heizöl und Erdgas (Wärme), Stromsteuer und KWKG-Umlage (in Summe rund 35–38 Mrd. EUR/a bis 2026)</li> <li>Falls nicht alles ausreicht, könnte Stromsteuer ausgesetzt werden</li> </ul>
<b>Schultz projekt consult</b>	Input	Flat/ Gestuft (alternativ)	Sektorenübergreifend (Strom/Wärme/Verkehr): <ul style="list-style-type: none"> <li>Strom: 100 EUR/t CO<sub>2</sub> (Anrechnung der EU ETS-Preise; Rückerstattung der Differenz)</li> <li>100 EUR/t CO<sub>2</sub> (ggf. anfänglich 75 EUR/t CO<sub>2</sub>)</li> <li>200 EUR/t CO<sub>2</sub> (auf Kraftstoffe)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ersatz-Steuer</li> <li>Komplette Ausrichtung der Energiesteuern auf CO<sub>2</sub>-Komponente</li> <li>Stromsteuer wird abgeschafft/auf europäische Mindestvorgabe reduziert</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ähnliche Behandlung energieintensiver Industrie wie gehabt</li> <li>Sonderregelungen im Falle existenz-bedrohender Belastungen für die Industrie denkbar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bleibt unangetastet</li> <li>Differenzbetrag wird erstattet</li> <li>Keine Doppelbelastung</li> </ul>	Vorschlag zur Verwendung des Aufkommens: <ul style="list-style-type: none"> <li>31 Mrd. EUR/a Zuschuss an die gesetzliche Rentenversicherung</li> <li>10 Mrd. EUR/a Unterstützung Strukturwandel in Braunkohleregionen</li> <li>5 Mrd. EUR/a Unterstützung Modernisierung Stromnetze (Verteil- und Übertragungsnetze)</li> <li>10 Mrd. EUR/a Sonderabschreibungen bzw. Zuschüsse für energetische Gebäudesanierung im Bestand</li> <li>5 Mrd. EUR/a CO<sub>2</sub>-armer Umbau kommunaler Energieversorgung</li> <li>15 Mrd. EUR/a Aufstockung Erziehung, Bildung, Wissenschaft</li> <li>12,8 Mrd. EUR/a allgemeiner Haushaltspuffer, aus dem Bundeshaushalt soll auch die Entlastung für die energieintensive Industrie finanziert werden (Höhe k. A.)</li> </ul>
<b>Prof. Dr. Edenhofer (PIK/MCC) / Schmidt (RWI)</b>	Verbrauch	Gestuft	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sektorenübergreifender Mindestpreis (Wärme/ Strom/Verkehr) von 20 EUR/t CO<sub>2</sub> (2020), Anstieg auf 35 EUR/t CO<sub>2</sub></li> <li>Über 2030 hinaus entsprechend automatischer, koordinierter Anstieg</li> <li>CO<sub>2</sub>-Mindestpreis im EU ETS-Stromsektor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Energiesteuerreform (Brennstoffe Wärme &amp; Verkehr) soll den CO<sub>2</sub>-Mindestpreis verankern und den Stromsektor anpassen</li> <li>Wärme: Schmidt: bestehende Energiesteuern zugunsten CO<sub>2</sub>-Besteuerung abschaffen</li> <li>Verkehr: zunächst 20 EUR/t CO<sub>2</sub> OnTop (5,2ct/l Diesel; 4,6 ct/l Benzin), Edenhofer: Abschaffung von Diesel-Steuerprivileg (20 EUR/t CO<sub>2</sub> = 18ct/l)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Angaben</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mindestpreis im EU ETS angestrebt, ansonsten nationaler CO<sub>2</sub>-Mindestpreis</li> <li>Keine Grenzausgleichsmaßnahmen (Border Carbon Adjustments) vorgesehen, auch um die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Exportindustrie nicht zu gefährden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Steuerliche Mehreinnahmen sollen zur weitgehenden Reduzierung der Stromsteuer auf den europäischen Mindestsatz verwendet werden; auch da Stromsteuer keine klimapolitische Lenkungswirkung entfaltet</li> <li>Zusätzliche Mehreinnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Preisreform sollen zur Entlastung einkommensschwacher Haushalte genutzt werden</li> <li>Eine pauschale Pro-Kopf-Rückverteilung der zusätzlichen Einnahmen an die Bevölkerung könnte in Erwägung gezogen werden</li> <li>Zudem sollte geprüft werden, ob Mehreinnahmen dem regionalen Strukturwandel und neue Perspektiven für die wirtschaftliche Prosperität eröffnet werden könnten</li> </ul>
<b>FÖS/DNR</b>	Verbrauch	Flat/ Gestuft	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ausrichtung der Steuersätze im Wärme- und Verkehrssektor nach Energie- und CO<sub>2</sub>-Intensität</li> <li>Mittelfristige Erhöhung auf tatsächliches Niveau der externen Kosten in festgelegten Schritten</li> <li>Sektorenübergreifend (Strom/Wärme/Verkehr) anfänglich 30 EUR/t CO<sub>2</sub></li> <li>Im Stromsektor Einführung eines EU ETS-Mindestpreises/Anrechnung der CO<sub>2</sub>-Kosten im EU ETS-Bereich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CO<sub>2</sub>-Komponente in der Energiesteuer</li> <li>Ausrichtung der Steuersätze im Wärme- und Verkehrssektor nach Energie- und CO<sub>2</sub>-Intensität</li> <li>Dämpfende Wirkung auf EEG-Umlage über die Erhöhung der Großhandelspreise für Strom</li> <li>Zusätzlich Finanzierung über BesAR ODER/UND Absenkung der Stromsteuer mit den Einnahmen aus dem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis Strom</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alle aktuell bestehenden Ausnahmeregelungen gelten auch für die CO<sub>2</sub>-Bepreisung, insbesondere für die energieintensive Industrie</li> <li>Neue Ausnahmetatbestände sind für den Güterverkehr, der von der Maut betroffen ist, vorgesehen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Stromimporte müssen in Bepreisung miteinbezogen werden (Grenzsteuerausgleich)</li> <li>Anrechnung von EU ETS innerhalb Stromsektor zur Vermeidung von Doppelbelastungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rückverteilung aus dem Verkehrs- und Wärmesektor in Form eines „Energiewendebonus“ an Bevölkerung und Unternehmen (ähnlich der Ausschüttung der CO<sub>2</sub>-Lenkungsabgabe in der Schweiz)</li> <li>Haushalte bekommen vollständige Pro-Kopf-Rückerstattung von 120 EUR/a</li> <li>Unternehmen erhalten 2/3 ihrer Energiesteuerzahlung zurück; das restliche 1/3 wird in klimafreundliche Energiewendefrastruktur geleitet</li> <li>Aufkommen aus dem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis im Stromsektor könnten zur Absenkung der Stromsteuer oder zur Haushaltsfinanzierung der BesAR verwendet werden</li> </ul>
<b>BEE (Prognos/ Energy Brainpool)</b>	Verbrauch	Gestuft	<ul style="list-style-type: none"> <li>CO<sub>2</sub>-Steuer OnTop (Strom/Wärme)</li> <li>Strom: anfänglich 20 EUR/t CO<sub>2</sub> + EU ETS-Preis (bei positiven Börsenpreisen)</li> <li>Wärme: 75 EUR/t CO<sub>2</sub> bei negativen Börsenpreisen, schrittweise Anhebung möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>OnTop-Steuer</li> <li>Absenkung der Stromsteuer auf europäische Mindestvorgabe bzw. Umwandlung dieser in CO<sub>2</sub>-Steuer (Stromsektor)</li> <li>Dämpfende Wirkung auf EEG-Umlage (0,5 ct/kWh) über höhere Großhandelspreise für Strom</li> <li>Energiesteuern im Verkehrssektor bleiben bestehen</li> <li>k. A. zu Wärme</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alle aktuell bestehenden Ausnahmeregelungen gelten auch für die CO<sub>2</sub>-Bepreisung, insbesondere für die energieintensive Industrie</li> <li>Neue Ausnahmetatbestände sind für den Güterverkehr, der von der Maut betroffen ist, vorgesehen</li> <li>CO<sub>2</sub>-Preis im Wärmesektor nur für Wohngebäude</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Angaben</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vollständige Rückverteilung aus dem Wärmesektor an Bürger:innen und Unternehmen</li> <li>Als Einwohner ca. 42 EUR/Person/a oder</li> <li>Haushaltscheck ca. 83 EUR/Haushalt/a</li> <li>Zusatz: Rückvergütung könnte über Transfermodell erfolgen</li> </ul>
<b>Bürgerlobby Klimaschutz</b>	Verbrauch	Gestuft (kontinuierlicher Anstieg)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sektorenübergreifende Abgabe (Strom/Wärme/Verkehr) OnTop</li> <li>Anfänglich 20 EUR/t CO<sub>2</sub> (2018)</li> <li>Anhebung bis auf 40 EUR/t CO<sub>2</sub> (2020)</li> <li>Ab 2020 weiter ansteigend</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>OnTop-Steuer</li> <li>Absenkung der Stromsteuer</li> <li>Sinkende EEG-Umlage/Finanzierung der Umlage aus Bundeshaushalt</li> <li>Anpassung der CO<sub>2</sub>-Komponente in der Energiesteuer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Weitere Ausnahmeregelungen für Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb (CL-Schutz) stehen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ausnahmeregelungen im EU ETS werden sinngemäß übernommen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ausschüttung aller Einnahmen einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung in einem pro-Kopf gleichen Betrag an die Bürger als Klimadividende (ähnlich der Ausschüttung der CO<sub>2</sub>-Lenkungsabgabe in der Schweiz)</li> </ul>

#### 1.4 In dieser Studie gerechnete Modelle einer CO<sub>2</sub>-Steuer

In der vorliegenden Studie werden zwei grundsätzlich verschiedene Formen einer CO<sub>2</sub>-Steuer modelliert. Die Auswirkungen auf die Stromwirtschaft und die Entwicklung der Energiekosten sowie Emissionen der energieintensiven Industrien sollen dadurch deutlich werden. Sonderfälle, bei denen die Einführung der Steuer gestuft erfolgt oder die CO<sub>2</sub>-Steuer nicht auf alle CO<sub>2</sub>-Emissionen und nur auf bestimmte Sektoren erhoben wird, entfallen aus Gründen der Vereinfachung.

Die in dieser Studie gerechneten Modelle sind:

- Eine CO<sub>2</sub>-Ersatzsteuer, die als Inputbesteuerung eingeführt wird.
- Eine CO<sub>2</sub>-OnTop-Steuer, die als Verbrauchsbesteuerung eingeführt wird.

Im ersten Modell werden zwei verschiedene Tarife (50 und 100 Euro) gerechnet, wodurch sich insgesamt drei Szenarien für die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer ergeben (Tabelle 3).

Tabelle 3: CO<sub>2</sub>-Steuerszenarien der Studie

MODELLE	AUSGESTALTUNG
MODELL I Ersatzsteuer	<b>Szenario 1</b> Tarif: 50 €/t CO <sub>2</sub> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Integration: Ersatz für alle nationalen Steuern/Abgaben auf Energie. ETS wird für Anlagen über 20 MW<sub>th</sub> verrechnet.</li> <li>• Steuertyp: Input<sup>25</sup></li> <li>• Einführungsdynamik: flat (gestuft, wenn Szenario 2 berücksichtigt wird)</li> <li>• Scope: Alle Sektoren</li> </ul>
	<b>Szenario 2</b> Tarif: 100 €/t CO <sub>2</sub> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Integration: Ersatz für alle nationalen Steuern/Abgaben auf Energie. ETS wird für Anlagen über 20 MW<sub>th</sub> verrechnet.</li> <li>• Steuertyp: Input<sup>13</sup></li> <li>• Einführungsdynamik: flat (gestuft, wenn Szenario 1 berücksichtigt wird)</li> <li>• Scope: Alle Sektoren</li> </ul>
MODELL II OnTop-Steuer	<b>Szenario 3</b> Tarif: 50 €/t CO <sub>2</sub> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Integration: OnTop auf die nationalen Abgaben dazu. ETS wird für Anlagen über 20 MW<sub>th</sub> verrechnet.</li> <li>• Steuertyp: Verbrauch<sup>13</sup></li> <li>• Einführungsdynamik: flat</li> <li>• Scope: Alle Sektoren</li> </ul>

Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu ermöglichen, unterliegen alle Szenarien dem gleichen Scope. Da der Fokus in dieser Studie auf dem ETS-Bereich (Energiewirtschaft und Industrie) liegt, wird der Mobilitätssektor ausschließlich in den allgemeinen Berechnungen für alle Marktteilnehmer bzw. Verbraucher (siehe Kap. 3.1) berücksichtigt und entfällt auch wegen mangelnder Datengrundlage in der Modellierung der Energiekosten für die ausgewählten energieintensiven Industrien (Kap. 3.2). Um einen weitgehend haushaltsneutralen Ersatz für die Mineralölsteuer zu gewährleisten, wurde in den Übersichtsmodellen

aller Verbraucher ein Steuersatz von 200 Euro für den Mobilitätssektor gesetzt.

In Bezug auf die bestehenden Ausnahmeregelungen für energieintensive Unternehmen zu nationalen Umlagen und Abgaben (Spitzensteuerausgleich, Besondere Ausgleichsregelung (BesAr)) wurden diese für alle drei Szenarien übernommen. In den gerechneten Szenarien wurde aber dieser Industrieschutz in Form einer Reduzierung bis Befreiungen von der EEG-Umlage, Stromsteuer etc. nicht auf die Erhebung der CO<sub>2</sub>-Steuer erweitert. Im Fall der

Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer wären Ausnahmeregelungen für die Industrie politisch zu entscheiden.

In allen Modellen wurde der EU ETS-Zertifikatspreis berücksichtigt und in der vollen Höhe von der CO<sub>2</sub>-Steuer abgezogen. Auf diese Weise verbinden sich CO<sub>2</sub>-Steuer und Zertifikatspreis de facto zu einem kumulativen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis für Stromwirtschaft und energieintensive Industrien. Es findet also keine Doppelbelastung durch den europäischen Emissionshandel und eine nationale CO<sub>2</sub>-Steuer statt.

<sup>25</sup> Die Auswahl des Steuertyps ist für die Entwicklung der Kostenentwicklung der modellierten Marktteilnehmer (Abschnitt 3.2) nicht von Bedeutung. Input und Verbrauch können in den gerechneten Szenarien auch vertauscht werden und stehen der Vollständigkeit wegen in Tabelle 3. Die Entscheidung über Verbrauchssteuer oder Input-Steuer kommt hauptsächlich bei der Stromwirtschaft zum Tragen.

## 2 Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf die deutsche Stromwirtschaft

Die Effekte einer CO<sub>2</sub>-Steuer in der Stromwirtschaft ergeben sich aus zwei Stoßrichtungen. Zum einen beeinflusst die Steuer direkt die Merit-Order am Strommarkt, die sich aus den Grenzkosten der einzelnen Kraftwerkstypen ergibt, und ändert damit den Stromhandel. Zweitens, und gerade über die relative Kostenerhöhung fossiler Energieträger, begünstigt eine CO<sub>2</sub>-Steuer die Nachfrage und Bereitstellung von Strom aus CO<sub>2</sub>-neutralen bzw. CO<sub>2</sub>-armen Quellen. Die erwartete (angenommene) Zunahme an Strom aus erneuerbaren Energien wirkt mittelfristig den zu Beginn höheren Stromkosten an der Strombörse, die auf einen steigenden Market-Clearing-Price zurückzuführen sind, entgegen. (Für Datengrundlage und Methodik der Berechnungen, siehe Anhang 3).

### 2.1 Entwicklung der Stromgestehungskosten 2018–2035

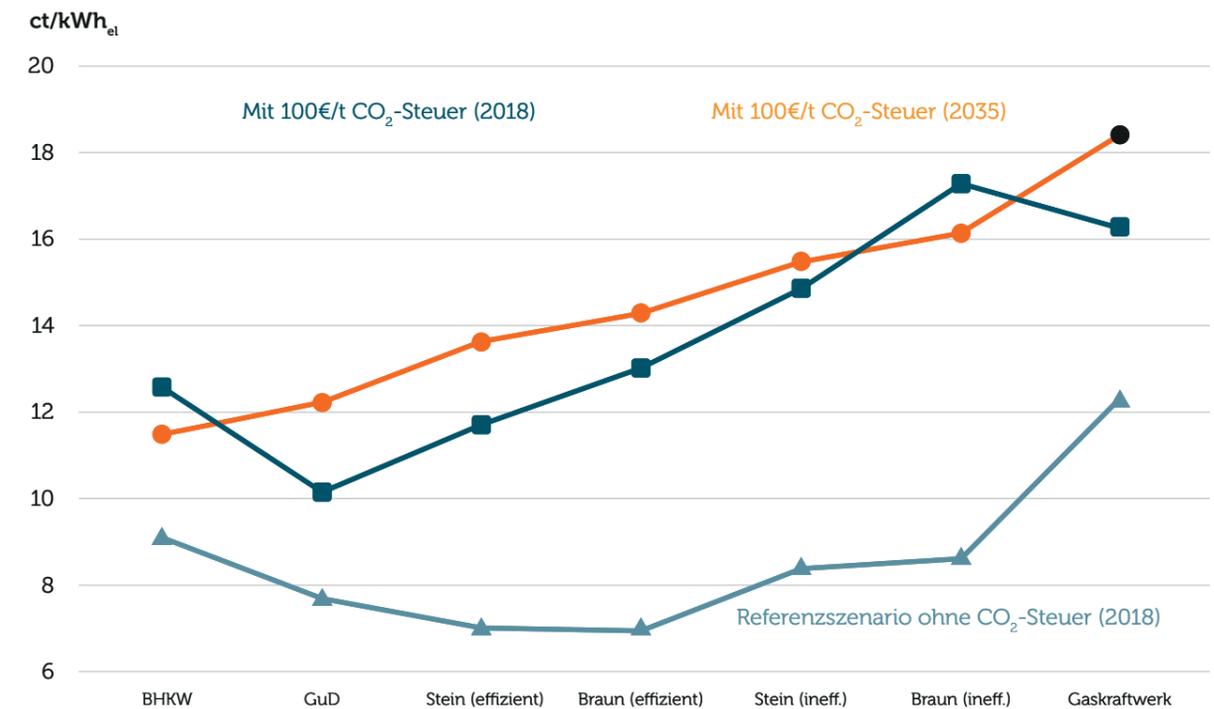
Die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer als Input-Variante, die über dem jeweiligen EU ETS-Zertifikatspreis liegt, führt zu entsprechend wachsenden Stromgestehungskosten. Die Stromgestehungskosten (engl. Levelized Cost of Electricity, LCOE) setzen sich aus den Kapitalkosten (inklusive Finanzierungskosten), fixen und variablen Brennstoffkosten, der angestrebten Kapitalverzinsung über den Betriebszeitraum und der CO<sub>2</sub>-Bepreisung zusammen (vgl. Anhang 3). Entsprechend der allgemeinen Klassifizierung einer CO<sub>2</sub>-Steuer (Kap. 1.4) führt die CO<sub>2</sub>-Steuer als Verbrauchsvariante nicht zur Erhöhung der Stromgestehungskosten. Das liegt daran, dass die Steuer nicht bereits bei den Energieproduzenten, sondern erst bei den Energieverbrauchern erhoben wird. Aus Sicht der Stromwirt-

schaft entspricht eine Verbrauchssteuer einem Szenario ohne CO<sub>2</sub>-Steuer, weshalb diese Steuer-Variante in den folgenden Modellen unberücksichtigt bleibt.

Nachfolgend werden<sup>26</sup> exemplarisch die Veränderungen der Stromgestehungskosten für sieben konventionelle Kraftwerkstypen bei einer CO<sub>2</sub>-Inputbesteuerung gezeigt.<sup>27</sup> Die verglichenen konventionellen Kraftwerkstypen sind Braun- und Steinkohle-Kraftwerke, jeweils in den Varianten effizient und ineffizient,<sup>28</sup> sowie exemplarisch drei Erdgaskraftwerkstypen (Gas- und Dampf-Kombikraftwerk, Blockheizkraftwerk, reines Gaskraftwerk). Eine Beschreibung der jeweiligen Kraftwerksparameter für das Ausgangs- und Endjahr der Betrachtung bieten Tabelle 4 (2018) und Tabelle 5 (2035). Erneuerbare Energien sind in der Modellierung nicht berücksichtigt, da auf sie keine CO<sub>2</sub>-Steuer erhoben wird und die Stromgestehungskosten identisch bleiben.<sup>29</sup>

Die Entwicklung der Stromgestehungskosten mit einer CO<sub>2</sub>-Steuer wird exemplarisch anhand einer Input-Steuer mit dem Tarif von 100 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> vorgenommen. Die modellierten Stromgestehungskosten der Kraftwerkstypen mit und ohne CO<sub>2</sub>-Steuer für die Jahre 2018 und 2035 werden in Abbildung 3 gezeigt.

Abbildung 3: Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke 2018 und 2035 mit 100 Euro CO<sub>2</sub>-Steuer



Quelle: eigene Darstellung

Schon im gerechneten Einführungsjahr der CO<sub>2</sub>-Steuer (2018) verändert sich die Reihenfolge zugunsten von Erdgas GuD-KW, gefolgt von Steinkohle (effizient), Erdgas BHKW und Braunkohle (effizient). Dann folgen Steinkohle ineffizient, Braunkohle ineffizient und das reine Gaskraftwerk. Die erneuerbaren Energien rangieren im Jahr 2018 somit im Bereich der Wettbewerbsfähigkeit ohne Subventionen. PV- und Windenergie-Anlagen würden je nach Anlagengröße die Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke erheblich unterschreiten.

Im Jahr 2035 verschiebt sich die Preistabelle. Die niedrigsten Stromgestehungskosten weist das Erdgas-BHKW aus, gefolgt von der GuD-Anlage, dann kommt die Steinkohle (effizient), an fünfter Stelle Braunkohle (effizient), an sechster Steinkohle (ineffizient) und an letzter Stelle liegt jetzt das herkömmliche Gaskraftwerk. Die erneuerbare Stromerzeugung ist weiterhin wettbewerbsfähig.

<sup>26</sup> Auf Grundlage von Daten des Fraunhofer ISE und des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz.

<sup>27</sup> Dank der dichteren, öffentlich zugänglichen Datengrundlage im Bereich der Stromwirtschaft konnte für den Vergleich der Stromgestehungskosten (Kap. 2.1), die Entwicklung der Grenzkosten (Kap. 2.2) und die Prognose der Merit-Order (Kap. 2.3) auf aktuellere Basisjahre (2017 und 2018) zurückgegriffen werden als später bei den Berechnungen für die energieintensiven Industrien, die mit dem Jahr 2015 beginnen.

<sup>28</sup> Um einen übersichtlichen Vergleich von Kohlekraftwerken zu ermöglichen, wird eine vereinfachende Unterscheidung in effiziente und ineffiziente Kohlekraftwerke vorgenommen. Die Unterscheidung ist vom Verfasser frei gewählt und begründet sich neben dem Baujahr hauptsächlich im elektrischen Wirkungsgrad der Kohlekraftwerke: ineffizient (Nettowirkungsgrad, el. <40 Prozent) und effizient (Nettowirkungsgrad, el. >40 Prozent). Aus Darstellungsgründen wurde auf eine differenziertere Unterscheidung von Braun- und Steinkohle in diesem Punkt verzichtet.

<sup>29</sup> Diese liegen 2018 zwischen 3,99 und 8,23 ct/kWh bei Onshore-Windenergie-Anlagen (spezifische Anlagenkosten von 1500 bis 2000 EUR/kW) und zwischen 3,71 und 11,54 ct/kWh bei PV-Anlagen (600 bis 1400 EUR/kWp), sie sind je nach Größe der Anlagen bereits erheblich kostengünstiger als die modellierten Kraftwerkstypen für 2018. Offshore-Windenergieanlagen (3100 bis 4700 EUR/kW) weisen mit knapp 7,49 bis 13,79 ct/kWh hingegen deutlich höhere Stromgestehungskosten als Onshore-Windenergie-Anlagen auf, da sie höhere Anlagen-, Installations-, Betriebs- und Finanzierungskosten haben. Offshore-Windanlagen würden daher von einer CO<sub>2</sub>-Besteuerung profitieren. Noch größere Vorteile durch eine CO<sub>2</sub>-Besteuerung haben Biogasanlagen (2000 bis 4000 EUR/kW) mit Stromgestehungskosten, die zwischen 10,14 ct/kWh (7000 Volllaststunden) und 14,74 ct/kWh (5000 Volllaststunden) liegen. Fraunhofer ISE, 2018: S. 4

Tabelle 4: Stromgestehungskosten Kraftwerke im Vergleich 2018 mit CO<sub>2</sub>-Steuer

2018	Einheit	Braunkohle		Steinkohle		Erdgas	Erdgas	reines
		Kraftwerk		Kraftwerk		GuD-KW	BHKW	Gaskraftwerk
		Effizient	Ineffizient	Effizient	Ineffizient			
Randbedingungen								
Investitionskosten	€/kW	1900		1650		950	1400	500
Brennstoffkosten	€/MW <sub>el</sub>	6,1		9,6		21,4	21,4	21,4
CO <sub>2</sub> -Zertifikate	(€/t CO <sub>2</sub> )	15						
CO <sub>2</sub> -Steuersatz	(€/t CO <sub>2</sub> )	100						
Nettoleistung	MW <sub>el</sub>	1000	1000	800	800	500	0,526	340
el. Nettowirkungsgrad	%	47	33	50	37	58	41	36
Volllaststunden	h/a	7.000	7.000	6.000	6.000	3.500	3.500	1.250
Brennstoff-Emissionsfaktor	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /GWh <sub>th</sub>	410	410	342	342	202	202	202
CO <sub>2</sub> -Kosten								
CO <sub>2</sub> -Kosten	ct/kWh <sub>el</sub>	7,41	10,56	5,81	7,86	2,99	4,19	4,77
Gestehungskosten								
Stromgestehungskosten	ct/kWh <sub>el</sub>	5,64	6,75	5,98	7,01	7,18	8,4	11,53
Stromgestehungskosten (inkl. CO <sub>2</sub> -Steuer)	ct/kWh <sub>el</sub>	13,05	17,31	11,79	14,87	10,17	12,59	16,30

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis<sup>30</sup> <sup>31</sup> <sup>32</sup> <sup>33</sup>Tabelle 5: Stromgestehungskosten Kraftwerke im Vergleich 2035 mit CO<sub>2</sub>-Steuer

2018	Einheit	Braunkohle		Steinkohle		Erdgas	Erdgas	reines
		Kraftwerk		Kraftwerk		GuD-KW	BHKW	Gaskraftwerk
		Effizient	Ineffizient	Effizient	Ineffizient			
Randbedingungen								
Investitionskosten	€/kW	1.600		1.300		800	1.500	400
Brennstoffkosten	€/MW <sub>el</sub>	7,4		15,2		33,8	33,8	33,8
CO <sub>2</sub> -Zertifikate	(€/t CO <sub>2</sub> )	42						
CO <sub>2</sub> -Steuersatz	(€/t CO <sub>2</sub> )	100						
Nettoleistung	MW <sub>el</sub>	1000	1000	800	800	500	0,526	340
el. Nettowirkungsgrad	%	50	42	54	45	62	43	38
Volllaststunden	h/a	3.800	3.800	3.200	3.200	2.500	2.500	1.250
Brennstoff-Emissionsfaktor	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /GWh <sub>th</sub>	410	410	342	342	202	202	202
CO <sub>2</sub> -Kosten								
CO <sub>2</sub> -Kosten	ct/kWh <sub>el</sub>	4,76	5,66	3,67	4,41	1,89	2,72	3,08
Gestehungskosten								
Stromgestehungskosten	ct/kWh <sub>el</sub>	9,55	10,49	9,98	11,06	10,36	8,8	15,35
Stromgestehungskosten (inkl. CO <sub>2</sub> -Steuer)	ct/kWh <sub>el</sub>	14,31	16,15	13,65	15,47	12,25	11,52	18,43

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis <sup>35</sup> <sup>36</sup> <sup>37</sup> <sup>38</sup><sup>30</sup> Investitionskosten, Brennstoffkosten: 50Hertz Energiewende Outlook 2035<sup>31</sup> Fraunhofer ISE, 2018<sup>32</sup> IHK Hannover, BHKW-Stromgestehungskostenrechner, 2016<sup>33</sup> DLR, 2017

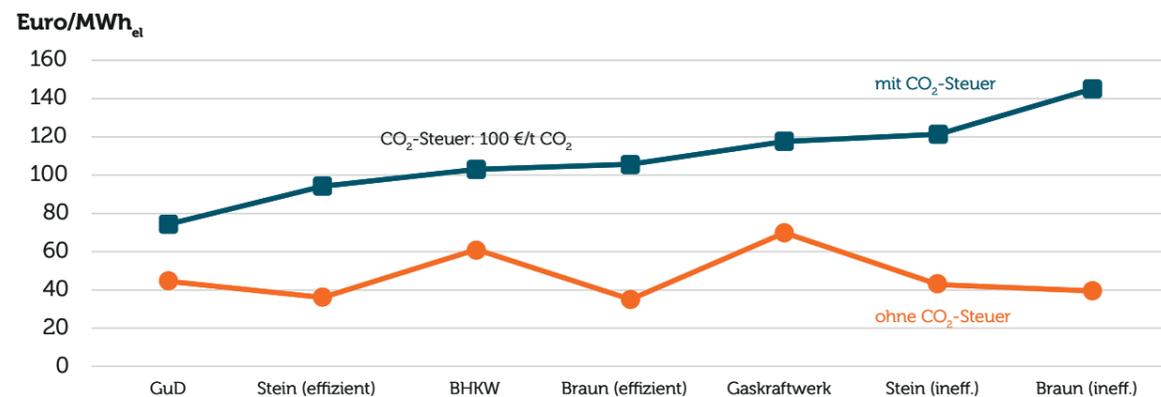
## 2.2 Entwicklung der Grenzkosten 2018–2035

Noch vor den Stromgestehungskosten sind es hauptsächlich die Grenzkosten, welche die wichtigste betriebswirtschaftliche Kenngröße für den Betreiber einer Stromerzeugungsanlage bilden. Die Grenzkosten bestimmen, ob ein Kraftwerk profitabel ist und entscheiden über die Einsatz-Reihenfolge bei der Nachfrage nach Kraftwerksleistung am Strommarkt (Merit-Order).

Im ersten Schritt werden hier die Grenzkosten für die Jahre 2018 und 2035 ohne CO<sub>2</sub>-Steuer betrachtet, woraufhin

im zweiten Schritt die Betrachtung mit CO<sub>2</sub>-Steuer folgt (Abbildung 4; Berechnungsgrundlagen im Anhang 4). Dabei handelt es sich, wie bei den Gestehungskosten, wieder exemplarisch um eine Input-Steuer mit 100 Euro Steuer-tarif. Die Ausgangslage ohne CO<sub>2</sub>-Steuer (blauer Graph) ist bekannt. Effiziente Braunkohlekraftwerke haben die niedrigsten Grenzkosten, gefolgt von effizienter Steinkohle, ineffizienter Braunkohle und ineffizienter Steinkohle. Erst danach folgen GuD und Erdgas-BHKW. Das Schlusslicht bildet das herkömmliche Gaskraftwerk.

Abbildung 4: Grenzkosten konventioneller Kraftwerke im Jahr 2018 mit und ohne 100 Euro CO<sub>2</sub>-Steuer

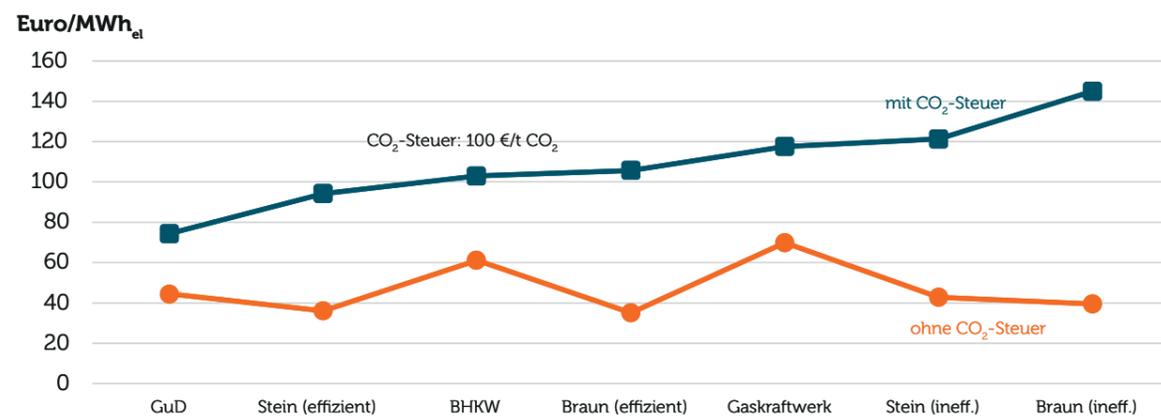


Quelle: eigene Darstellung

Bei einem Steuersatz von 100 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> ergibt sich eine grundlegend andere Reihenfolge (orangener Graph). An der Spitze steht das Erdgas-GuD mit den niedrigsten Grenzkosten, gefolgt von effizienten Steinkohlekraftwerken, BHKW, dann folgt Braunkohle (effizient), danach das Gaskraftwerk und schließlich Steinkohle (effizient) und Braunkohle (effizient).

In der folgenden Abbildung 5 wird die gleiche Gegenüberstellung für das Jahr 2035 vorgenommen. Hier zeigt sich, dass bei eingeführter CO<sub>2</sub>-Steuer das GuD-Kraftwerk die niedrigsten und umgekehrt das reine Gaskraftwerk die höchsten Grenzkosten aufweist.

Abbildung 5: Grenzkosten konventioneller Kraftwerke im Jahr 2035 mit und ohne 100 Euro CO<sub>2</sub>-Steuer



Quelle: eigene Darstellung

Die grundlegende Erkenntnis dieser Berechnungen ist, dass es durch eine CO<sub>2</sub>-Steuer sowohl bei den Stromgestehungskosten als auch bei den Grenzkosten zu einer deutlichen Verschiebung der Reihenfolge am Strommarkt zugunsten CO<sub>2</sub>-armer Erzeugungsanlagen kommt. Die Übergänge der Reihenfolge wurden hier anhand des 100-Euro-Steuerszenarios gezeigt. Die erneuerbare Stromerzeugung ist auch ohne Subventionen von Anfang an wettbewerbsfähig, was unter anderem bedeutet, dass die EEG-Umlage selbst für den Betrieb alter EEG-Anlagen nicht mehr oder so gut wie nicht mehr erhoben werden bräuchte.

## 2.3 Merit-Order und Börsenpreise

Die Berechnungen zeigen wenig überraschend, dass eine CO<sub>2</sub>-Steuer für die Akteure der Stromwirtschaft erhebliche Preiseffekte mit sich bringt. Für die Stromverbraucher – einschließlich der Industrie – spielen die daraus resultierenden Strombörsenpreise die entscheidende Rolle.

Die Merit-Order (engl. Reihenfolge der Leistung/des Verdienstes) bezeichnet, wie oben erwähnt, in der Energiewirtschaft die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke auf einem Stromhandelsplatz. Die Merit-Order orientiert sich an den niedrigsten Grenzkosten bzw. den Kosten, die bei einem Kraftwerk für die letzte produzierte Megawattstunde anfallen. Die Merit-Order ist dabei unabhängig von den festen Kosten einer Stromerzeugungstechnologie.

Die fortlaufend preisgünstigsten Kraftwerke am Stromhandelsplatz werden als erstes zur Einspeisung der Nachfrage zugeschaltet, in der weiteren Abfolge werden so lange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten hinzugenommen, bis die Nachfrage gedeckt ist. Das letzte Kraftwerksangebot mit den teuersten Grenzkosten, welches einen Zuschlag erhält, ist das sogenannte Grenzkraftwerk und definiert damit den Börsenpreis in Form des sogenannten Market-Clearing-Price (MCP) bzw. Markträumungspreises für alle eingesetzten Kraftwerke. Obwohl günstigere Kraftwerksbetreiber das Grenzkraftwerk in unterschiedlicher Höhe unterboten haben, bekommen sie dennoch alle denselben Preis für ihre Einspeisung ausgezahlt. Dieser Preisbildungsmechanismus wird als uniform pricing<sup>34</sup> bezeichnet. Kraftwerke, die in der Lage sind, einen wesentlich niedrigeren Preis als den des Grenzkraftwerkes anzubieten, können somit einen Überschuss einfahren. Diese Marge, der sogenannte Deckungsbeitrag, gleicht

die eigenen Fixkosten (z. B. Investitions- und Kapitalkosten) aus.

### 2.3.1 Merit-Order-Effekt (MOE)

Die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien weisen nahezu keine variablen und produktionsabhängigen Anteile aus und liegen mit ihren Grenzkosten bei nahezu Null. Durch die wachsende Einspeisung der erneuerbaren Energien und die damit dauerhaft sinkenden durchschnittlichen Grenzkosten wird die herkömmliche Kraftwerksreihenfolge innerhalb der Merit-Order verschoben. Dieses Phänomen wird als Merit-Order-Effekt (MOE) der erneuerbaren Energien bezeichnet. Der Merit-Order-Effekt wirkt sich insbesondere kurzfristig auf die Großhandelspreise am Spotmarkt aus, da die volatilen erneuerbaren Energien aufgrund Wetter- und Tageszeit nur temporär ihre Leistung in vollem Umfang anbieten können. Die Residuallast – der verbleibende Strombedarf, den die erneuerbaren Energien nicht decken können – bedarf weiterhin des Ausgleichs durch konventionelle Kraftwerke. Längerfristig vollziehen sich jedoch Anpassungsprozesse der Kraftwerkskapazitäten durch Stilllegungen oder Neubauten und eine elastischere Stromnachfrage.

Die Höhe des künftigen Merit-Order-Effektes ist schwer zu beziffern. Die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Besteuerung würde die Grenzkosten konventioneller Kraftwerke noch weiter ansteigen lassen und sich somit indirekt auf den Merit-Order-Effekt auswirken. Mit steigendem Angebot der erneuerbaren Energien (und evtl. der emissionsärmeren Gaskraftwerke) würde in einem CO<sub>2</sub>-Steuerregime der Market-Clearing-Preis sukzessive unter die Grenzkosten konventioneller Kraftwerke rutschen. Jedoch könnte ein CO<sub>2</sub>-Steuerregime (abhängig von der Steuerbelastung) bei einem nicht ausreichend vorhandenen Erneuerbare-Energien-Angebot mittelfristig zu ansteigenden beziehungsweise hohen Großhandelspreisen führen. Im Hinblick auf ansteigende Deckungsbeträge der erneuerbaren Energien würde sich kurz- bis mittelfristig der Anreiz, in diese zu investieren, noch erheblich verstärken und langfristig zu sinkenden Großhandelspreisen führen. Dieser Effekt würde sich durch eine Etablierung von kosteneffizienten Stromspeichern erhöhen, die insbesondere zeitversetzt dann einspeisen, wenn höhere Preise zu erzielen sind. Dennoch verbleiben auch ohne zeitversetzte Einspeisungen Anreize in die Investition von erneuerbaren Energien, unter anderem, da sich gegenwärtig das Inst-

<sup>34</sup> Das Uniform Pricing-Prinzip gilt an der Leipziger Strombörse EEX, an dieser wird Strom für ganz Deutschland, Österreich und Frankreich gehandelt.

ument von Power Purchase Agreements (PPA)<sup>35</sup> für aus dem EEG ausscheidende Erneuerbare-Energien-Anlagen etabliert. Ob neue Marktmechanismen oder Marktanzreizprogramme für Stromspeicher zur dauerhaften Absicherung der Residuallast etabliert werden müssen und wie die Leistungen diesbezüglich entsprechend vergütet werden, wird sich zeigen.

**2.3.2 Börsenpreis und Endkundenpreis für Strom**

Die Strombörse, in Deutschland vor allem die EEX in Leipzig, verkauft kurzfristige Produkte in engen Zeitfenstern (Millisekunden, Sekunden, Minuten, Stunden usw.) an Kunden. Wer längerfristige Preissicherheit will, schließt Termingeschäfte ab, die teilweise über mehrere Jahre feste Preise garantieren. Die Börse handelt auch Spezialprodukte, wie z. B. Flexibilitätsprodukte für den teilweise sehr volatilen Strommarkt. Die EEX setzt ein Vielfaches des Strombedarfs als Handelsvolumen um. Das bedeutet im Umkehrschluss, dass Spekulationen mit Strommengen und Strompreisen wie sonst auch an herkömmlichen Börsen die Tagespreise mit beeinflussen. Diese Geschäfte tätigen im Wesentlichen Broker oder andere Handelsstrukturen, sowohl auf eigene Rechnung als auch im Auftrag von Kunden.

Ebenso bedeutend für das Handelsvolumen ist der Handel Over the Counter (OTC). Hier wird ohne Einschaltung der Börse direkt gekauft und verkauft. Auf der Anbieterseite sind es Kraftwerksbetreiber, die alle über eigene Handelsorganisationen verfügen, und Großhändler. Auf der Endkundenseite sind es Großunternehmen, oft mit mehreren Standorten, besonders natürlich energieintensive Unternehmen, aber auch Stadtwerke mit nur geringer oder gar keiner Eigenerzeugung. Hier gilt die Regel: Je höher die verkaufte Strommenge, umso geringer der spezifische Preis. Es gibt große energieintensive Unternehmen, die ganze Kraftwerksleistungen für mehrere Jahre beziehen. Diese langfristig ausgehandelten Preise haben mit den gehandelten Preisen an der Börse nur noch wenig zu tun und die Kosten für eine Megawattstunde an der EEX dienen bestenfalls dem Vergleich.

Einen Sonderfall bilden die erneuerbaren Energien. Wenn ein Erzeuger von Windstrom die gesetzlich über 20 Jahre garantierte Vergütung erhalten möchte, dann muss er seinen Strom beim Übertragungsnetzbetreiber einspeisen, der ihn an der Börse weiterverkauft. Die Höhe der Vergütung ließ sich in der Vergangenheit an der Differenz

zwischen den Gestehungskosten konventionellen Stroms und denen der Erneuerbaren bemessen. Diese Regelung wurde mehrfach durch marktnähere Regelungen abgelöst, zuletzt durch Ausschreibungen.

Börsenpreis und Endkundenpreis liegen somit für viele Verbraucher weit auseinander. Großunternehmen und die energieintensiven Industrien erwerben Strom wegen der hohen Abnahmemengen besonders günstig. Sie profitieren zum Teil von gesetzlichen Ausnahmeregelungen. Abhängig von der Energieintensität sind für sie die EEG-Umlage und die Stromsteuer reduziert oder sie entfallen. Diese staatlichen Abgaben werden mit dem bestehenden System auf die übrigen Stromkunden umgelegt. Der private Haushaltskunde zahlt dagegen den höchsten spezifischen Strompreis, da Privatkunden neben Stromsteuer und EEG-Umlage auch höhere Netzentgelte bezahlen, da sie ihren Strom nicht direkt vom Hochspannungsnetz beziehen können.

Die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer betrifft abhängig vom Szenario und den eventuellen Ausnahmeregelungen erst einmal alle Verbraucher. Im Folgenden wird die Entwicklung der Merit-Order am Strommarkt für den Jahresdurchschnitt mit und ohne CO<sub>2</sub>-Steuer modelliert (Berechnungsgrundlagen in Anhang 5). Die Merit-Order mit und ohne CO<sub>2</sub>-Steuer wird außerdem für einen Sommertag mit hohem und einen Wintertag mit niedrigem Anteil (Dunkelflaute) an regenerativen Energien berechnet (diese werden auch in Anhang 5 dargestellt).

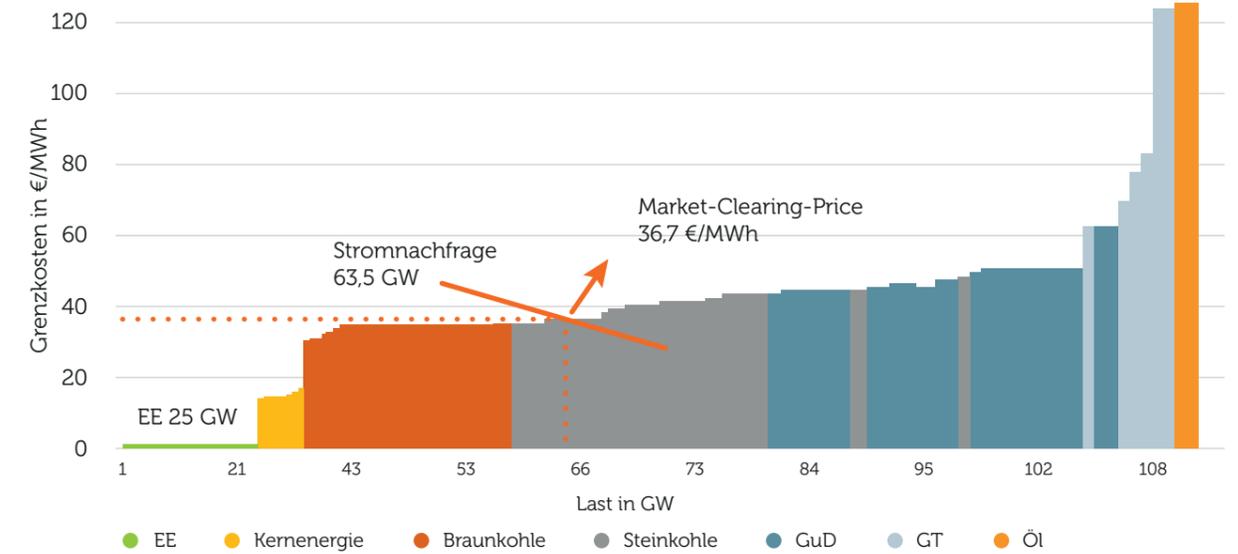
**2.3.3 Merit-Order 2017: verschiedene Szenarien**

Die Merit-Order<sup>36</sup> des Jahres 2017 ohne CO<sub>2</sub>-Steuer weist im Jahresdurchschnitt einen Market-Clearing-Price von 36,7 Euro/MWh auf. Die Stromnachfrage von im Jahresdurchschnitt 63,5 GW wurde durch die erneuerbaren Energien mit 25 GW bestritten. Kernenergie, Braunkohle und Steinkohle hatten einen gemeinsamen Anteil von 38,5 GW (Abbildung 6).

<sup>35</sup> Power Purchase Agreement (PPA) oder auf Deutsch „Stromkaufvereinbarung“ ist ein oft langfristiger Stromliefervertrag, meist zwischen einem Stromproduzenten und einem Stromabnehmer (Stromverbraucher oder Stromhändler). Im PPA werden alle Konditionen (Umfang der zu liefernden Strommenge, die ausgehandelten Preise, die bilanzielle Abwicklung und Strafen bei Nichteinhaltung des Vertrags) geregelt. Da es sich um einen bilateralen Vertrag handelt, kann ein PPA viele Formen annehmen und auf die Vertragspartner abgestimmt werden. Stromlieferungen können physisch oder bilanziell erfolgen. Da mit PPAs Marktpreisrisiken reduziert werden können, finden sie insbesondere bei großen Stromverbrauchern sowie bei geplanten großen Investitionen in den Aufbau oder Weiterbetrieb von Anlagen der EE Anwendung.

<sup>36</sup> Eine Erläuterung der Methodik und der Datengrundlage zur Berechnung der Merit-Order befindet sich in Anhang 5.

Abbildung 6: Merit-Order ohne CO<sub>2</sub>-Steuer (2017)

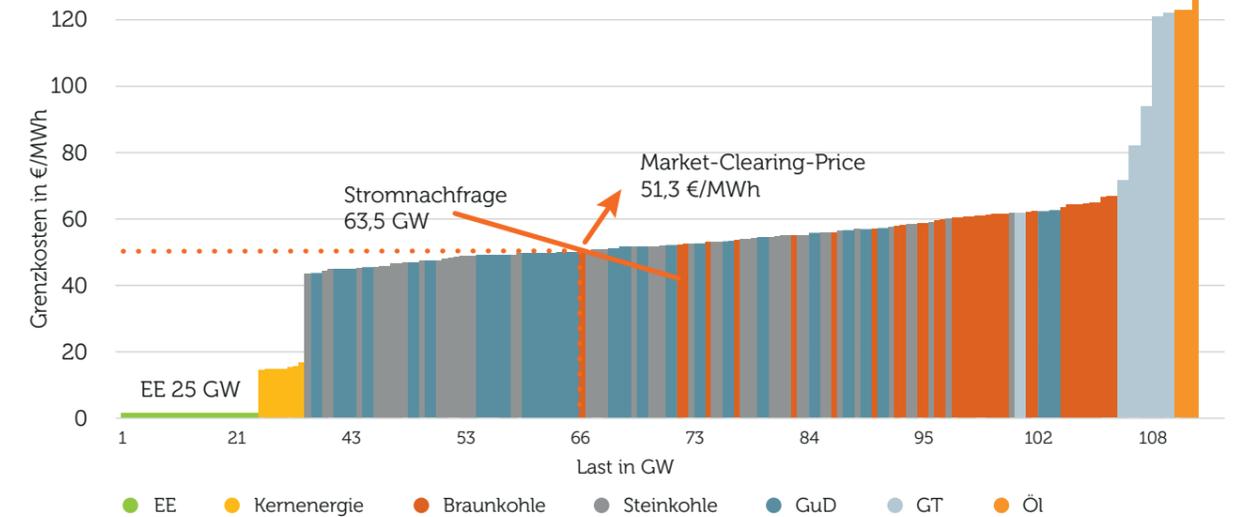


Quelle: eigene Berechnungen

In den beiden folgenden Abbildungen werden sowohl die Auswirkung eines CO<sub>2</sub>-Steuersatzes von 50 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> (Abbildung 7) sowie ein Tarif von 100 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> (Abbildung 8) auf die Merit-Order gerechnet. Es ist zu erkennen, dass der niedrigere Steuertarif in einen Market-

Clearing-Price von 51,3 Euro/MWh mündet. Der Differenzbetrag von 14,60 Euro zum MCP ohne CO<sub>2</sub>-Steuer ist auf die höheren Grenzkosten der konventionellen Kraftwerke zurückzuführen.

Abbildung 7: Merit-Order (2017) mit Steuersatz von 50 Euro

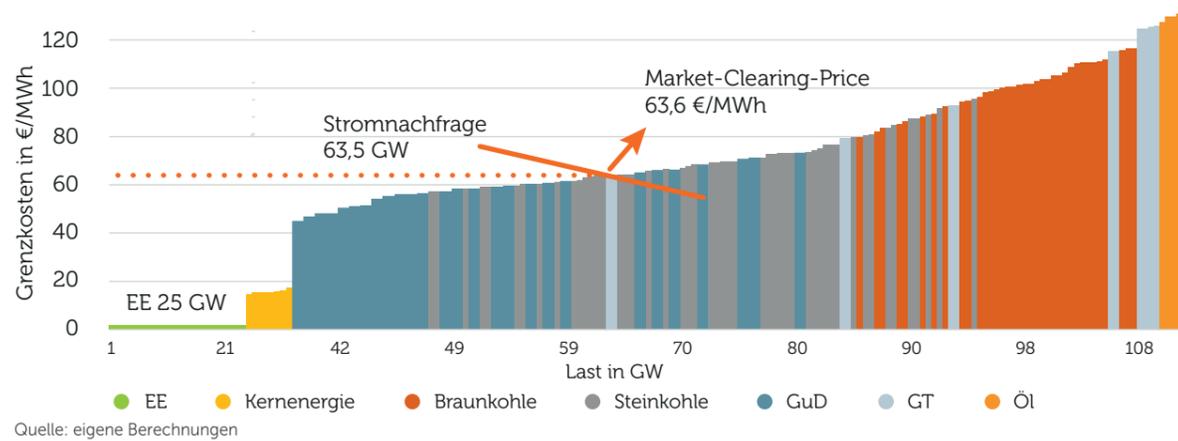


Quelle: eigene Berechnungen

Ein CO<sub>2</sub>-Steuermodell mit 100 EUR/t CO<sub>2</sub> für das Jahr 2017 (Abbildung 8) würde zu einem Anstieg des Market-Clearing-Price auf 63,60 Euro/MWh führen. Der Differenzbetrag von 26,90 Euro im Vergleich zum Market-Clearing-Price ohne CO<sub>2</sub>-Steuer (von 36,70 Euro/MWh)

ist auf die gestiegenen Grenzkosten der konventionellen Kraftwerke zurückzuführen. Die Braunkohle wird gänzlich durch GuD- und effiziente Steinkohlekraftwerke aus der Merit-Order geschoben.

Abbildung 8: Merit-Order (2017) mit Steuersatz von 100 Euro



Quelle: eigene Berechnungen

**2.3.4 Merit-Order 2025 und 2035: verschiedene Szenarien**

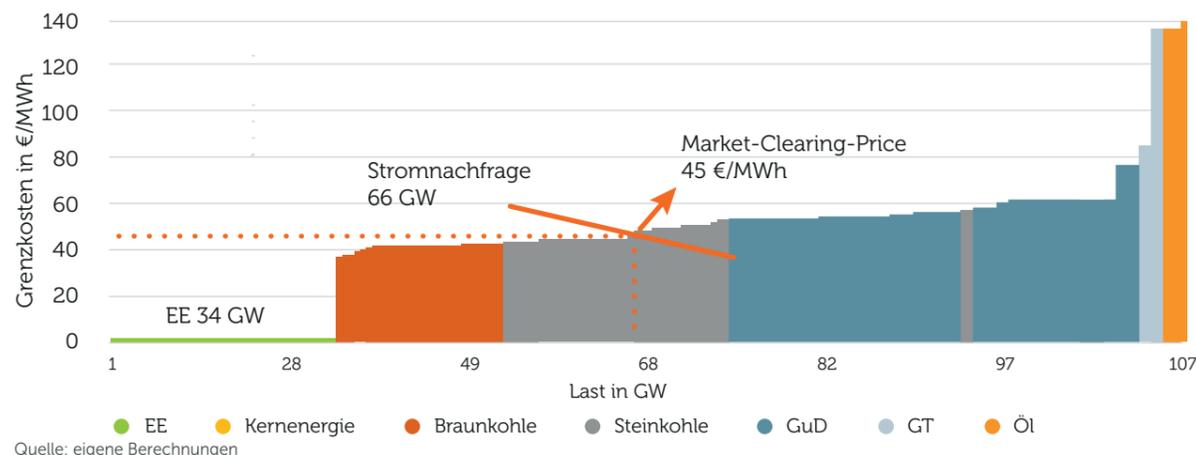
An dieser Stelle wird die Entwicklung der Merit-Order für die Jahre 2025 sowie 2035 gerechnet. Dadurch sollen die Zehnjahressprünge (2015/17, 2025, 2035), welche das zeitliche Gerüst für die Berechnungen bei den energieintensiven Industrien (Kap. 3.2.2) bilden, auch in der Betrachtung der Stromwirtschaft berücksichtigt werden. Die Abbildungen 9 und 12 repräsentieren die Merit-Order ohne CO<sub>2</sub>-Steuer, mit einem MCP von 45 Euro (2025) bzw. 70,20 Euro (2035) je MWh. (Angaben zu den Quellen und Berechnungsgrundlagen für das Jahr 2025 und 2035 gibt es in Anhang 5.)

Bei einer CO<sub>2</sub>-Input-Besteuerung von 50 Euro (Abbildung 10) und einer Stromnachfrage von 66 GW<sup>37</sup> wird sich ein MCP von 58 Euro/MWh 2025 ergeben. Die erneuerbaren Energien würden mit 34 GW die Hauptlast der Stromnachfrage herausbilden, gefolgt von Braun- und

Steinkohlekraftwerken in alternierender Reihenfolge und abschließend den flexiblen GuD-Kraftwerken. Da für das Jahr 2025 ein durchschnittlicher EU ETS-Preis von 23 Euro angenommen wird, der bei der CO<sub>2</sub>-Besteuerung Berücksichtigung findet, würde die CO<sub>2</sub>-Steuerlast effektiv 27 Euro betragen.

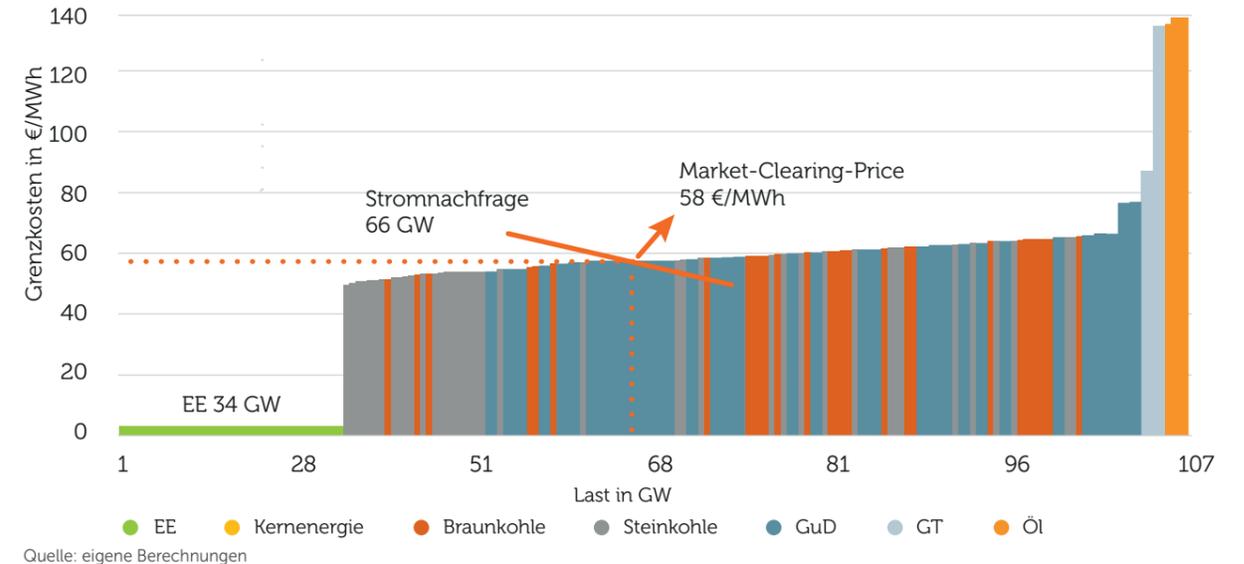
Eine CO<sub>2</sub>-Input-Besteuerung von 100 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> (Abbildung 11) würde bei einer identischen Stromnachfrage von 66 GW zu einem MCP von 69 Euro/MWh 2025 führen. Dieser liegt somit elf Euro über dem MCP des 50-Euro-Szenarios. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich bei Anrechnung des prognostizierten EU ETS-Preises von 23 EUR die Belastung für die Kraftwerksbetreiber im Vergleich zur 50-Euro-Höhe von 27 auf 77 EUR erhöhen würde. Entsprechend würden nach den 34 GW der erneuerbaren Energien die restlichen 32 GW nahezu ganz durch GuD-Kraftwerke und nur vereinzelt durch effiziente Steinkohlekraftwerke ergänzt.

Abbildung 9: Merit-Order des Jahres (2025) ohne CO<sub>2</sub>-Steuer



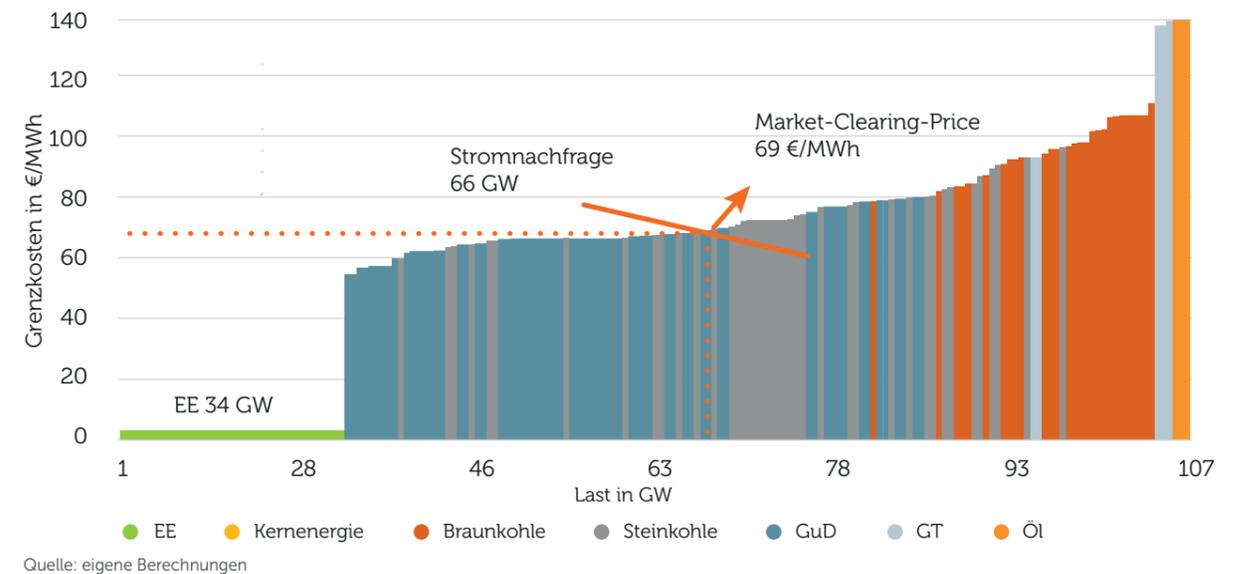
Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 10: Merit-Order (2025) mit 50-Euro-Ersatz-CO<sub>2</sub>-Steuer



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 11: Merit-Order (2025) mit 100-Euro-Ersatz-CO<sub>2</sub>-Steuer

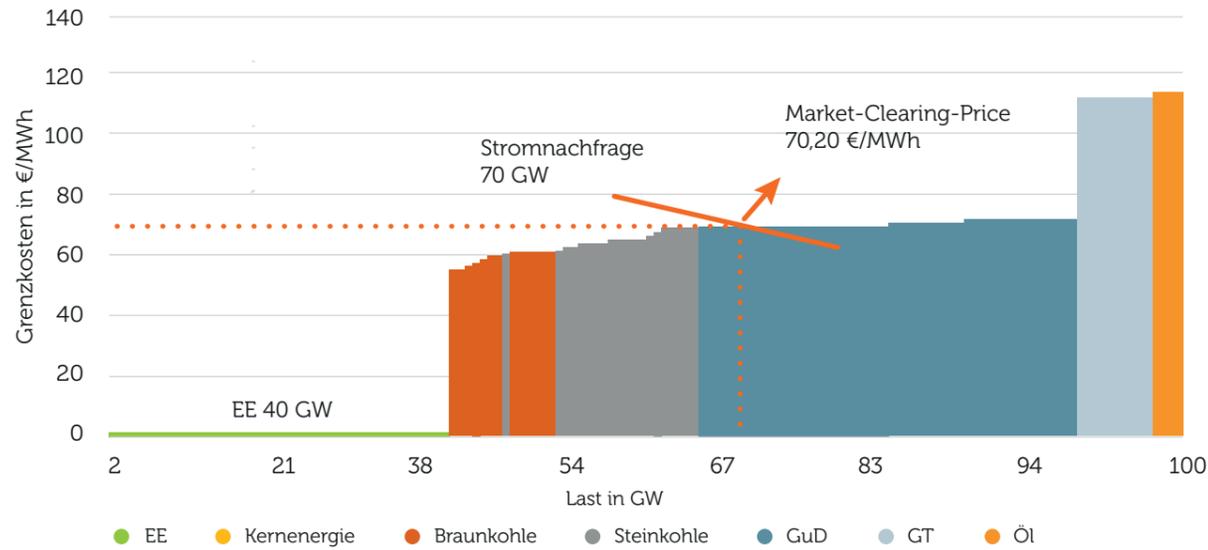


Quelle: eigene Berechnungen

Abschließend folgt die Berechnung der Merit-Order im Jahr 2035 mit einer CO<sub>2</sub>-Steuer, einer veränderten Stromnachfrage und einer gewandelten Kraftwerkslandschaft. Die Empfehlungen der KWSB für den deutschen Kohleausstieg bis 2030 (Steinkohle) und 2035 bzw. 2038 (Braunkohle) werden bei der Prognose der Merit-Order 2035 nicht an dieser Stelle, sondern im Kapitel 2.3.5 berücksichtigt. Erneut werden auch hier die Entwicklungen ohne CO<sub>2</sub>-Steuer, mit 50-Euro-CO<sub>2</sub>-Steuertarif und mit 100-Euro-CO<sub>2</sub>-Steuertarif gerechnet. Ohne Steuer beträgt der MCP 70,20 Euro je MWh (Abbildung 12).

<sup>37</sup> Stromnachfrage auf Grundlage des Szenarios „Technologiemix-80“ der DENA-LEITSTUDIE prognostiziert. Vgl. Anhang 6

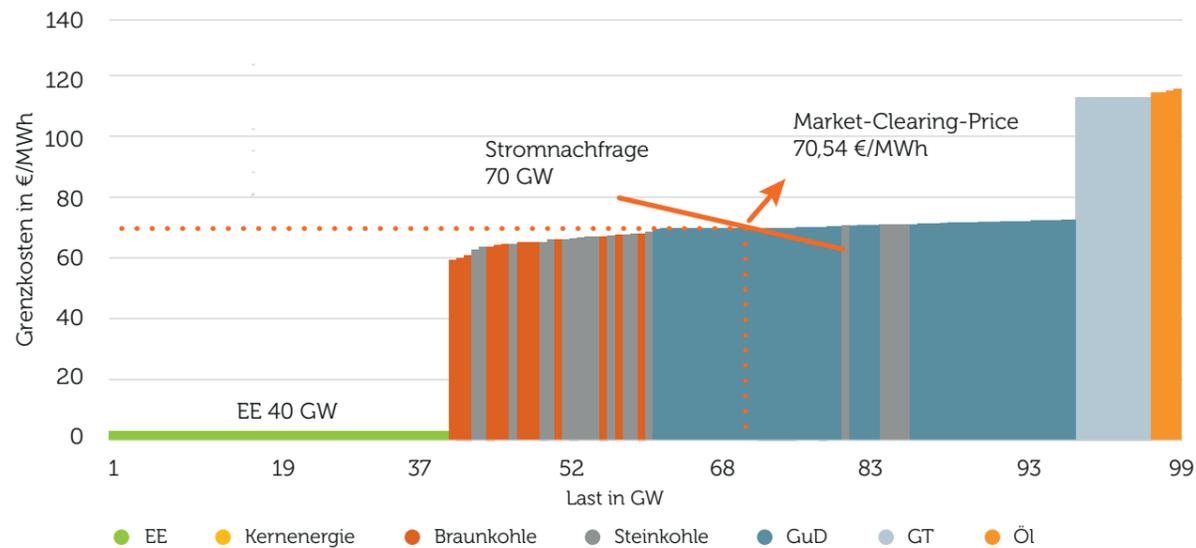
Abbildung 12: Merit-Order (2035) ohne CO<sub>2</sub>-Steuer



Quelle: eigene Berechnungen

Bei einer Stromnachfrage von 70 GW<sup>38</sup> würde sich unter Einbezug einer CO<sub>2</sub>-Input-Besteuerung von 50 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> ein Market-Clearing-Price von 70,54 Euro/MWh bilden. Da für das Jahr 2035 ein EU ETS-Preis von 42 Euro angenommen wird, der auf die CO<sub>2</sub>-Besteuerung angerechnet wird, würde die CO<sub>2</sub>-Steuerbelastung effektiv acht Euro betragen (Abbildung 13).

Abbildung 13: Merit-Order (2035) mit 50-Euro-Ersatz-CO<sub>2</sub>-Steuer

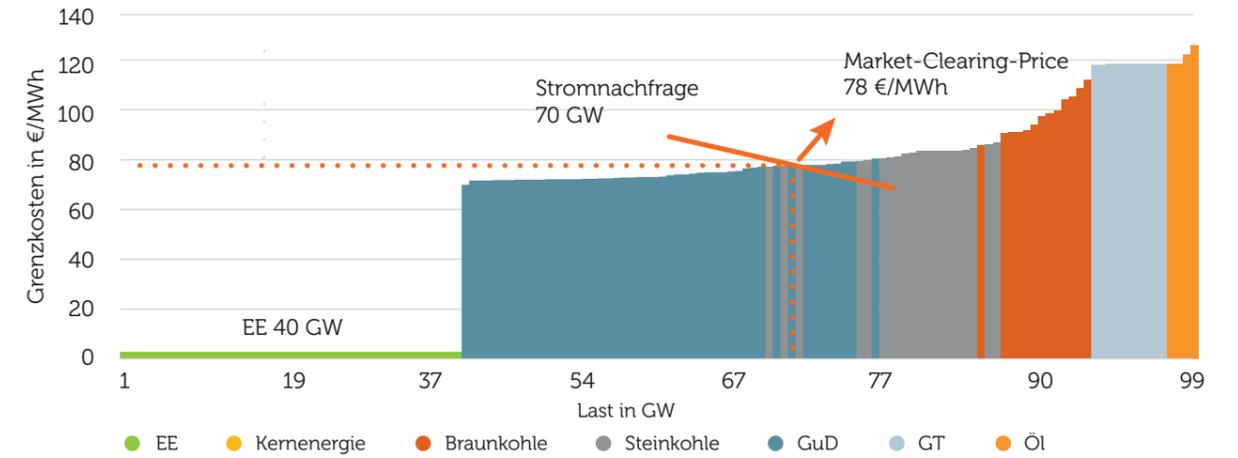


Quelle: eigene Berechnungen

Die Merit-Order bei einer CO<sub>2</sub>-Input-Besteuerung von 100 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> führt zu einem Market-Clearing-Price 2035 von 78 Euro/MWh. Im Anschluss an die 40 GW an erneuerbaren Energien würden sich die restlichen 30 GW Stromnachfrage nahezu vollständig aus GuD-Kraft-

werken und nur vereinzelt aus effizienten Steinkohlekraftwerken speisen (Abbildung 14).

Abbildung 14: Merit-Order (2035) mit 100-Euro-Ersatz-CO<sub>2</sub>-Steuer



Quelle: eigene Berechnungen

**2.3.5 Merit-Order 2025 und 2035: KWSB-Szenario**

Neben den vorausgegangenen Modellierungen der Merit Order unter Berücksichtigung einer CO<sub>2</sub>-Besteuerung wurden zwei weitere Szenarien auf Grundlage des Abschlussberichtes der „Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) untersucht. Diese umfassen jeweils den von der KWSB vorgezeichneten Kohleausstiegspfad ohne und mit CO<sub>2</sub>-Besteuerung (100 EUR/t CO<sub>2</sub>).

Kraftwerkslandschaft kontinuierlich auf die flexiblen GuD-Kraftwerke, welche 2035 mit einer installierten Leistung um 75 GW den Kraftwerkspark dominieren werden. Im Falle des KWSB-Szenarios ohne CO<sub>2</sub>-Besteuerung verbleiben ausgewählte Braun- und Steinkohlekraftwerke in der Merit-Order. Dies könnten ggf., je nach Ausgestaltung des Kohleausstieges, bis 2038 am Netz verbleiben.

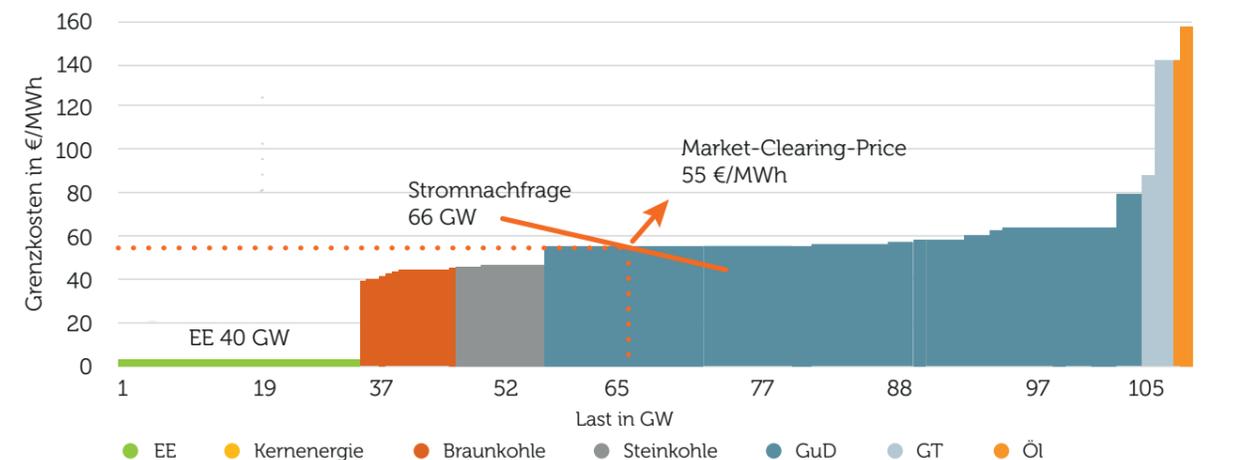
Die Merit-Order 2017 weist noch einen hohen Anteil der fossilen Energieträger (83 GW installierte Leistung) im Vergleich mit den erneuerbaren Energieanlagen (21 GW) aus.

Beim KWSB-Kohleausstiegs-Szenario unter Berücksichtigung einer 100-Euro-CO<sub>2</sub>-Steuer hingegen würden GuD die Braun- und Steinkohlekraftwerke aus der Merit-Order heraus drängen, womit diese voraussichtlich bereits früher vom Netz gehen würden.

In beiden KWSB-Szenarien steigt die berechnete installierte Leistung an erneuerbaren Energien erst auf 34 GW (Jahr 2025) und schließlich auf 40 GW (Jahr 2035). In beiden Szenarien konzentriert sich der fossile Teil der

Der Market-Clearing-Price steigt in beiden Szenarien an, wobei der Anstieg im CO<sub>2</sub>-Steuer-Szenario um fast zehn Euro höher ausfällt (Abbildungen 15 bis 18).

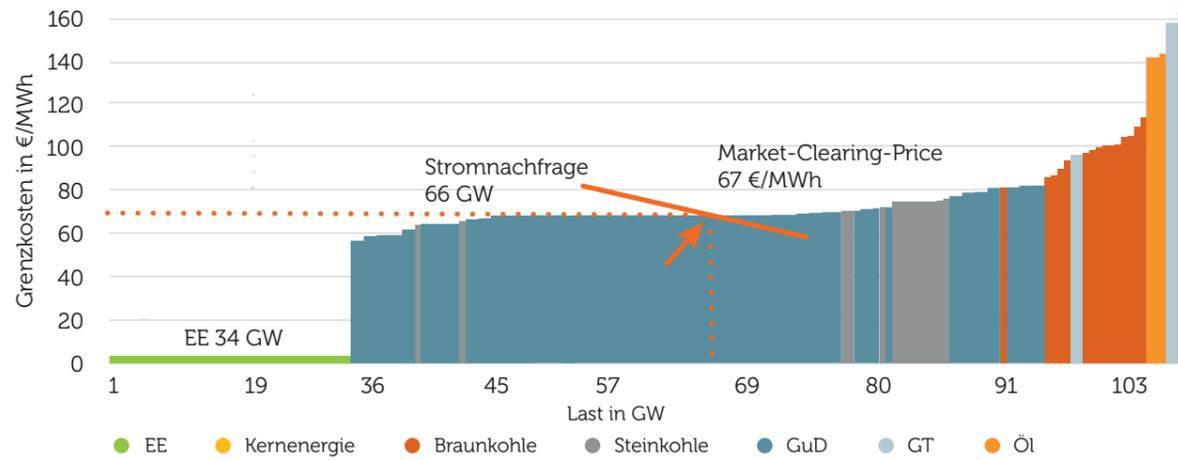
Abbildung 15: Merit-Order (2025) inkl. KWSB-Ausstiegspfad ohne CO<sub>2</sub>-Steuer



Quelle: eigene Berechnungen

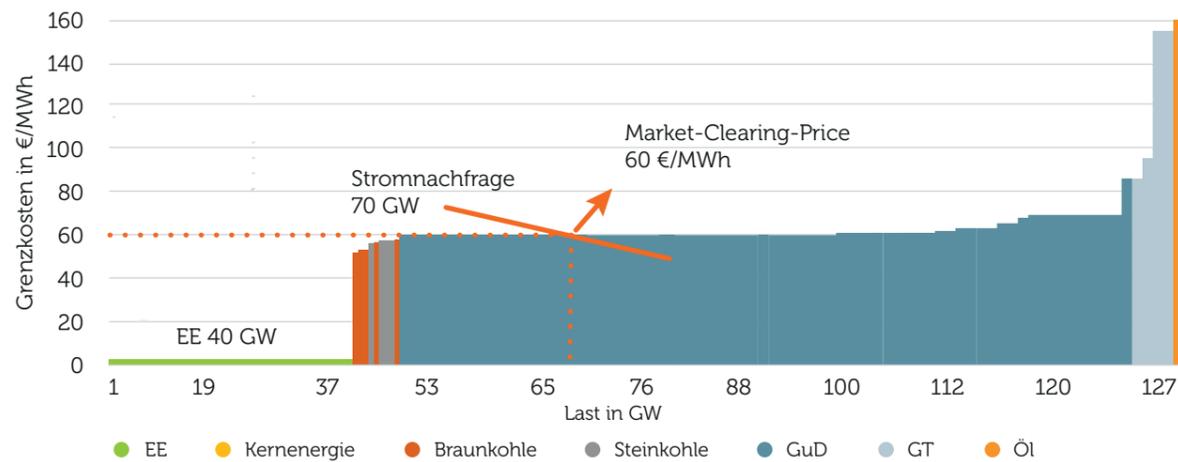
<sup>38</sup> Stromnachfrage auf Grundlage des Szenarios „Technologiemix-80“ der DENA-LEITSTUDIE prognostiziert. Vgl. Anhang 5

Abbildung 16: Merit-Order (2025) mit 100-Euro-Ersatz-CO<sub>2</sub>-Steuer inkl. KWSB-Ausstiegspfad



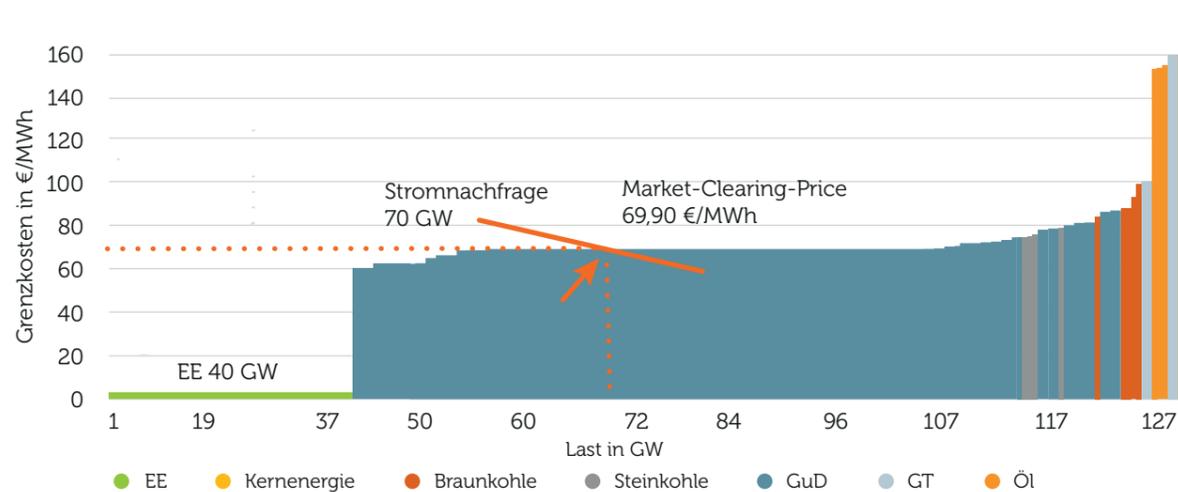
Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 17: Merit-Order (2035) inkl. KWSB-Ausstiegspfad ohne CO<sub>2</sub>-Steuer



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 18: Merit-Order: (2035) 100-Euro-Ersatz-CO<sub>2</sub>-Steuer inkl. KWSB-Ausstiegspfad



Quelle: eigene Berechnungen

2.4 Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Stromerzeugung

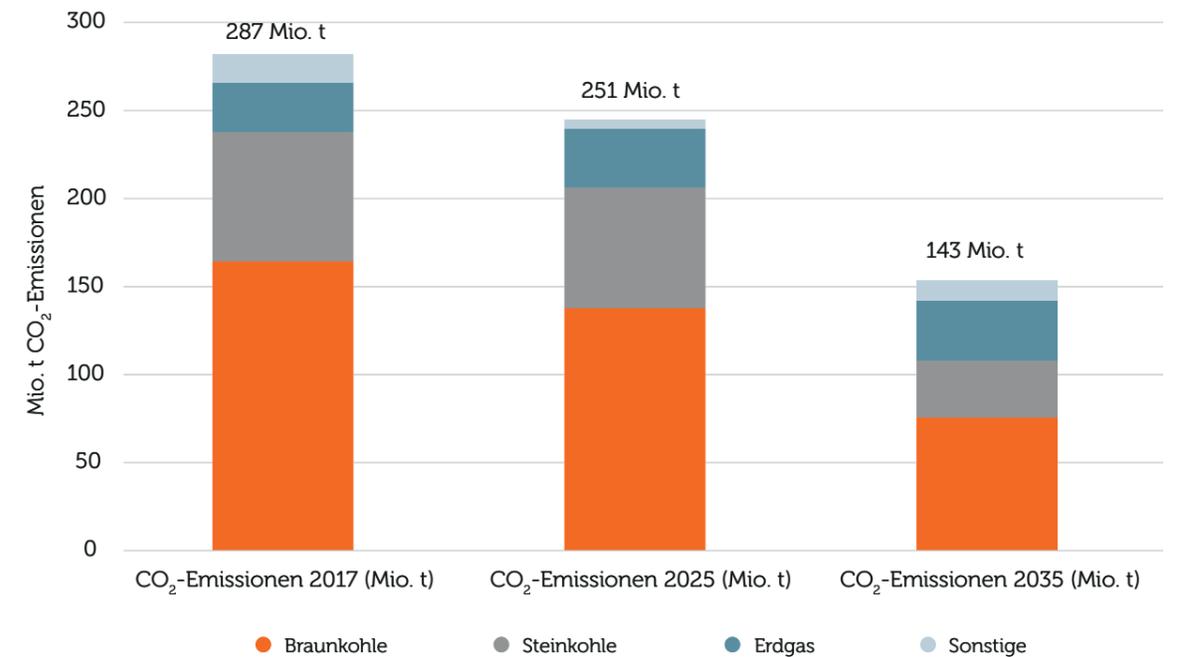
Die CO<sub>2</sub>-Intensität je Kilowattstunde verbrauchten Stroms ist in Deutschland während der vergangenen Jahre kontinuierlich gesunken. Verursachte eine Kilowattstunde Strom im Jahr 2016 noch durchschnittlich 523 Gramm CO<sub>2</sub>, geht das Umweltbundesamt auf der Grundlage von Daten für 2017 von 486 Gramm aus. Schätzungen für 2018 prognostizierten 474 Gramm.<sup>39</sup>

Die Ursachen für den Rückgang sind zum einen der gestiegene Anteil an erneuerbaren Energien im Strommix und zum anderen die verbesserten elektrischen Wirkungsgrade der neu ans Netz gehenden fossilen Kraftwerke, die meist auf Erdgas als Primärenergieträger setzen und eine relativ niedrige CO<sub>2</sub>-Fracht aufweisen. Dadurch konnte die Stromwirtschaft, im Gegensatz zum Verkehrssektor oder Landwirtschaftssektor, die THG-Reduktionsziele in den letzten Jahren erfüllen. Dennoch sieht der Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung eine Halbierung

der Treibhausgasemissionen bis 2030 vor, das entspricht etwa 180 bis 188 Mio. t CO<sub>2</sub> gegenüber 2014.<sup>40</sup>

Ausgehend von Eigenberechnungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromwirtschaft von 287 Mio. t CO<sub>2</sub><sup>41</sup> für 2017, wurden die CO<sub>2</sub>-Reduktionen in der Stromerzeugung für 2025 und 2035 modelliert. Bis 2025 werden sich die Emissionen um 36 Mio. t CO<sub>2</sub> auf 249 Mio. t CO<sub>2</sub> reduzieren. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass der Anteil von CO<sub>2</sub>-intensiven Kraftwerken zugunsten von erneuerbaren Energien und CO<sub>2</sub>-ärmeren GuD-Kraftwerken zurückgehen wird.<sup>42</sup> Der Anteil erneuerbarer Energien im Stromsektor wächst bis 2025 auf prognostizierte 50 Prozent und bis 2035 auf 65 Prozent an. Zur Absicherung der Residuallast werden vornehmlich erdgasbasierte GuD- und BHKW-Kraftwerke eingesetzt. Dadurch werden CO<sub>2</sub>-Emissionen konventioneller Kraftwerke in Jahr 2025 um 12 Prozent und im Jahr 2035 um 50 Prozent gegenüber 2017 reduziert (Abbildung 19).

Abbildung 19: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung<sup>43</sup>



Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Strompreisanalyse Januar 2019 vom BDEW

<sup>39</sup> UBA (2), 04.2019

<sup>40</sup> UBA, 2017

<sup>41</sup> Vgl. UBA (4), 2018, dt. Stromerzeugung 2017 wird mit 285 Mio. t/CO<sub>2</sub> prognostiziert. Statista, 2019, dt. Stromerzeugung 2017 wird mit 284 Mio. t/CO<sub>2</sub> beziffert

<sup>42</sup> Die Annahmen hinsichtlich Stromerzeugung und installierter Leistung verschiedener Energieträger wurden, neben eigenen Annahmen, vor allem unter Berücksichtigung der DENA-Leitstudie getroffen: Dena (Hrsg.), 2018. Demnach werden Braun- und Steinkohlekraftwerke mit über vierzig Betriebsjahren sukzessive stillgelegt, wodurch sich die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke und Steinkohlekraftwerke um 17 Prozent gegenüber 2017 reduzieren wird.

<sup>43</sup> Die Umsetzung der Empfehlungen der KWSB für den deutschen Kohleausstieg ist in dieser Übersicht noch nicht berücksichtigt.

## 2.5 Zwischenfazit: Auswirkung einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf die Stromwirtschaft

### 2.5.1 Konventionelle Kraftwerke

Die Berechnungen haben gezeigt, dass infolge einer CO<sub>2</sub>-Besteuerung die Gestehungskosten für alle Anbieter fossil erzeugten Stroms ansteigen. Das gilt vor allem für den Einsatz von Braunkohle. Abgesehen von den Kosten für Emissionen haben Braunkohlekraftwerke relativ niedrige Gestehungskosten, wodurch sie trotz CO<sub>2</sub>-Preis einen Preispuffer zu den anderen fossilen Kraftwerken haben. Im Jahr 2035 werden voraussichtlich nur noch effiziente Braunkohlekraftwerke am Netz sein. (Es bleibt abzuwarten, wie die Empfehlungen der KWSB von der Bundesregierung umgesetzt werden.) Volllastbetrieb wird es dann aber nicht mehr geben und/oder der Strom wird nicht zwangsläufig über die Strombörse abgewickelt.

Ähnliches gilt für die Steinkohlekraftwerke. Abhängig von der Umsetzung der KWSB-Empfehlungen bzw. den gewählten Ausstiegspfaden, werden moderne Steinkohlekraftwerke in der deutschen Stromversorgung noch bis 2035 vereinzelt am Netz bleiben.

Unter den fossilen Primärenergieträgern ist in einem verstärkten CO<sub>2</sub>-Regime Erdgas der Gewinner der Energiewende. In der vorliegenden Betrachtung wird angenommen, dass außer Betrieb genommene Gaskraftwerke vorübergehend wieder reaktiviert werden und mittelfristig zugunsten von Investitionen in effizientere GuDs und Erdgas-BHKWs abgelöst werden. Heizöl verschwindet in den Modellierungen vom Wärmemarkt und wird durch Erdgasanwendungen unter Einbeziehung erneuerbarer Energien ersetzt. Da auch Erdgas durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung später unter Druck geraten wird, werden Investitionen in die Entwicklung und Vermarktung CO<sub>2</sub>-freier Gase angereizt. Das inländische Potenzial erneuerbarer Gase<sup>44</sup> wird von Ecofys<sup>45</sup> auf bis zu 414 TWh/a bis 2050 beziffert.<sup>46</sup> 214 TWh entsprechen dabei der unteren Potenzialgrenze an inländisch erzeugten, erneuerbaren Gasen, die mit hoher Wahrscheinlichkeit zur Verfügung stehen. Das Potenzial von P2G<sup>47</sup> umfasst ein Spektrum von 74 bis 164 TWh/a, je nach Überschussstromszenario.<sup>48</sup> 24 TWh entfallen auf synthetisches Gas, das durch Überschussstrom produziert werden soll und 50 bis 140 TWh sollen durch den EE-Zubau erzeugt werden.

### 2.5.2 Erneuerbare Energien

Wegen der Veränderung der Relationen der Gestehungskosten zwischen fossilen und erneuerbaren Energien bedarf es in unseren Modellierungen keiner weiteren Subvention der Erneuerbaren-Erzeugungsanlagen. Die EEG-Umlage läuft de facto ins Leere und muss nicht erhoben werden, da sich die Erneuerbare-Energie-Anlagen selbstständig über den Markt tragen. Ab dem Jahr 2021 gehen viele alte EEG-Anlagen vom Netz, auch da das Repowering von Altanlagen nicht überall wirtschaftlich ist. Wirtschaftliche Windenergieanlagen werden möglicherweise über Power Purchase Agreements (PPA) eine Renaissance erleben. PPA dürften darüber hinaus vermehrt die Grundlage für neue Anlagen in der Zukunft bilden.

Die erneuerbaren Energien finanzieren sich somit vollständig am Markt. Der Wettbewerb wird durch die höchste Kosteneffizienz und die besten Standorte bestimmt. Jedoch würde mit dem Rückgang fossiler grundlastfähiger Kohlekraftwerkskapazitäten und dem Aufwuchs der EE zugleich der Bedarf an Residuallastkapazitäten ansteigen, die sich ggf. neben dem Markt refinanzieren müssten. Ob sich hinreichende Anreize zur Neuinvestition in Gaskraftwerke und Speicher zur Absicherung der Stromversorgung durch eine CO<sub>2</sub>-Steuer eigenständig bilden, bleibt offen. Darüber hinaus müsste die Gleichbehandlung von importiertem mit inländisch-produziertem Strom gewährleistet werden, um den Anreiz zur Neuinvestition in Gaskraftwerke und Speicher zur Absicherung der Versorgung zu sichern.

### 2.5.3 Ein Level Playing Field des Stromhandels

Wettbewerbsverzerrungen können entstehen, sofern importierter Strom, der mittels fossiler Energieträger produziert wird, nicht in der nationalen CO<sub>2</sub>-Besteuerung berücksichtigt wird. Zumindest im Falle der höheren Besteuerung von 100 EUR/t CO<sub>2</sub> besteht die Gefahr des unerwünschten Nebeneffekts der Verlagerung von Emissionen im europäischen Binnenmarkt und eines Wechsels der Rolle Deutschlands vom Stromexporteur zum Nettostromimporteur, wenn kein Level Playing Field hinsichtlich der Gleichbehandlung von importiertem und inländisch produziertem Strom hergestellt wird.

Um solchen Effekten vorzubeugen sowie den Anreiz zur Neuinvestition in Gaskraftwerke und Speicher durch eine CO<sub>2</sub>-Steuer abzusichern, müsste der inländische mit dem ausländischen Strom wettbewerbsmäßig gleichgestellt werden. Es ist somit bei der Einführung einer nationalen

CO<sub>2</sub>-Steuer prinzipiell notwendig, den Importstrom über eine Form von Grenzsteuerausgleich<sup>49</sup> analog zu seiner CO<sub>2</sub>-Intensität oder diese in gleicher Weise wie den in Deutschland erzeugten Strom zu besteuern.

Grenzausgleichende Maßnahmen zur Kompensation einhergehender Wettbewerbsnachteile durch eine CO<sub>2</sub>-Besteuerung müssten sowohl mit den rechtlichen Vorgaben der Welthandelsorganisation (WTO) als auch dem Klimarechtsregime in Einklang stehen. Grundsätzlich ist, nach Auffassung einer Reihe von Gutachten zu dem Thema, ein Grenzsteuerausgleich in Form von Energiesteuern beziehungsweise CO<sub>2</sub>-Steuern WTO-konform ausgestaltbar.<sup>50</sup> Da Grenzsteuerausgleiche in keiner Norm ausdrücklich oder verpflichtend geregelt sind, bestehen aber abweichende Auffassungen zu der Auslegung des Welthandels- und Klimarechts. So ist die Zulässigkeit von Klimaschutzmotivierten unilateralen Grenzmaßnahmen besonders unter Berücksichtigung des Klimarechtsregimes kompliziert und widersprüchlich, weshalb es einer näheren Betrachtung je nach der konkreten Ausgestaltung des Grenzsteuerausgleichs bedarf.

Ein Grenzsteuerausgleich würde die Stromkennzeichnung über Herkunftsnachweise – wie sie für Grünstrom bereits bestehen – für Importstrom erforderlich machen. Alternativ oder bei fehlenden Herkunftsnachweisen ließe sich eine pauschale Besteuerung nach der durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Fracht des europäischen Strommixes ohne Deutschland vornehmen. In diesem Zusammenhang wäre auch zu klären, wie mit Importstrom aus Ländern umgegangen wird, die ebenfalls CO<sub>2</sub>-Mindestpreise für Strom vorschreiben.<sup>51</sup>

Schließlich gilt die Aussage hinsichtlich des Grenzsteuerausgleichs auch für einen von der KWSB vorgezeichneten Kohleausstiegspfad. Denn ohne Grenzsteuerausgleich dürfte die Gefahr ansteigen, dass sich Wettbewerbsnachteile für die deutsche Stromwirtschaft herausbilden, die sich anhand eines andauernden Investitionsattentismus manifestieren.

### 2.5.4 CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die Berechnungsergebnisse aus der Modellierung einer CO<sub>2</sub>-Input-Steuer in der Höhe von 100 EUR/t CO<sub>2</sub> in den vorangegangenen Abschnitten zeigen, dass die nationalen Klimaschutzziele im Stromsektor – auch ohne einen Kohleausstieg nach KWSB-Szenario – mittels einer CO<sub>2</sub>-Steuer in Höhe von 100 EUR/t CO<sub>2</sub> zu erreichen wären. Nur sehr wenige effiziente Steinkohlekraftwerkskapazitäten verbleiben 2035 vereinzelt am Markt. Hingegen zeigen die Modellierungen von 50 EUR/t CO<sub>2</sub> zwar Verdrängungseffekte ineffizienter Braun- und Steinkohlekraftwerke zugunsten CO<sub>2</sub>-ärmerer Kraftwerkskapazitäten, jedoch verbleiben weiterhin effiziente Braun- und Steinkohlekraftwerke am Markt. So weist denn eine CO<sub>2</sub>-Steuer in Höhe von 50 EUR/t CO<sub>2</sub> eine wesentlich geringere Lenkungswirkung gegenüber der doppelt so hoch liegenden CO<sub>2</sub>-Steuer mit 100 EUR/t CO<sub>2</sub> aus. Eine 50 EUR/t CO<sub>2</sub>-Besteuerung ohne ordnungsrechtlichen Kohleausstieg würde daher die KWSB-Emissionsminderungsziele verfehlen. Hingegen dürfte eine 100 EUR/t CO<sub>2</sub>-Besteuerung auch marktgetrieben die Ziele der Emissionsminderung, die Grundlage für die Empfehlungen der KWSB sind, erreichen dürfen.<sup>52</sup>

<sup>44</sup> Als erneuerbare Gase werden Biogase und synthetisch hergestellte Gase (e-Gase) bezeichnet.

<sup>45</sup> Ecofys, 2018

<sup>46</sup> Je nach Menge der Biogasproduktion und der installierten P2G-Anlagen kann das Potenzial sich erheblich unterscheiden.

<sup>47</sup> e-Gase werden durch den Einsatz von erneuerbarem Strom in Power-to-Gas-Anlagen erzeugt. In einem ersten Schritt wird Wasserstoff gewonnen und anschließend – sofern erforderlich – wird durch Veredelung mit Kohlenstoff synthetisches Methan hergestellt.

<sup>48</sup> Vgl. Ecofys: 7

<sup>49</sup> Das Instrument des Grenzsteuerausgleichs (eng. border tax adjustment (BTA) bzw. border carbon adjustment (BCA)) sieht vor, importierte Waren mit einer der inländischen Steuer gleichwertigen Steuer zu belegen. Auf einheimisch produzierte Waren wird die Steuer bei der Ausfuhr erstattet.

<sup>50</sup> Vgl. Wissenschaftlicher Dienst des Bundestages, 2018. Kern der Betrachtung bilden die Vorschriften des Allgemeinen Zoll- und Handelsabkommens oder GATT (General Agreement on Tariffs and Trade, dt. Allgemeines Zoll- und Handelsabkommen, 1994). Eine Schlüsselposition nehmen dabei auf der Importseite Art. II in Verbindung mit Art. III GATT sowie das Übereinkommen über Subventionen und Ausgleichsmaßnahmen ein: EUR-Lex, 1994.

<sup>51</sup> Der gemeinsame EU-Wirtschaftsraum garantiert die Freizügigkeit von Waren (Art. 28 AEUV) und untersagt die Erhebung von Steuern oder Abgaben auf importierte Waren, ausgenommen die Mehrwertsteuer. Daher bedarf es einer differenzierten europarechtlichen Einordnung. Technisch ist die Importsteuer vom Übertragungsnetzbetreiber zu erheben und von diesem an den Fiskus weiterzuleiten. Wettbewerbsrechtlich ist ein solcher Grenzsteuerausgleich zulässig, wenn der importierte Strom den in Deutschland erzeugten Strom nicht benachteiligt.

<sup>52</sup> Es ist davon auszugehen, dass unter einer 100 EUR/t CO<sub>2</sub>-Besteuerung auch effiziente Steinkohlekraftwerke nicht mehr kostendeckend arbeiten können, da diese bei nur phasenweisem Betrieb (etwa Wintermonate) nicht auf die benötigten Volllaststunden kommen.

# 3

## Auswirkung einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf die energieintensiven Industrien

Die Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf verschiedene Marktteilnehmer werden in den folgenden Abschnitten behandelt. Insbesondere werden sechs ausgewählte energieintensive Industrien fokussiert. Hierbei werden jeweils die drei vorgestellten Steuerszenarien gerechnet.

### 3.1 Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft

Es stellt sich die Frage, wie sich die Energiekosten für Strom und Wärme sowie Emissionen bei verschiedenen CO<sub>2</sub>-Szenarien für Privathaushalte, KMU/Gewerbe, Industrie (Teilprivilegierung) und energieintensive Industrien insgesamt (maximale Privilegierung) entwickeln. In diesem Schritt (Kapitel 3.1) werden die Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf die Gesamtwirtschaft bzw. alle Verbraucher abgeschätzt (Datenblätter 3.1.3 – 3.1.5). Weitere Angaben zu den Grundlagen und Rahmenbedingungen des Modells stehen in Anhang 6.

#### 3.1.1 Status Quo der Stromkosten

##### Haushalte

Zu Beginn des Jahres 2019 betrug der durchschnittliche Haushaltsstrompreis 30,2 ct/kWh<sup>53</sup> und lag damit 2,5 Prozentpunkte höher als im Vorjahr (2018: 29,5 ct/kWh).

Der Strompreis<sup>54</sup> hängt im Wesentlichen von drei Bestandteilen ab. Steuern, Abgaben und Umlagen bilden mit 53 Prozent den größten Anteil, gefolgt von den regulierten Netzentgelten (inkl. Messung und Messstellenbetrieb) mit 24 Prozent sowie Strombeschaffung und -vertrieb mit 23 Prozent. Lediglich die Beschaffung und der Vertrieb werden über den Markt bestimmt.

##### Kleinere und mittlere Industriebetriebe (ohne Privilegierung)

Der durchschnittliche Strompreis für kleine bis mittlere Industriebetriebe (inkl. Stromsteuer) lag im Januar 2019 bei 19 ct/kWh und ist gegenüber dem Vorjahr um 5,5 Prozentpunkte (1 ct/kWh) angestiegen.

#### Energieintensive Industrien (maximale Privilegierung)

Der Strompreis für die Verbraucher, die eine maximale Entlastung (BesAr, Spitzenausgleich etc.) erhalten, lag 2018 im ersten Halbjahr zwischen 5,1 bis 5,8 ct/kWh.<sup>55</sup> Das entspricht einem Anstieg von 25 Prozent innerhalb eines Jahres (2017: 4,0 bis 4,7 ct/kWh).

#### 3.1.2 Erläuterung der Datenblätter für alle Verbrauchergruppen

In den folgenden Datenblättern werden die Ergebnisse der Modellierungen für die drei Steuerszenarien vorgestellt. Das Datenblatt zeigt jeweils die Entwicklung der Energiekosten (Strom, Wärme, Kraftstoffe) für Verbraucher verschiedener Größenordnung. Als Rahmenbedingung für die Berechnungen wurden der Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 und der Ausstieg aus der Kohleenergie entsprechend den Empfehlungen der KWSB berücksichtigt. Das Datenblatt (Kap. 3.1.3) ist wie folgt aufgebaut:

- Im Feld I wird zunächst die jeweilige Verbrauchergruppe (Marktteilnehmer) genannt.
- Im Feld II wird das gerechnete Modell genannt.
- Im Feld III steht der Steuertarif.
- Die Funktionsweise des Steuermodells für einen Verbraucher mit durchschnittlichem Energieverbrauch in der Verbrauchergruppe wird in Feld IV aufgeschlüsselt.
- Feld V nennt beispielhaft für ein KMU die in dem Szenario benutzten Annahmen zum Strom-, Wärme- und Kraftstoffverbrauch des durchschnittlichen Verbrauchers in der Gruppe.
- Feld VI nennt die genauere Ausgestaltung und Annahmen des gerechneten CO<sub>2</sub>-Steuermodells.

- Im Feld VII wird die absolute Entwicklung des Strompreises für die Marktteilnehmer gerechnet.
- Im Feld VIII wird die prozentuale Kostenentwicklung für den Energieverbrauch für Strom, Wärme, Mobilität und Energiekosten insgesamt dargestellt.
- Die Entwicklung der Emissionen und der absoluten Kosten für den Energieverbrauch für die Verbrauchergruppe KMU zeigen Feld IX und Feld X.

#### Annahmen

In allen gerechneten Steuerszenarien wird angenommen, dass der Verbrauch von Wärme für den Singlehaushalt immer 7.000 kWh/a, für den Familienhaushalt 14.000 kWh/a, für das teilprivilegierte Industrieunternehmen 40.000.000 kWh/a und für die energieintensive Industrie mit maximaler Privilegierung 400.000.000 kWh/a betragen. Im Wärmesektor sinkt in den Modellierungen die CO<sub>2</sub>-Intensität ausgehend von 0,29 kg/kWh<sub>th</sub> (2015) relativ gering und langsam, sie senkt sich auf 0,25 kg/kWh<sub>th</sub> (2025) und hat 2035 einen Wert von 0,15 kg/kWh<sub>th</sub>.

Für die Mobilität wurden folgende Verbräuche für alle Szenarien angesetzt: Singlehaushalte weisen einen Kraftstoffverbrauch von 420 l/a, Familienhaushalte einen Verbrauch von 840 l/a aus. Das teilprivilegierte Industrieunternehmen weist einen Kraftstoffverbrauch von 2,5 Mio. l/a und das Industrieunternehmen mit maximaler Privilegierung von 25 Mio. l/a aus.<sup>56</sup>

Der Strommix<sup>57</sup> umfasst für alle Verbraucher eine CO<sub>2</sub>-Intensität von 0,5 kg/kWh<sub>el</sub> im Ausgangsjahr 2015. Ausgehend vom Ausgangsjahr wird prognostiziert, dass sich die Emissionsintensität auf 0,47 kg/kWh<sub>el</sub> (2025)<sup>58</sup> und noch weiter auf 0,19 kg/kWh<sub>el</sub> (2035)<sup>59</sup> vermindert. Entsprechend wird der Strommix als „dynamisch“ bezeichnet, da seine Zusammensetzung sich im Untersuchungszeitraum verändert.

Im Anschluss an die Datenblätter folgt jeweils eine Auswertung, die sich vor allem auf das exemplarisch hervorgehobene Unternehmen bezieht.

<sup>53</sup> Grundpreis anteilig bei einem Verbrauch von 3.500 kWh/a enthalten.

<sup>54</sup> Anhand eines 3.500 kWh/a Haushaltes: BDEW, 2019

<sup>55</sup> BDEW-Strompreisanalyse Haushalte und Industrie, 01.2019

<sup>56</sup> Die zugrunde liegenden Annahmen und Quellen hinsichtlich der Zusammensetzung der Kraftstoffverbräuche können Anhang 8 entnommen werden.

<sup>57</sup> Strommix 2015 (Werte gerundet: Braunkohle 25 Prozent, Steinkohle 19 Prozent, Kernenergie 15 Prozent, Erdgas 10 Prozent, erneuerbare Energien 31 Prozent); Quelle: AG Energiebilanzen 2015.

<sup>58</sup> Strommix 2025 (Werte gerundet: Braunkohle 26 Prozent, Steinkohle 15 Prozent, Erdgas 14 Prozent, EE 45 Prozent).

<sup>59</sup> Strommix 2035 (Werte gerundet: Erdgas 35 Prozent, EE 65 Prozent).

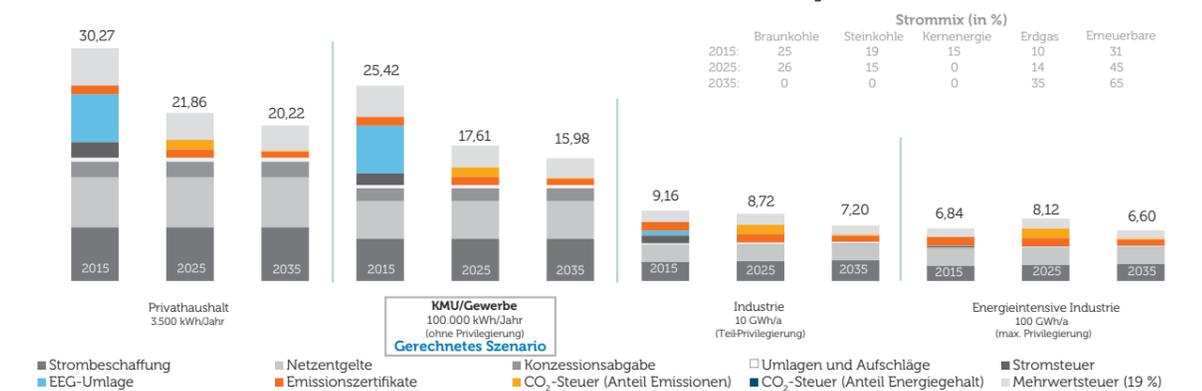
3.1.3 Auswirkungen der CO<sub>2</sub>-Steuer auf alle Verbrauchergruppen

3.1.3.1 CO<sub>2</sub>-Ersatz-Steuer (50 Euro)

Abbildung 20: CO<sub>2</sub>-Ersatz-Steuer (50 Euro) – alle Verbraucher

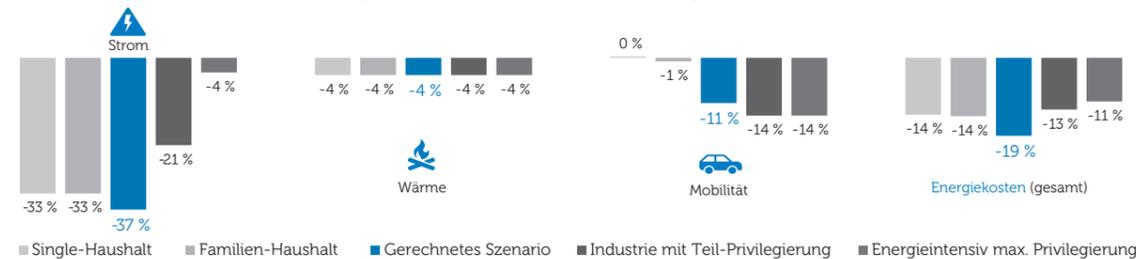
I. Szenario für Marktteilnehmer: <i>Haushalte, KMU, Gewerbe, Industrie</i>	II. CO <sub>2</sub> -Modell: <b>Ersatz Input</b>	III. Höhe CO <sub>2</sub> -Steuer: <b>50 Euro/t CO<sub>2</sub></b>																								
<b>2015 – 2025 – 2035</b>																										
<b>Vergleich der sektoralen Energiekosten für verschiedene Marktteilnehmer bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland</b>																										
<p>Für die Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland gibt es zwei verschiedene Ansätze. Beide Varianten setzen unterschiedliche Schwerpunkte bei der Belastung der einzelnen Energiesektoren und Marktteilnehmer (Verbraucher) sowie bei der Einführung der emissionsbasierten Energiesteuer. Die vorliegende Übersicht rechnet einen der beiden Ansätze für verschiedene Verbrauchergruppen und prognostiziert die Entwicklung ihrer Energiekosten im Strom-, Mobilitäts- und Wärmesektor.</p>																										
IV. Kurzbeschreibung des CO <sub>2</sub> -Steuer-Modells	V. Energieverbräuche und -träger	VI. Emissionen und Rahmenbedingungen																								
<p>Das gewählte Modell entspricht einer CO<sub>2</sub>-Steuer, die als Ersatz für alle bisherigen staatlichen Energie-Abgaben erhoben wird. Das bedeutet, dass die bestehenden Energiesteuern sowie sämtliche Umlagen (EEG-Umlage, Haftungsumlage, abschaltbare Lasten etc.) und Aufschläge (KWK-Aufschlag) entfallen. In dieser Ausprägung der Ersatz-Steuer kommt die volle Zielbelastung bereits ab der Einführung zum Tragen.</p>	<p><b>Szenario gerechnet für ein KMU:</b></p> <p><b>STROM</b> Kilowattstunden im Jahr: <b>100.000</b> Energieträger 1 (in %): <b>Strommix 100 %</b></p> <p><b>WÄRME</b> Kilowattstunden im Jahr: <b>220.000</b> Energieträger: <b>Wärmemix</b> (Erdgas: 50 %, Kohle 40 %, Sonstige 10 %)</p> <p><b>MOBILITÄT</b> Kraftstoffverbrauch (l/a): <b>25.000</b></p>	<p>Höhe der CO<sub>2</sub>-Steuer:</p> <table border="1"> <tr> <th></th> <th>2015</th> <th>2025</th> <th>2035</th> </tr> <tr> <td>EUR/ t CO<sub>2</sub></td> <td>0</td> <td>50</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>Strom</td> <td>0</td> <td>50</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>Wärme</td> <td>0</td> <td>50</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>Mobilität</td> <td>0</td> <td>200</td> <td>200</td> </tr> <tr> <td>Preis Emissionszertifikate:</td> <td>15</td> <td>23</td> <td>42</td> </tr> </table> <p>Prozessbedingte Emissionen: <b>Keine</b>      Eigenstromerzeugung: <b>Nein</b>      Mehrwertsteuer: <b>Inklusive</b></p> <p>Die Empfehlungen der Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" zum deutschen Kohleausstieg wurden als Rahmenbedingung berücksichtigt.</p>		2015	2025	2035	EUR/ t CO <sub>2</sub>	0	50	50	Strom	0	50	50	Wärme	0	50	50	Mobilität	0	200	200	Preis Emissionszertifikate:	15	23	42
	2015	2025	2035																							
EUR/ t CO <sub>2</sub>	0	50	50																							
Strom	0	50	50																							
Wärme	0	50	50																							
Mobilität	0	200	200																							
Preis Emissionszertifikate:	15	23	42																							

VII. Strompreis für verschiedene Verbraucher vor und nach Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Cent je Kilowattstunde

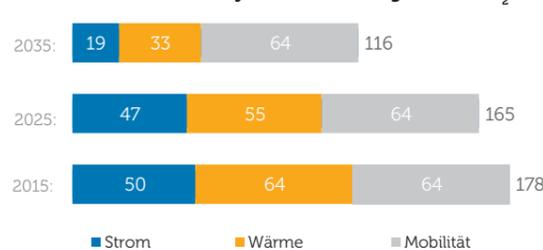


VIII. Vergleich der Entwicklung der sektoralen Energiekosten für verschiedene Marktteilnehmer

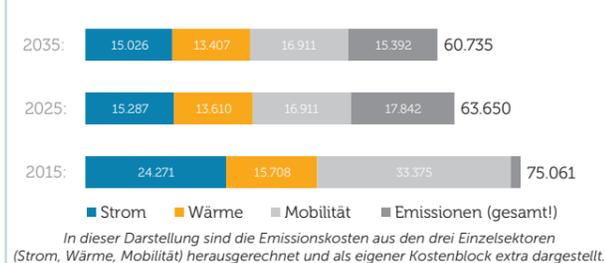
Vergleichszeitraum für den Stand ohne CO<sub>2</sub>-Steuer (2015) hin zur komplett eingeführten CO<sub>2</sub>-Steuer (2035) unter Einsatz des dynamischen Energiemix



IX. Emissionen des dynamischen Energiemix (t CO<sub>2</sub>/a)



X. Absolute Energiekosten für das gerechnete KMU (EUR/a)



Erläuterung zu Abbildung 20

Das gerechnete Szenario entspricht einer CO<sub>2</sub>-Steuer, die als Ersatz für das bestehende Steuer- und Abgabensystem in Höhe von 50 EUR/t CO<sub>2</sub> bereits bei den Energieproduzenten erhoben wird – sie ist also eine Inputsteuer (Feld I-III in Abbildung 20). Das hier beispielhafte mittelständische Unternehmen (KMU) hat einen Stromverbrauch von 100.000 kWh<sub>el</sub>/a, einen Wärmebedarf von 220.000 kWh<sub>th</sub>/a und einen Kraftstoffverbrauch von 25.000 l/a (Feld V). Dies entspricht einem durchschnittlichen mittelständischen Unternehmen aus dem Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistung. Das modellierte Beispielunternehmen wird in Bezug auf die Entwicklung der Energiekostenbelastung Privathaushalten sowie Industrieunternehmen mit Teilprivilegierung und maximaler Privilegierung gegenüber gestellt.

Durch diese Variante der CO<sub>2</sub>-Steuer sinkt der Strompreis für das mittelständische Unternehmen von 25,42 ct/kWh<sub>2015</sub> auf 17,61 ct/kWh<sub>2025</sub> und weiter auf 15,98 ct/kWh<sub>2035</sub> (Feld VII). Damit zahlt das Beispielunternehmen im Jahr 2035 einen um 37 Prozent (-9,44 ct/kWh) gesunkenen Strompreis. Diese Kostensenkungen resultieren aus der zunehmenden Dekarbonisierung des Strommixes (zur Erinnerung: Es wird angenommen, dass 65 Prozent des Stroms im Jahr 2035 aus erneuerbaren Energien kommen) und einer Neuordnung der Steuern und Umlagen zugunsten einer reinen CO<sub>2</sub>-Besteuerung.

Singlehaushalte mit einem Stromverbrauch von 1.750 kWh/a sowie Familienhaushalte mit 3.500 kWh/a (Feld VII) würden im Jahr 2035 um 33 Prozent (10 ct/kWh) im Vergleich zum Ausgangsjahr 2015 entlastet werden. Teilprivilegierte Industrieunternehmen mit einem angesetzten Stromverbrauch von 10.000.000 kWh/a zahlen einen Strompreis von 8,72 ct/kWh und im Jahr 2035 einen um weitere 1,52 ct/kWh auf 7,20 ct/kWh gesunkenen Preis. Maximal privilegierte Industrieunternehmen werden ausgehend von einem Strompreis von 6,84 ct/kWh<sub>2015</sub> nach Neujustierung der Energiebesteuerung und Wegfall der Privilegierung mit einem Anstieg des Strompreises um 1,28 ct/kWh bis 2025 (8,12 ct/kWh<sub>2025</sub>) belastet werden, der sich im Jahr 2035 wieder um 1,52 ct/kWh (6,6 ct/kWh<sub>2035</sub>) abgesenkt hat.

Hinsichtlich des Wärmeverbrauchs wird das mittelständische Unternehmen, wie die anderen drei exemplarischen Verbraucher auch, um vier Prozent der Energiekosten entlastet. Im Mobilitätssektor erfahren die KMU/Gewerbe bei einem Verbrauch von 25.000 l/a eine elfprozentige Entlastung im gerechneten Szenario. Privathaushalte bleiben auf dem aktuellen Niveau und die Industrien werden um 14 Prozent entlastet (Feld VIII).

In der Gesamtbetrachtung sinken somit die Energiekosten

für den Mittelständler von 2015 bis 2035 um 19 Prozent (Feld VIII). Im Vergleich dazu sinken die Gesamtenergiekosten für Single- und Familienhaushalte um 14 Prozent, die der Industrien mit Teilprivilegierung um 13 Prozent und die der privilegierten Industrie um elf Prozent.

Das KMU braucht im gerechneten Szenario mit einer 50 EUR/t CO<sub>2</sub>-Ersatzsteuer für seinen Verbrauch von Strom, Wärme und Mobilität nur noch mit Jahresausgaben von 63.650 Euro<sub>2025</sub> bzw. 60.735 Euro<sub>2035</sub> statt 75.061 Euro<sub>2015</sub> zu rechnen (Feld X). Die jährlichen Energiekosten würden sich gegenüber dem Ausgangsjahr um 11.411 Euro<sub>2025</sub> beziehungsweise 14.326 Euro<sub>2035</sub> reduzieren.

Die Emissionen (Feld IX) des modellierten Unternehmens sinken um 35 Prozent, von 178 auf 116 t CO<sub>2</sub>/a.

Fazit: In diesem Szenario würden vorrangig mittelständische Unternehmen und Gewerbe, aber in der Summe alle Marktteilnehmer von sinkenden Energiekosten profitieren.

3.1.3.2 CO<sub>2</sub>-Ersatz-Steuer (100 Euro)

Abbildung 21: CO<sub>2</sub>-Ersatz-Steuer (100 Euro) – alle Verbraucher

<b>I. Szenario für Marktteilnehmer:</b> <i>Haushalte, KMU, Gewerbe, Industrie</i>	<b>II. CO<sub>2</sub>-Modell:</b> <b>Ersatz Input</b>	<b>III. Höhe CO<sub>2</sub>-Steuer:</b> <b>100 Euro/t CO<sub>2</sub></b>
--	--	---

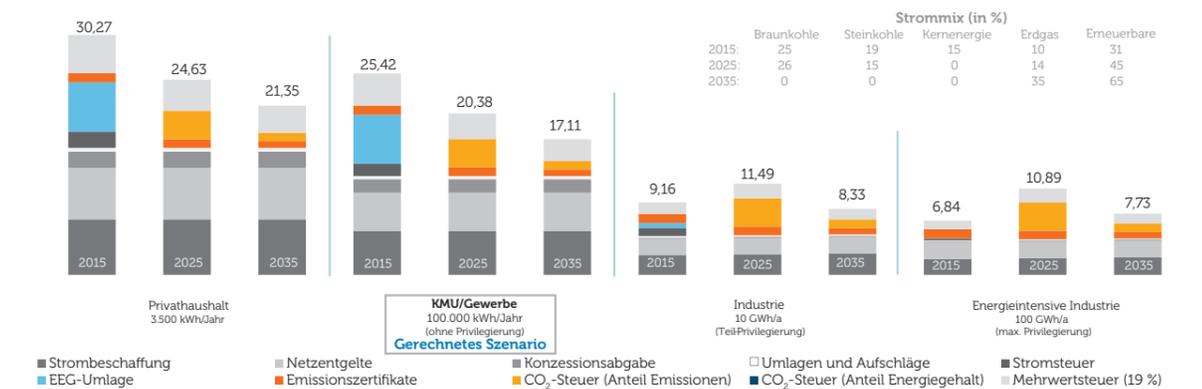
2015 – 2025 – 2035

Vergleich der sektoralen Energiekosten für verschiedene Marktteilnehmer bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland

Für die Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland gibt es zwei verschiedene Ansätze. Beide Varianten setzen unterschiedliche Schwerpunkte bei der Belastung der einzelnen Energiesektoren und Marktteilnehmer (Verbraucher) sowie bei der Einführung der emissionsbasierten Energiesteuer. Die vorliegende Übersicht rechnet einen der beiden Ansätze für verschiedene Verbrauchergruppen und prognostiziert die Entwicklung ihrer Energiekosten im Strom-, Mobilitäts- und Wärmesektor.

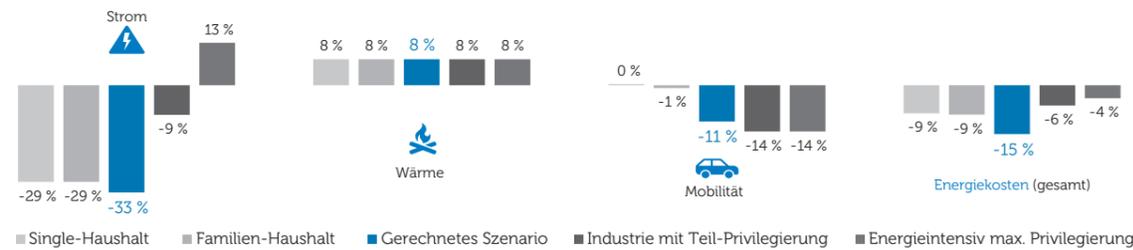
<b>IV. Kurzbeschreibung des CO<sub>2</sub>-Steuer-Modells</b>	<b>V. Energieverbräuche und -träger</b>	<b>VI. Emissionen und Rahmenbedingungen</b>
Das gewählte Modell entspricht einer CO <sub>2</sub> -Steuer, die als Ersatz für alle bisherigen staatlichen Energie-Abgaben erhoben wird. Das bedeutet, dass die bestehenden Energiesteuern sowie sämtliche Umlagen (EEG-Umlage, Haftungsumlage, abschaltbare Lasten etc.) und Aufschläge (KWK-Aufschlag) entfallen. In dieser Ausprägung der Ersatz-Steuer kommt die volle Zielbelastung bereits ab der Einführung zum Tragen.	<b>Szenario gerechnet für ein KMU:</b> <b>STROM</b> Kilowattstunden im Jahr: <b>100.000</b> Energieträger 1 (in %): <b>Strommix 100 %</b> <b>WÄRME</b> Kilowattstunden im Jahr: <b>220.000</b> Energieträger: <b>Wärmemix</b> (Erdgas: 50 %, Kohle 40 %, Sonstige 10 %) <b>MOBILITÄT</b> Kraftstoffverbrauch (l/a): <b>25.000</b>	<b>Höhe der CO<sub>2</sub>-Steuer:</b> 2015: 0 EUR/t CO <sub>2</sub> 2025: 100 EUR/t CO <sub>2</sub> 2035: 100 EUR/t CO <sub>2</sub> <b>Preis Emissionszertifikate:</b> 2015: 15 2025: 23 2035: 42 <b>Prozessbedingte Emissionen:</b> Keine <b>Eigenstromerzeugung:</b> Nein <b>Mehrwertsteuer:</b> Inklusive <small>Die Empfehlungen der Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" zum deutschen Kohleausstieg wurden als Rahmenbedingung berücksichtigt.</small>

VII. Strompreis für verschiedene Verbraucher vor und nach Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Cent je Kilowattstunde

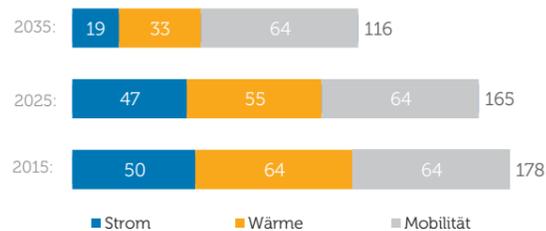


VIII. Vergleich der Entwicklung der sektoralen Energiekosten für verschiedene Marktteilnehmer

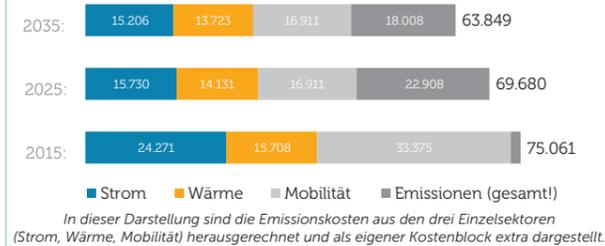
Vergleichszeitraum für den Stand ohne CO<sub>2</sub>-Steuer (2015) hin zur komplett eingeführten CO<sub>2</sub>-Steuer (2035) unter Einsatz des dynamischen Energiemix



IX. Emissionen des dynamischen Energiemix (t CO<sub>2</sub>/a)



X. Absolute Energiekosten für das gerechnete KMU (EUR/a)



Erläuterung zu Abbildung 21

Das in der Abbildung 21 gerechnete Szenario entspricht einer CO<sub>2</sub>-Steuer, die als Ersatz für das bestehende Steuer- und Abgabensystem in Höhe von 100 EUR/t CO<sub>2</sub> bereits bei den Energieproduzenten erhoben wird (Feld I-III). Durch diese Variante der CO<sub>2</sub>-Steuer sinkt der Strompreis für das mittelständische Unternehmen von 25,42 ct/kWh<sub>2015</sub> auf 20,38 ct/kWh<sub>2025</sub> und weiter auf 17,11 ct/kWh<sub>2035</sub> (auch hier wird angenommen, dass 65 Prozent des Strombedarfes im Jahr 2035 aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Damit zahlt das Beispielunternehmen im Jahr 2035 einen um 33 Prozent (8,31 ct/kWh) gesunkenen Strompreis (Feld VII).

Singlehaushalte mit einem Stromverbrauch von 1.750 kWh/a sowie Familienhaushalte mit 3.500 kWh/a würden 2035 um 29 Prozent (8,92 ct/kWh) im Vergleich zum Ausgangsjahr 2015 entlastet werden. Teilprivilegierte Industrieunternehmen mit einem angesetzten Stromverbrauch von 10.000.000 kWh/a zahlen in diesem Steuerszenario einen gestiegenen Strompreis von 11,49 ct/kWh<sub>2025</sub> und im Jahr 2035 einen wieder um 3,16 ct/kWh auf 8,33 ct/kWh gesunkenen Preis. Dies entspricht im Vergleich zum Ausgangsjahr 2015 einer neunprozentigen Entlastung (-0,83 ct/kWh) im Jahr 2035. Maximal privilegierte Industrieunternehmen werden ausgehend von einem Strompreis von 6,84 ct/kWh<sub>2015</sub> nach Neujustierung der Energiebesteuerung und Wegfall der Privilegierung mit einem Anstieg des Strompreises bis 2025 auf 10,89 ct/kWh belastet, der sich im Jahr 2035 wieder auf 7,73 ct/kWh absenkt, in der Summe aber eine 13-prozentige Mehrbelastung bedeutet.

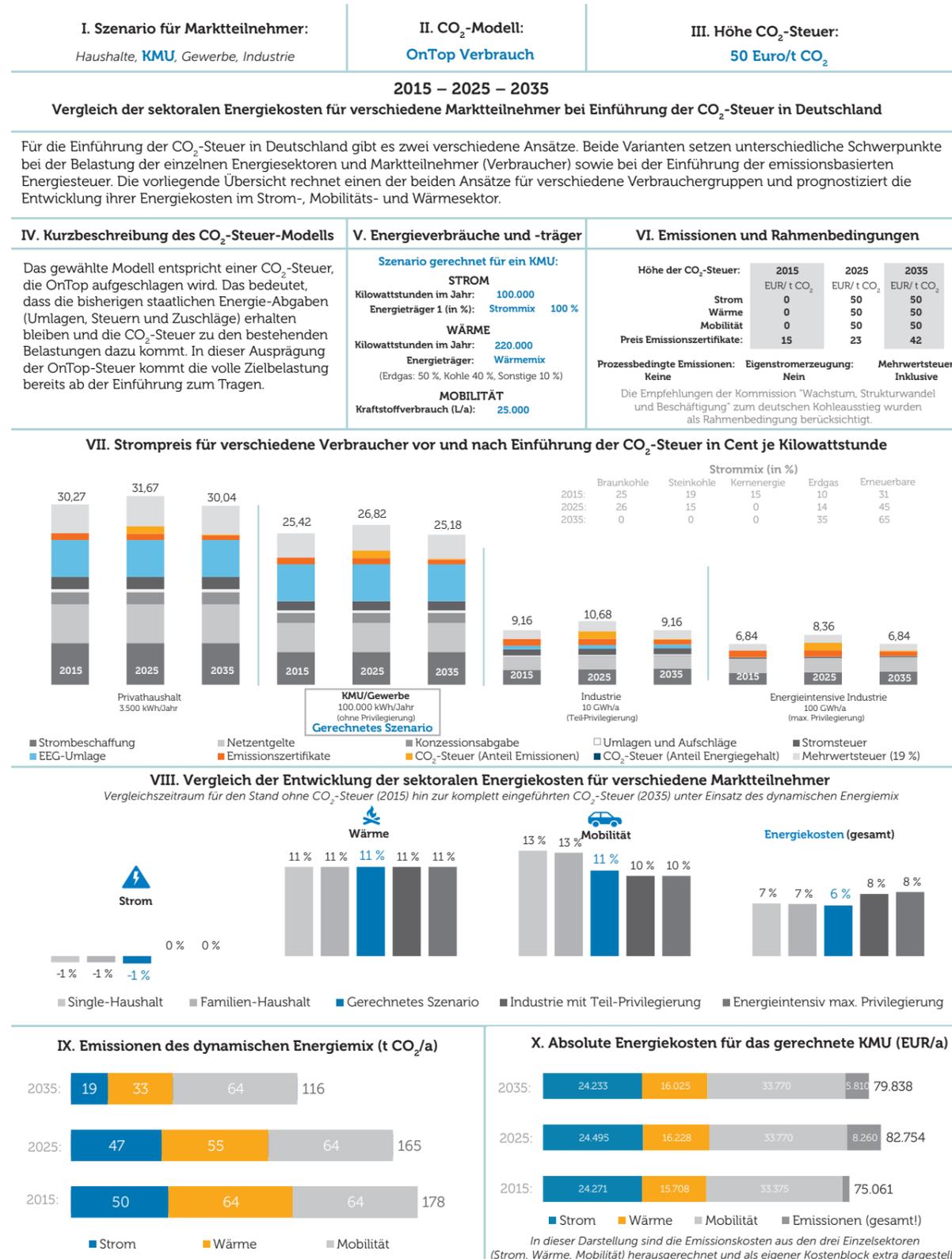
Für den Wärmeverbrauch wird das mittelständische Unternehmen, wie die anderen drei exemplarischen Verbraucher auch, mit einem achtprozentigen Kostenanstieg belastet. Für die Mobilität erfahren die KMU/Gewerbe bei einem Verbrauch von 25.000 l/a eine elfprozentige Entlastung im gerechneten Szenario. Privathaushalte werden um ein Prozent und die Industrien um 14 Prozent entlastet. In der Gesamtbetrachtung sinken somit für die KMU/Gewerbe die Energiekosten von 2015 bis 2035 um 15 Prozent. Auch für die Single- und Familienhaushalte sinken die Energiekosten um etwa neun Prozent, die der Industrien mit Teilprivilegierung um sechs Prozent und die der privilegierten Industrien um vier Prozent.

Die KMU/Gewerbe müssen somit im gerechneten Szenario von 100 EUR/t CO<sub>2</sub> für den Verbrauch von Wärme und Strom und 200 EUR/t CO<sub>2</sub> für den Verbrauch für Mobilität für ihren gesamten jährlichen Energiebedarf nur noch 69.680 Euro<sub>2025</sub> bzw. 63.849 Euro<sub>2035</sub> aufwenden. Die jährlichen Energiekosten gegenüber dem Ausgangsjahr mit einer Gesamtkostenbelastung von 75.061 Euro<sub>2015</sub> werden sich um 5.381 Euro<sub>2025</sub> beziehungsweise 11.212 Euro<sub>2035</sub> reduzieren (Feld X).

Fazit: In diesem Szenario werden ebenfalls hauptsächlich die mittelständischen Unternehmen und Gewerbe entlastet, aber allgemein fallen die Energiepreise für alle Marktteilnehmer.

3.1.3.3 CO<sub>2</sub>-OnTop-Steuer (50 Euro)

Abbildung 22: CO<sub>2</sub>-OnTop-Steuer (50 Euro) – alle Verbraucher



Erläuterung zu Abbildung 22

In dem gerechneten CO<sub>2</sub>-OnTop-Steuerszenario in Höhe von 50 EUR/t CO<sub>2</sub> steigen die Energiebelastungen für das mittelständische Unternehmen an.

Bei einem modellierten Strombedarf von 100.000 kWh würden die Stromkosten von 25,42 ct/kWh<sub>2015</sub> auf 26,82 ct/kWh<sub>2025</sub> ansteigen und sich im Jahr 2035 wieder auf 25,18 ct/kWh absenken. Damit würden die KMU/Gewerbe in ihren Stromkosten im Vergleich zum Ausgangsjahr 2015 im Jahr 2035 etwa den gleichen Strompreis zahlen (Feld VII). Das gleiche gilt für alle anderen Marktteilnehmer, die im Jahr 2035 in etwa mit dem selben Strompreis rechnen müssen. Singlehaushalte erwartet ausgehend von einem Strompreis von 30,27 ct/kWh<sub>2015</sub> ein Anstieg auf 31,67 ct/kWh<sub>2025</sub> und dann wieder ein leichtes Absinken auf 30,04 ct/kWh<sub>2035</sub>.

Teilprivilegierte Industrieunternehmen mit einem angesetzten Stromverbrauch von 10.000.000 kWh/a zahlen in diesem Steuerszenario einen Strompreis von 9,2 ct/kWh<sub>2025</sub> und im Jahr 2035 nach einem vorübergehenden Anstieg wieder den selben Betrag von 9,2 ct/kWh<sub>2035</sub>. Maximal privilegierte Industrieunternehmen werden ausgehend von einem Strompreis von 6,84 ct/kWh<sub>2015</sub> nach Neujustierung der Energiebesteuerung und Wegfall der Privilegierung mit einem Anstieg des Strompreises bis 2025 auf 8,36 ct/kWh belastet, der sich im Jahr 2035 wieder auf 6,84 ct/kWh reduziert.

3.2 Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf die energieintensiven Industrien

Wie in Teil zwei der Studie gezeigt, hat die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer, mindestens als Input-Variante, einen direkten und deutlichen Einfluss auf die Kosten der Energieumwandlung. Spätestens bei den Unternehmen, welche die Energie verbrauchen, kommt auch eine CO<sub>2</sub>-Verbrauchssteuer zum Tragen. Letztlich ist es der Sinn bzw. die Aufgabe der CO<sub>2</sub>-Steuer, dass sie die Emissionskosten beim Energieeinsatz einpreist. Ob Input- oder Verbrauchssteuer, sie trifft Unternehmen besonders stark, deren Energiekosten einen hohen Anteil an den Bruttowertschöpfungskosten aufweisen.

Die Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf die energieintensivsten Industrien möchte dieser letzte Teil der Studie modellieren.

Für den Wärmeverbrauch werden alle Verbraucher mit einem Kostenanstieg um etwa elf Prozent belastet. Im Mobilitätssektor erfahren die KMU/Gewerbe bei einem Verbrauch von 25.000 l/a eine elfprozentige Mehrbelastung im gerechneten Szenario. Privathaushalte werden um 13 Prozent und die Industrieunternehmen jeweils um zehn Prozent stärker belastet.

Die KMU/Gewerbe müssten somit im gerechneten Szenario von 50 EUR/t CO<sub>2</sub>-OnTop auf die bestehenden Energiesteuern und -abgaben für den Verbrauch von Wärme, Strom und Kraftstoff jährlich 82.754 Euro<sub>2025</sub> bzw. 79.838 Euro<sub>2035</sub> aufwenden. Die jährlichen Energiekosten gegenüber dem Ausgangsjahr 2015 mit einer Gesamtkostenbelastung von 75.061 Euro<sub>2015</sub> würden um 7.693 Euro<sub>2025</sub> beziehungsweise um 4.777 Euro<sub>2035</sub> ansteigen (Feld X). In der Gesamtbetrachtung steigen für KMU/Gewerbe die Energiekosten somit von 2015 bis 2035 um sechs Prozent. Im Vergleich dazu steigen die Gesamtenergiekosten für Privathaushalte um sieben Prozent und für die Industrieunternehmen um acht Prozent.

Fazit: In diesem modellierten Szenario profitiert kein Verbraucher finanziell; die Mehrbelastungen treffen alle in annähernd gleichem Maße.

3.2.1 Status Quo Energiepreise und Ausnahmen für die Industrie

Der Strompreis für Privathaushalte sowie für die Industrie steigt stetig an – dies wurde schon in Abbildung 1 dargestellt. Abhängig von der Marktstellung hat er sich in den letzten beiden Jahrzehnten verdoppelt bis verdreifacht. Obwohl die Höhe der Stromsteuer schwankt, umfasst der Anteil an Steuern, Abgaben und Umlagen bei der Zusammensetzung des Industriestrompreises durchschnittlich 48 Prozent (exklusive Stromsteuer) bzw. 52 Prozent<sup>60</sup> (inklusive Stromsteuer). Damit ist die Industrie in nahezu gleicher Weise vom Anstieg der Steuern-, Ablagen- und Umlagenbestandteile betroffen wie die Privathaushalte. Der Zuwachs des Industriestrompreises seit 2009 ist hauptsächlich durch die gestiegenen Umlagen und Netzentgelte zu erklären.

Die Energiepreise im Wärmemarkt sind im Vergleich mit dem Stromsektor deutlich stabiler, was auch darin liegt, dass der Wärmesektor nicht von der Vielfalt an staatlichen Abgaben betroffen ist, denen der Stromsektor unterliegt.

<sup>60</sup> Mittelspannungsseitig versorgte Industrie: BDEW, 2018, S. 4

Es muss aber auch gesagt werden, dass genau wegen dieser höheren Kostenbelastung der Stromsektor der Musterschüler und der Wärmesektor der „schlafende Riese“ der Energiewende ist.

Um die Energiewende bzw. den Klimaschutz möglichst wirtschafts- und sozialverträglich zu gestalten, gibt es Ausnahmeregelungen. Konkret bedeutet dies eine deutliche Reduktion bis Befreiung von Steuern und Abgaben, die im Energiebereich anfallen. Ausnahmen gibt es in erster Linie für energieintensive Unternehmen. Diese Schutzmaßnahmen für die im internationalen Wettbewerb stehenden Industrien dienen der Sicherung der mit ihnen verbundenen Arbeitsplätze und Wertschöpfung. Zu nennen sind hier der Spitzenausgleich für die Stromsteuer nach § 10 StromStG (gesichert bis 2022), die Besondere Ausgleichsregelung (BesAr) für die EEG-Umlage nach §§ 63 ff EEG sowie die Strompreiskompensation für indirekte Kohlendioxid-Kosten. Zusätzlich gibt es ordnungs- und genehmigungsrechtliche Unterstützung sowie Subventionen vom Staat.

Tabelle 6: Stromkostenintensive Industrien

Stromkostenintensive Industrie nach § 64 EEG	Stromkostenintensität min. 14 % (Liste 1)	Stromkostenintensität min. 20 % (Liste 2)
Aluminiumindustrie	✓	
Chemieindustrie	✓	
Glasindustrie	✓	
Papierindustrie: Herstellung von Papier, Karton und Pappe/Haushalts-, Hygiene- und Toilettenartikeln aus Zellstoff, Papier und Pappe	✓	
Papierindustrie: Herstellung von Wellpapier und -pappe sowie von Verpackungsmitteln aus Papier, Karton und Pappe		✓
Stahlindustrie	✓	

Quelle: EEG 2017 Anlage 4 (zu den §§ 64, 103), eigene Darstellung

**Wertschöpfung und Energiekosten in fünf ausgewählten energieintensiven Industrien im Überblick<sup>62</sup>**

Die energieintensivsten Industrien in Deutschland, zu denen die Baustoff-, Chemie-, Glas-, Nichteisen-, Metall-, Papier- und Stahlindustrien gehören, erwirtschaften jährlich einen Umsatz von mehr als 330 Milliarden Euro. Das entspricht 18 Prozent des Umsatzes des gesamten verarbeitenden Gewerbes. Die energieintensiven Industrien in Deutschland (EID) beschäftigen rund 880.000

Wie bereits im Abschnitt 3.1 dargestellt, gibt es teilprivilegierte und vollständig privilegierte Unternehmen.

Am Beispiel der Befreiung von der EEG-Umlage wird den stromkostenintensiven Unternehmen und Einzelkaufleuten, die im internationalen Wettbewerb stehen und im letzten Geschäftsjahr mehr als eine Gigawattstunde Strom verbraucht haben, eine verminderte EEG-Umlage gewährt. Diese wird über die Besondere Ausgleichsregelung umgesetzt. Anhand von zwei Listen<sup>61</sup> auf Grundlage der Umwelt- und Energiebeihilferichtlinien (UEBLL) wird festgelegt, welche Unternehmen grundsätzlich beihilfeberechtigt sind. Unternehmen bzw. selbstständige Unternehmensteile der Liste 1 müssen belegen, dass der Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung mindestens 14 Prozent beträgt. Bei Unternehmen der Liste 2 muss dieser Anteil bei mindestens 20 Prozent liegen (Tabelle 6). Eine weitere Voraussetzung ist der Nachweis eines zertifizierten Energie- und Umweltmanagementsystems. Folgende Branchen gelten als stromkostenintensive Industrien:

Mitarbeiter oder 14 Prozent der Beschäftigten des verarbeitenden Gewerbes.<sup>63</sup> Ferner sichert jeder Arbeitsplatz in der energieintensiven Grundstoffproduktion etwa zwei Arbeitsplätze in anderen Industriezweigen und im Dienstleistungssektor.<sup>64</sup>

Die Energiekosten der in diesem Abschnitt untersuchten energieintensiven Industrien – die Chemie-, Stahl-, Aluminium-, Glas- und Papierindustrien – belaufen sich auf rund

<sup>61</sup> Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG 2017)

<sup>62</sup> Die Kupferindustrie wird gesondert in Abschnitt 3.3 behandelt.

<sup>63</sup> vdp (Hrsg.), 2018

<sup>64</sup> ebenda

30 Milliarden Euro jährlich.<sup>65</sup> Der Strombedarf dieser Industrien beläuft sich auf rund 130 TWh/a, was ca. einem Viertel des bundesweiten Nettostrombedarfs von 525 TWh/a (2016) entspricht. Das macht die EID nach der Stromwirtschaft zu den größten THG-Emittenten. Im Wärmebereich verbrauchten die betrachteten Industrien 331 TWhth im Jahr 2015. Das entspricht ebenfalls einem Viertel des gesamten Wärmebedarfs Deutschlands, der bei rund 1.300 TWhth lag. Nach Industrien differenzierte Energieverbräuche für das Basisjahr 2015 stehen in Anhang 8 und in den folgenden Datenblättern zu den gerechneten Steuer-Varianten für die Industrien.

Trotz aller Entlastungen von Abgaben und Steuern verweisen die EID auf die hohen Strompreise im weltweiten Vergleich.<sup>66</sup> Zusätzlich werden die energieintensiven Branchen, die allesamt am europäischen Emissionshandel teilnehmen, durch die ansteigenden Zertifikatskosten belastet. Diese Mehrbelastungen konnten durch Effizienzsteigerungen in den letzten Jahren teilweise kompensiert werden.

Im Gegenzug wird seitens der EID von der Politik eingefordert, dass langfristig der Bestand von Instrumenten zum Carbon Leakage-Schutz bestehen bleibt. Ziel ist es, einen Rahmen für die erforderliche Planungs- und Investitionssicherheit zu erhalten, die für den Wettbewerbsstandort Deutschland unabdingbar ist.

Auf der Folgeseite (Tabelle 7, siehe auch Anhang 7) werden die Energiekosten für die energieintensiven Industrien je Bruttoproduktionswert (BPW) dargestellt.<sup>67</sup> Für die bessere Vergleichbarkeit über die Branchen hinweg mit verschiedenen Produkten wird der Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert ausgewiesen. Dabei zeigt sich, dass die Energiekostenbelastungen im letzten Jahrzehnt relativ konstant geblieben sind. Eine Ausnahme bildet die Papierindustrie, die Produktionsabfälle zur Energieerzeugung verwendet. In der chemischen Industrie sind die Energiekosten leicht gestiegen.

Tabelle 7: Energiekosten ausgewählter Gewerbe

	2007	2011	2015
<b>Wirtschaftsgliederung</b>	<b>Bruttoproduktionswert (in Mio. Euro)</b>		
Papiergewerbe	37.741	41.282	39.809
Chemische Industrie	1.677	2.120	2.183
Chemische Industrie: H. v. Gummi- und Kunststoffwaren	2.620	2.920	2.656
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	5.839	5.814	4.999
Metallerzeugung und -bearbeitung	1.777	2.364	2.432

Wirtschaftsgliederung	Energiekosten Anteil an BPW in Prozent		
Papiergewerbe	6,2	6,4	5,5
Chemische Industrie	3,4	4,4	3,7
Chemische Industrie: H. v. Gummi- und Kunststoffwaren	2,4	2,8	2,7
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	6,7	7,2	6,3
Metallerzeugung und -bearbeitung	5,2	5,1	5,1

Wirtschaftsgliederung	Energiekosten in Euro (je 1000 Euro Bruttoproduktionswert)		
Papiergewerbe	62	64	55
Chemische Industrie	34	44	37
Chemische Industrie: H. v. Gummi- und Kunststoffwaren	24	28	27
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	67	72	63
Metallerzeugung und -bearbeitung	52	51	51

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis

<sup>65</sup> AG Energiebilanzen Jahr 2015

<sup>66</sup> Vgl. AG Energiebilanzen Jahr 2015

<sup>67</sup> Der Bruttoproduktionswert entspricht den produzierten Halb- und Fertigerzeugnissen zu Herstellkosten.

### 3.2.2 Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf die energieintensive Industrie

Wie bei der Modellierung der Kostenentwicklung durch die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer für alle Verbraucher (Abschnitt 3.1) werden auch bei der Betrachtung der EID wieder drei Szenarien gerechnet. Diese umfassen eine CO<sub>2</sub>-Ersatz-Steuer in zwei verschiedenen Höhen (50 und 100 Euro) und eine CO<sub>2</sub>-OnTop-Steuer, bei der die 50-Euro-Steuer auf die bisherige Kostenbelastung aufgeschlagen wird.

Im Unterschied zu der Berechnung für alle Verbraucher entfällt in der spezifischen Betrachtung für die Industrien der Energieverbrauch bei der Mobilität. Die verbleibenden Ausgabenbereiche Strom und Wärme werden analog in den zuvor untersuchten Steuer-Varianten in den gleichen Höhen entsprechend untersucht.

Das Modell rechnet die Energiekosten- und Emissionsentwicklung der fünf ausgewählten Industrien für alle drei Szenarien durch. Hierbei wird die Industrie als Ganzes betrachtet und die Berechnung berücksichtigt, dass die Industrie aus nicht-, teil- und komplett-privilegierten Unternehmen besteht. Die Privilegierung bezieht sich hierbei auf den Teil- oder Kompletterlass von staatlichen Energieabgaben (Stromsteuer, EEG-Umlage etc.).

In die Modellierung ist der spezifische Energiemix<sup>68</sup> der einzelnen Industrien für Strom und Wärme sowie die daraus abgeleitete CO<sub>2</sub>-Fracht eingeflossen. Vor dem Hintergrund einer CO<sub>2</sub>-Besteuerung bildet dieser spezifische Emissionsgehalt der einzelnen Primärenergieträger, neben der Höhe des Energieverbrauchs und dem Wirkungsgrad des Energieumwandlers, den entscheidenden Kostentreiber.

Die bisherigen Rahmenbedingungen für die Bepreisung von Emissionen in Form des europäischen Emissionshandels sind ebenfalls in der Modellrechnung berücksichtigt. Das spiegelt sich in der Einpreisung der freigesetzten Emissionsmengen (VET) wieder, welche von den Unternehmen jährlich an die Deutsche Emissionshandelsstelle gemeldet werden müssen. Hierbei werden auch die frei zugeteilten Emissionszertifikate berücksichtigt bzw. gegengerechnet.

Abschließend wurden die Energieminderungspotenziale der Industrien über den Betrachtungszeitraum in das Modell (siehe dazu Tabelle 8 und 9) mit einbezogen. Grundlage hierfür bildeten im Wesentlichen die Erhebun-

gen von Brunke<sup>69</sup> zu den Energieeinsparpotenzialen von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland. Die Einsparpotenziale wurden auf Grundlage der Energieeinsparpotenzialen in zwei Phasen berücksichtigt. In der ersten Phase wurden die wirtschaftlichen Einsparpotenziale für die Industrien bis 2025 berücksichtigt und in der zweiten Phase von 2025 bis 2035 die technologischen Einsparpotenziale. Die Berücksichtigung der technologischen Potenziale ab 2025 erfolgte unter der Annahme einer Kostendegression neuer technologischer Ansätze und einer Neubewertung dieser als wirtschaftlich umsetzbar unter einem höheren CO<sub>2</sub>-Preis.<sup>70</sup>

Weitere Angaben zu den Rahmenbedingungen, Annahmen und Werten des Berechnungsmodells sind den Datenblättern und dem Anhang 6 zu entnehmen.

Tabelle 8: Energieeinsparpotenziale ausgewählter Industrien

Ausgewählte energieintensive Industrien	Produktgruppe	Energieeinsparpotenzial			Umsetzungszeitraum	
		wirtschaftlich	Beste verfügbare Technik	Technisch/kumuliert <sup>71</sup>		
Aluminium Industrie	Primäraluminium	0,4 PJ (0,555 TWh)		2 PJ (0,833 TWh)	2020–2025	
			1,6 PJ (0,444 TWh)		2026–2035	
	Sekundäraluminium	0,8 PJ (0,222 TWh)		0,9 PJ (0,25 TWh)	2020–2025	
			0,1 PJ (0,027 TWh)		2026–2035	
	Insgesamt				1,2 PJ (0,333 TWh)	2020–2025
					1,7 PJ (0,472 TWh)	2026–2035
				ca. 3 PJ (0,833 TWh) insg. technisches Potential		
Glasindustrie	Behälterglas	2,3 PJ (0,638 TWh)		6,5 PJ (1,805 TWh)	2020–2025	
			4,2 PJ (1,166 TWh)		2026–2035	
	Flachglas	1,2 PJ (0,333 TWh)		3,5 PJ (0,972 TWh)	2020–2025	
			2,3 PJ (0,638 TWh)		2026–2035	
	Insgesamt				3,5 PJ (0,972 TWh)	2020–2025
					6,5 PJ (1,805 TWh)	2026–2035
				10 PJ (2,777 TWh) insg. technisches Potential		
Chemieindustrie	High Value Chemicals (HVC) (Ethylen, Propylen und Butadien)	20,8 PJ (5,777 TWh)			2020–2025	
			9,6 PJ (2,666 TWh)		2026–2035	
	Ammoniak	11,6 PJ (3,222 TWh)		14,1 PJ (3,916 TWh)	2020–2025	
			2,5 PJ (0,694 TWh)		2026–2035	
	Chlor	6,4 PJ (1,777 TWh)		8,7 PJ (2,416 TWh)	2020–2025	
			2,3 PJ (0,638 TWh)		2026–2035	
Insgesamt				38,8 PJ (10,777 TWh)	2020–2025	
				14,4 PJ (4 TWh)	2026–2035	
				53,2 PJ (14,777 TWh) insg. technisches Potential		

<sup>68</sup> AG Energiebilanzen 2015

<sup>69</sup> Brunke, J. Chr. U., 2017: Energieeinsparpotenziale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland. Eine Analyse mit Hilfe von Energieeinsparpotenzialen

<sup>70</sup> Es wird ein EU ETS Preis von 42 Euro für 2035 prognostiziert.

<sup>71</sup> Annahme: Mit der Einführung einer CO<sub>2</sub>-Besteuerung wird das technische Energieeinsparpotenzial ab 2025 wirtschaftlich, da diese zu Innovationsprüngen und Kostensenkungsdruck führt und es zur Hebung der vollständigen technische Energieeinsparpotenziale bis 2035 kommt.

Ausgewählte energieintensive Industrien	Produktgruppe	Energieeinsparpotenzial			Umsetzungszeitraum	
		wirtschaftlich	Beste verfügbare Technik	Technisch/kumuliert <sup>72</sup>		
Stahlindustrie	Primärstahl	37,3 PJ (10,361 TWh)		80,1 PJ (22,25 TWh)	2020–2025	
			42,8 PJ (11,888 TWh)		2026–2035	
	Sekundärstahl	8 PJ (2,222 TWh)		17,7 PJ (4,916 TWh)	2020–2025	
			9,7 PJ (2,694 TWh)		2026–2035	
	Insgesamt				45,3 PJ (12,583 TWh)	2020–2025
					52,5 PJ (14,583 TWh)	2026–2035
				97,8 PJ (32,222 TWh) insg. technisches Potential		
Papierindustrie	Halbstoffe, Papier und Pappen	26,4 PJ (7,333 TWh)			2020–2025	
			13,9 PJ (3,861 TWh)	3,5 PJ (0,972 TWh)	2026–2035	
	Insgesamt				26,4 PJ (7,333 TWh)	2020–2025
					13,9 PJ (3,861 TWh)	2026–2035
					40,3 PJ (11,194 TWh) Insg. technisches Potential	

Quellen: Brunke 2017, Fleiter et al. 2013, eigene Darstellung

Tabelle 9: Aufteilung der Energieeinsparpotenziale

Industrien	2020–2025		2026–2035	
Aluminiumindustrie	1,2 PJ (0,333 TWh)	Verringerter Strombedarf 21 % (-0,252 PJ)	1,7 PJ (0,472 TWh)	Verringerter Strombedarf 15 % (- 0,255 PJ)
		Verringerter Brennstoffeinsatz 79 % (-0,948 PJ)		Verringerter Brennstoffeinsatz 85 % (1,445 PJ)
Chemieindustrie	38,8 PJ (10,777 TWh)	Verringerter Strombedarf 21 % (-8,148 PJ)	14,4 PJ (4 TWh)	Verringerter Strombedarf 15 % (- 2,16 PJ)
		Verringerter Brennstoffeinsatz 79 % (-30,652 PJ)		Verringerter Brennstoffeinsatz 85 % (-12,24 PJ)
Glasindustrie	3,5 PJ (0,972 TWh)	Verringerter Strombedarf 21 % (-0,735 PJ)	6,5 PJ (1,805 TWh)	Verringerter Strombedarf 15 % (- 0,975 PJ)
		Verringerter Brennstoffeinsatz 79 % (-2,765 PJ)		Verringerter Brennstoffeinsatz 85 % (5,525 PJ)
Stahlindustrie	45,3 PJ (12,583 TWh)	Verringerter Strombedarf 21 % (-9,513 PJ)	52,5 PJ (14,583 TWh)	Verringerter Strombedarf 15 % (- 7,875 PJ)
		Verringerter Brennstoffeinsatz 79 % (-35,787 PJ)		Verringerter Brennstoffeinsatz 85 % (44,625 PJ)
Papierindustrie	26,4 PJ (7,333 TWh)	Verringerter Strombedarf 21 % (-5,544 PJ)	13,9 PJ (3,861 TWh)	Verringerter Strombedarf 15 % (- 2,085 PJ)
		Verringerter Brennstoffeinsatz 79 % (-20,856 PJ)		Verringerter Brennstoffeinsatz 85 % (11,815 PJ)

<sup>72</sup> Annahme: Mit der Einführung einer CO<sub>2</sub>-Besteuerung wird das technische Energieeinsparpotenzial ab 2025 wirtschaftlich, da dieses zu Innovationssprüngen und Kostensenkungsdruck führt und es zur Hebung der vollständigen technischen Energieeinsparpotenziale bis 2035 kommt.

### 3.2.2.1 Kosten- und Emissionsentwicklung bei einer CO<sub>2</sub>-Steuer: Chemieindustrie

Die chemische Industrie in Deutschland ist die größte in Europa und die viertgrößte weltweit. Der Anteil der deutschen Chemieindustrie an der europäischen und globalen Chemieproduktion beträgt ca. 25 Prozent<sup>73</sup> respektive etwa vier Prozent.<sup>74</sup> Die Grundstoffchemie gehört der Gruppe der energieintensiven Industrien an und ist für 8,8 Prozent<sup>75</sup> des deutschen Stromverbrauchs verantwortlich.

Der Verband der chemischen Industrie (VCI) geht davon aus, dass die deutsche Chemieproduktion (Grundstoffchemie und chemisch-pharmazeutische Industrie) 2019 um 3,5 Prozent sinken wird. Bei anziehenden Preisen (+1,0 Prozent) soll diese um 2,5 Prozent im Vergleich zum Vorjahr auf 197,9 Milliarden Euro Umsatz zurückgehen.<sup>76</sup>

#### Energieverbrauch, CO<sub>2</sub>- und andere THG-Emissionen in der Chemiebranche

Die Energiekosten der Grundstoffchemie beliefen sich 2016 auf 5.132 Mio. EUR.<sup>77</sup> Die deutsche Grundstoffchemie konnte ihre Energiekosten mit ca. 33 Prozent im dritten Jahr in Folge weiter reduzieren (2013: 7.555 Mio. EUR). Ebenso konnte die chemisch-pharmazeutische Industrie erheblich die Energiekosten mit ca. 30 Prozent im dritten Jahr in Folge auf 5.702 Mio. EUR (2013: 8.144 Mio. EUR) senken.

Die Reduzierung der Energiekosten ist von erheblicher Bedeutung vor dem Hintergrund einer rohstoffverarbeitenden Industrie, die einen durchschnittlichen Energiekostenanteil von ca. 15 Prozent an der Bruttowertschöpfung bzw. einen reinstofflichen Einsatz von Energieträgern als Rohstoff im Produktionsprozess von ca. 13 Prozent der Bruttowertschöpfung ausweist.<sup>78</sup> Betrachtet man den Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert je 1.000 Euro (siehe Tabelle 7) zeigt sich deutlich, dass sich die Chemieindustrie insgesamt mit einem Anteil von 3,7 Prozent und die chemische Industrie zur Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren mit 2,7 Prozent am kosten- bzw. energieeffizientesten im direkten Vergleich zu den anderen energieintensiven Industrien in Deutschland darstellen.

Die deutsche Chemieindustrie hat einen Energiebedarf von ca. 161,38 TWh/a (2015).<sup>79</sup> Der Wärmebedarf beträgt

109,51 TWh und macht mit 62 Prozent den vorwiegenden Anteil gegenüber dem Strombedarf von 51,86 TWh bzw. 32 Prozent aus. Der Wärmebedarf wird zu 53 Prozent über Gase mit 58,10 TWh gedeckt, gefolgt von Fernwärme/Sekundärenergie zu 35 Prozent mit 27,02 TWh, Kohle zusammengefasst zu neun Prozent (Steinkohle sieben Prozent, 8,06 TWh; Braunkohle zwei Prozent, 2,01 TWh) mit 10,13 TWh, Sonstige zu acht Prozent mit 9,27 TWh, Mineralöle zu vier Prozent mit 41,15 TWh und erneuerbare Energien zu ein Prozent mit 0,85 TWh. Die Chemieindustrie als energieintensive Industrie verzeichnet eine zunehmende Eigenstromversorgung. Diese hat sich im Zeitraum von 2013 bis 2016 von ca. 15,7 TWh/a auf ca. 16,7 TWh um nahezu ein TWh/a erhöht. Dabei verzeichnet Erdgas mit 14 TWh (2013: 12,98 TWh) den größten Anteil, gefolgt von Sonstigen mit 1,65 TWh (2013: 1,59 TWh) und Kohle (zusammengefasst) mit 0,71 TWh (2013: ca. 0,74 TWh). Gas und Strom werden nach dem VCI auch bis 2030 weiter die wichtigsten Energieträger bleiben.<sup>80</sup> Der VCI rechnet bis 2030 mit steigenden Energiekosten bei stagnierendem Energieverbrauch der Chemiebranche. Dementsprechend werden regionale Energiekosten einen größeren Einflussfaktor hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit darstellen.

Die Chemiebranche hat in den letzten Jahren bereits zahlreiche Maßnahmen ergriffen, um den Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>- und weitere THG-Emissionen massiv zu senken. Diese Entwicklung steht primär in einem Zusammenhang mit dem europäischen Emissionshandel. 2015 standen der chemischen Industrie in Deutschland 19.574.000 frei zugeteilte Emissionszertifikate zur Verfügung, davon wurden lediglich 17.856.000 Zertifikate bzw. Tonnen CO<sub>2</sub> gemeldet. Diese beziehen sich allein auf die prozessbedingten Emissionen, decken jedoch nicht die Eigenstromerzeugung ab. Zwar können die 17.800 frei allokierten EU ETS-Zertifikate auch für die Eigenstromversorgung verrechnet werden, jedoch wird seitens des VCI die finanzielle Belastung durch den Emissionshandel bei einem Zertifikatspreis von 15 € mit ca. 380 Millionen Euro pro Jahr<sup>81</sup> branchenweit beziffert.

In Abbildung 23 bis 25 werden die Effekte einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf die Kosten und Emissionen der Chemiebranche dargestellt.

<sup>73</sup> VCI, 2017

<sup>74</sup> ebenda

<sup>75</sup> AG Energiebilanzen e. V., 2018

<sup>76</sup> VCI, 2019

<sup>77</sup> VCI (2) (Hrsg.), 2018

<sup>78</sup> Nach Angaben des Bundesarbeitgeberverbandes Chemie (BAVC) „Die Chemie. Dein Arbeitgeber“, 2018

<sup>79</sup> AG Energiebilanz, Fraunhofer ISE, 2016

<sup>80</sup> ebenda

<sup>81</sup> VCI (Hrsg.) 2018

Abbildung 23: Modellierung: 50 €/t CO<sub>2</sub> Ersatzsteuer in der Chemieindustrie

I. Szenario für folgende Marktteilnehmer: Chemie-Industrie Deutschland	II. CO <sub>2</sub> -Modell- Ersatz	Variante: Input	III. CO <sub>2</sub> -Steuer: 50 EUR/t CO <sub>2</sub>
---	--	--------------------	---

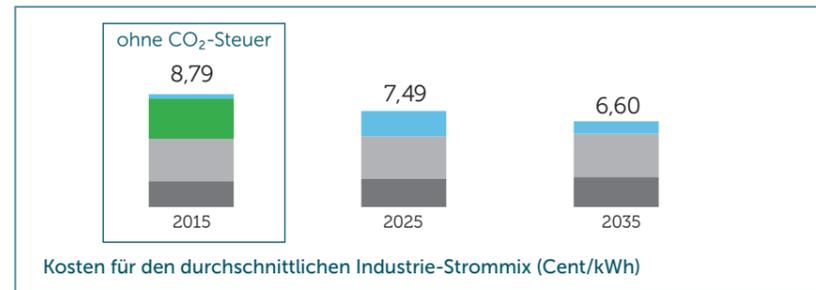
IV. Entwicklung der Energiekosten bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland -> (2015 – 2025 – 2035)

V. VORSTELLUNG DER STEUER-VARIANTE

Das gewählte Modell entspricht einer CO<sub>2</sub>-Steuer, die als Ersatz für alle bisherigen staatlichen Energie-Abgaben erhoben wird. Das bedeutet, dass die bestehenden Energiesteuern sowie sämtliche Umlagen (EEG-Umlage, Haftungsumlage, abschaltbare Lasten etc.) und Aufschläge (KWK-Aufschlag) entfallen. In dieser Ausprägung der Ersatz-Steuer kommt die volle Zielbelastung bereits ab der Einführung zum Tragen. Die CO<sub>2</sub>-Steuer auf Kraftstoffe wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Eine Auswertung samt Kraftstoffen findet in der Übersicht mit allen Marktteilnehmern statt.

VI. Entwicklung des Strompreises je Kilowattstunde in Cent/kWh

Industrie-Strommix (Basisjahr 2015):	Anteil in %	kg CO <sub>2</sub> /kWh
Energieträger 1: Braunkohle	70 %	1
Energieträger 2: Steinkohle	30 %	0,80



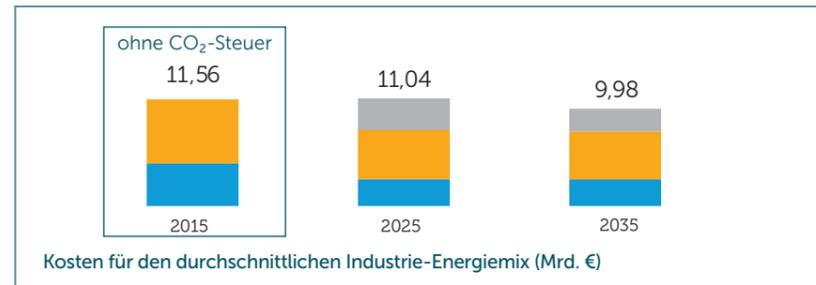
Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom aus einem Energieträger decken wollen



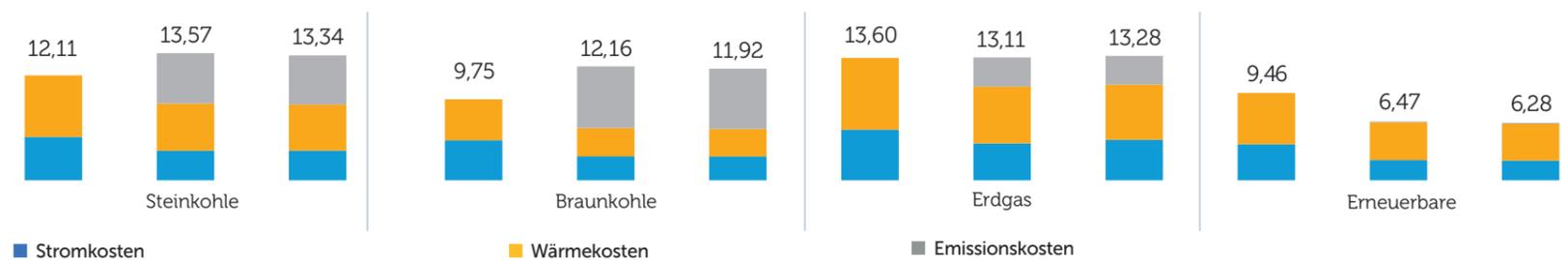
VII. Entwicklung der jährlichen Energiekosten in Milliarden Euro

(Bestehend aus den Kosten für Strom und Wärme (ohne Emissionen) sowie den zusammengefassten Emissionskosten)

Wärme-Energieträger (Basis 2015)	Stk.	Brk.	Öle	Gase	EE	Sonstige	FW
Energiemix (Anteil in %)	7	2	4	53	1	8	25



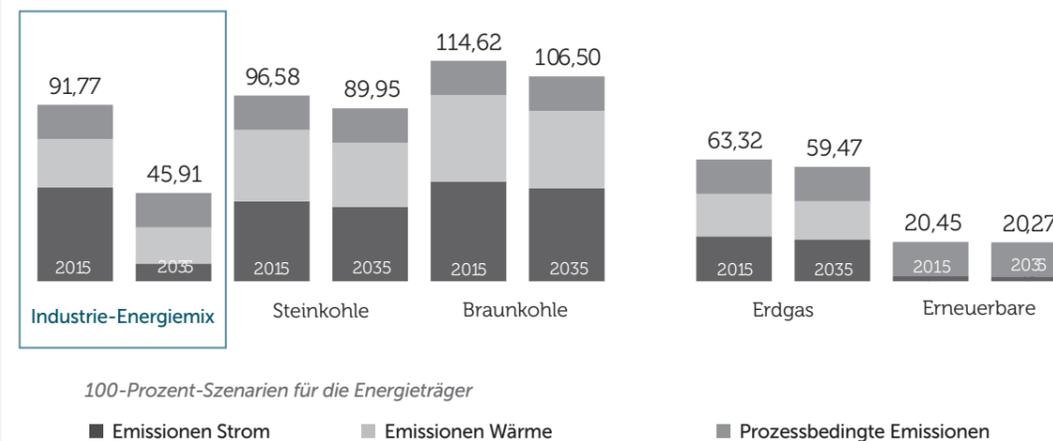
Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom und Wärme aus einem Energieträger decken wollen



Datengrundlage und Annahmen				
Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang zur Studie.				
STROM		2015	2025	2035
Stromverbrauch (TWh/a):		51,86	49,60	48,38
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):		0,94	0,39	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	50	50
WÄRME		2015	2025	2035
Wärmeverbrauch:		109,51	101,00	98,22
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):		0,23	0,23	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	50	50
EMISSIONEN		2015	2025	2035
Emissions-Zertifikat (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		15	23	42
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	50	50
Teilnehmer am Emissionshandel:		Ja		
Verified Emissions Table 2015 (VET):		17.856.000		
Freie Zertifikate (Benchmark, CDM):		19.574.000		
Zusätzlicher Emissionsfaktor:		Keine Spezifizierung		
Mehrwertsteuer (inkl./exkl.):		Exklusive		

VIII. Freigesetzte Emissionen (in Millionen t CO<sub>2</sub> äq/a)

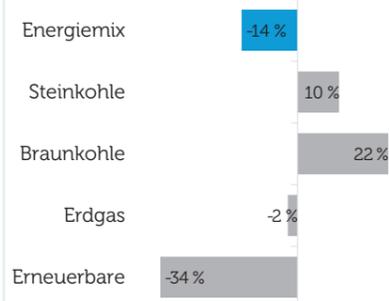
Vergleich der Jahre 2015 und 2035



IX. Entwicklung der Energiekosten

Prozentuale Entwicklung 2015 auf 2035

Verglichen werden die Energiekosten im Referenzjahr 2015 ohne CO<sub>2</sub>-Steuer mit den Energiekosten im Jahr 2035 mit CO<sub>2</sub>-Steuer

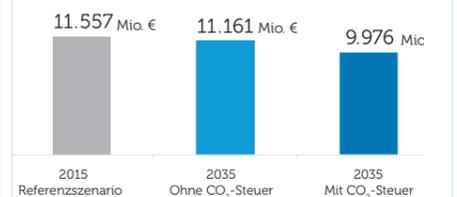


X. Vergleich der Energiekosten

-1.185 Millionen €

Entwicklung der absoluten Energiekosten für die gesamte Chemie-Industrie im Jahr 2035 mit und ohne CO<sub>2</sub>-Steuer (blaue Säulen).

Außerdem der Vergleich mit dem Referenzszenario 2015 (graue Säule).



Verglichen werden die Energiekosten bei einem durchschnittlichen Strom- und Wärmemix.

Abbildung 24: Modellierung: 100 €/t CO<sub>2</sub> Ersatzsteuer in der Chemieindustrie

<b>I. Szenario für folgende Marktteilnehmer:</b> Chemie-Industrie Deutschland	<b>II. CO<sub>2</sub>-Modell- Variante:</b> Ersatz Input	<b>III. CO<sub>2</sub>-Steuer:</b> 100 EUR/t CO <sub>2</sub>
--	---	---

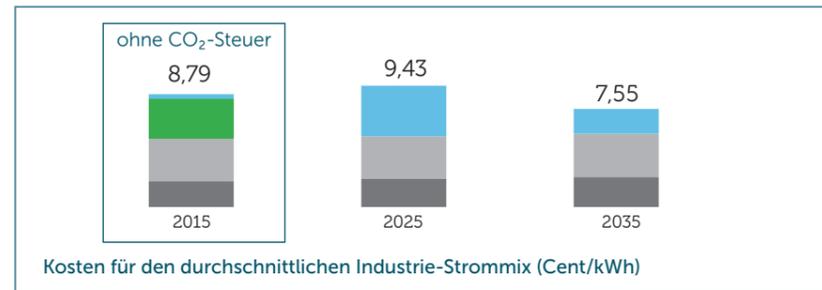
**IV. Entwicklung der Energiekosten bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland -> (2015 – 2025 – 2035)**

**V. VORSTELLUNG DER STEUER-VARIANTE**

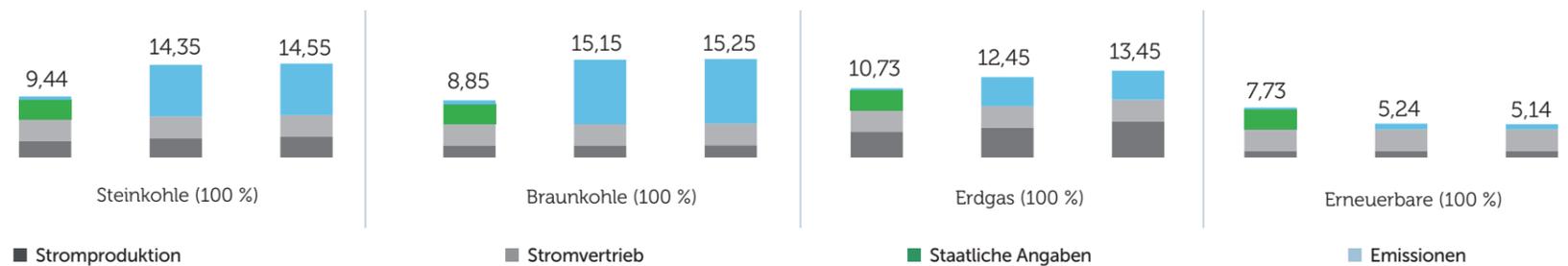
Das gewählte Modell entspricht einer CO<sub>2</sub>-Steuer, die als Ersatz für alle bisherigen staatlichen Energie-Abgaben erhoben wird. Das bedeutet, dass die bestehenden Energiesteuern sowie sämtliche Umlagen (EEG-Umlage, Haftungsumlage, abschaltbare Lasten etc.) und Aufschläge (KWK-Aufschlag) entfallen. In dieser Ausprägung der Ersatz-Steuer kommt die volle Zielbelastung bereits ab der Einführung zum Tragen. Die CO<sub>2</sub>-Steuer auf Kraftstoffe wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Eine Auswertung samt Kraftstoffen findet in der Übersicht mit allen Marktteilnehmern statt.

**VI. Entwicklung des Strompreises je Kilowattstunde in Cent/kWh**

Industrie-Strommix (Basisjahr 2015):	Anteil in %	kg CO <sub>2</sub> /kWh
Energieträger 1: Braunkohle	70 %	1
Energieträger 2: Steinkohle	30 %	0,80



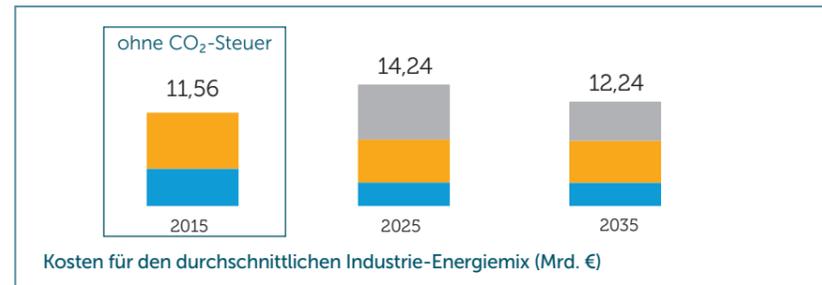
Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom aus einem Energieträger decken wollen



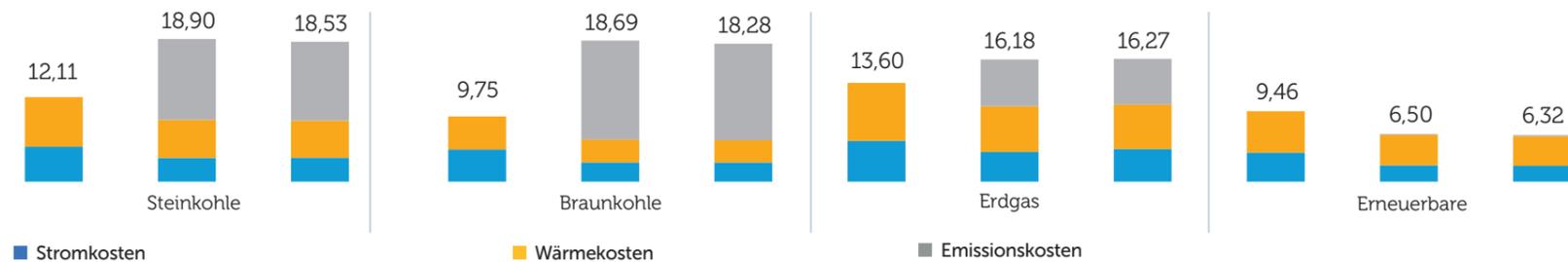
**VII. Entwicklung der jährlichen Energiekosten in Milliarden Euro**

(Bestehend aus den Kosten für Strom und Wärme (ohne Emissionen) sowie den zusammengefassten Emissionskosten)

Wärme-Energieträger (Basis 2015)	Stk.	Brk.	Öle	Gase	EE	Sonstige	FW
Energiemix (Anteil in %)	7	2	4	53	1	8	25



Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom und Wärme aus einem Energieträger decken wollen



Datengrundlage und Annahmen				
Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang zur Studie.				
STROM		2015	2025	2035
Stromverbrauch (TWh/a):		51,86	49,60	48,38
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):		0,94	0,39	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	100	100
WÄRME				
Wärmeverbrauch:		109,51	101,00	98,22
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):		0,23	0,23	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	100	100
EMISSIONEN				
Emissions-Zertifikat (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		15	23	42
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	100	100
Teilnehmer am Emissionshandel:		Ja		
Verified Emissions Table 2015 (VET):		17.856.000		
Freie Zertifikate (Benchmark, CDM):		19.574.000		
Zusätzlicher Emissionsfaktor:		Keine Spezifizierung		
Mehrwertsteuer (inkl./exkl.)		Exklusive		

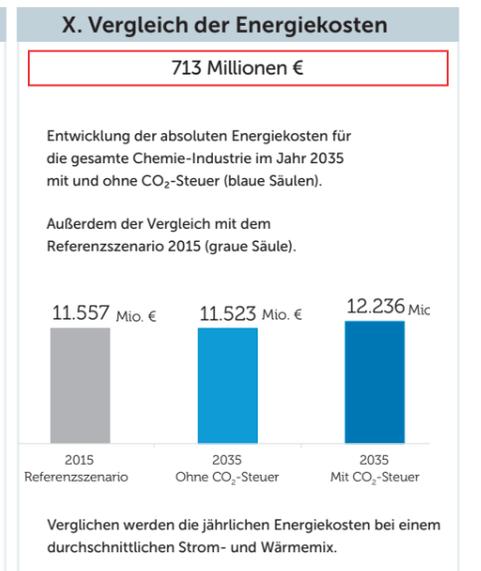
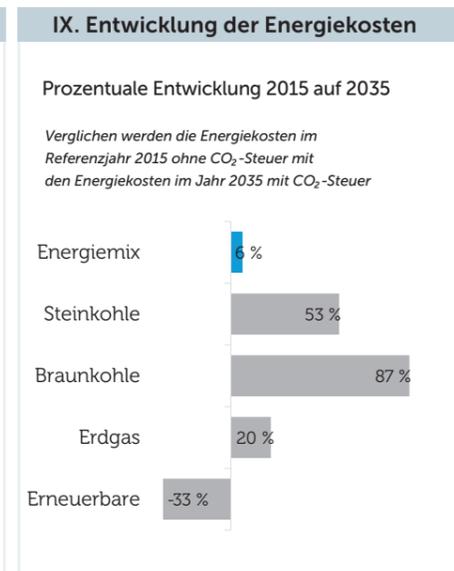
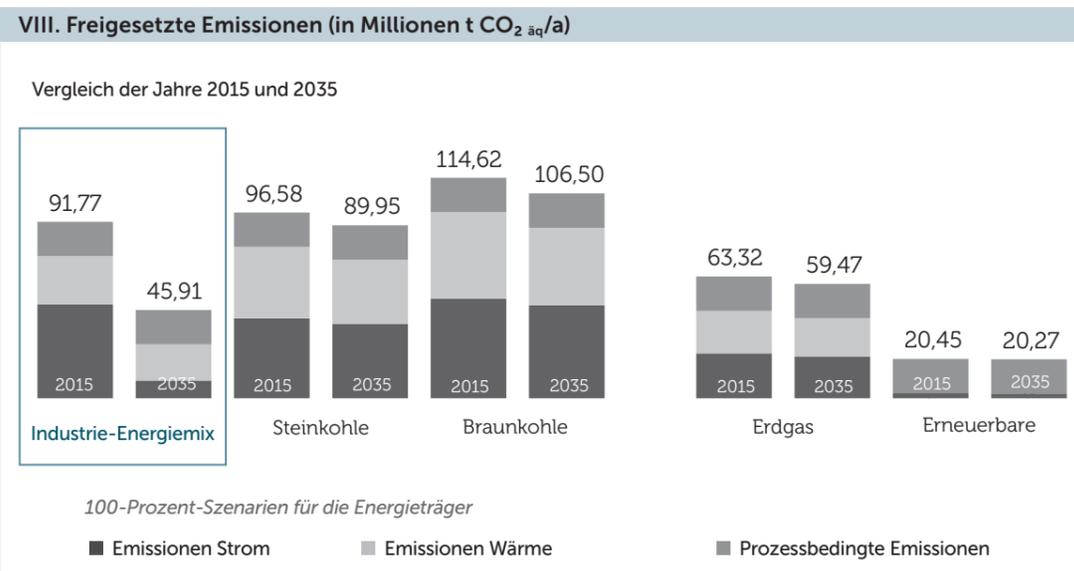


Abbildung 25: Modellierung: 50 €/t CO<sub>2</sub> OnTop-Steuer in der Chemieindustrie

I. Szenario für folgende Marktteilnehmer: Chemie-Industrie Deutschland	II. CO <sub>2</sub> -Modell- OnTop	Variante: Verbrauch	III. CO <sub>2</sub> -Steuer: 50 EUR/t CO <sub>2</sub>
---	---------------------------------------	------------------------	---

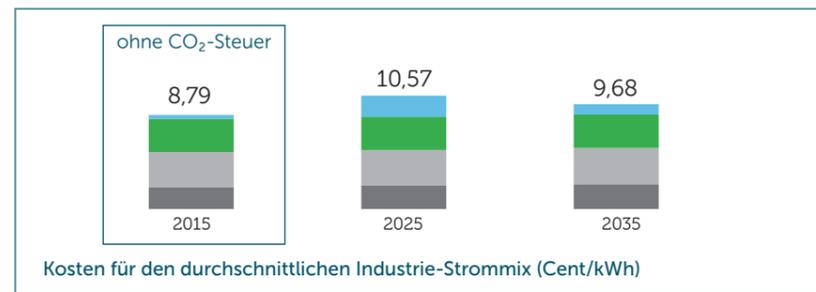
IV. Entwicklung der Energiekosten bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland -> (2015 – 2025 – 2035)

V. VORSTELLUNG DER STEUER-VARIANTE

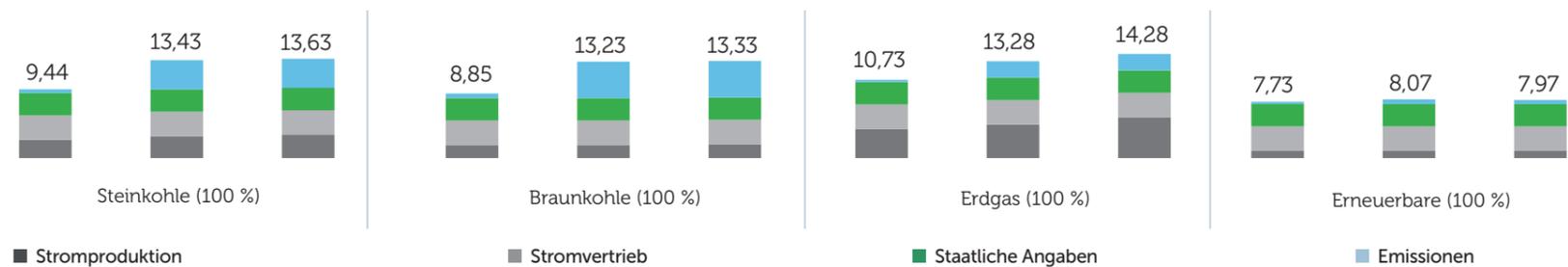
Das gewählte Modell entspricht einer CO<sub>2</sub>-Steuer, die OnTop aufgeschlagen wird. Das bedeutet, dass die bisherigen staatlichen Energie-Abgaben (Umlagen, Steuern und Zuschläge) erhalten bleiben und die CO<sub>2</sub>-Steuer zu den bestehenden Belastungen dazu kommt. In dieser Ausprägung der OnTop-Steuer kommt die volle Zielbelastung bereits ab der Einführung zum Tragen. Die CO<sub>2</sub>-Steuer auf Kraftstoffe wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Eine Auswertung samt Kraftstoffen findet in der Übersicht mit allen Marktteilnehmern statt.

VI. Entwicklung des Strompreises je Kilowattstunde in Cent/kWh

Industrie-Strommix (Basisjahr 2015):	Anteil in %	kg CO <sub>2</sub> /kWh
Energieträger 1: Braunkohle	70 %	1
Energieträger 2: Steinkohle	30 %	0,80



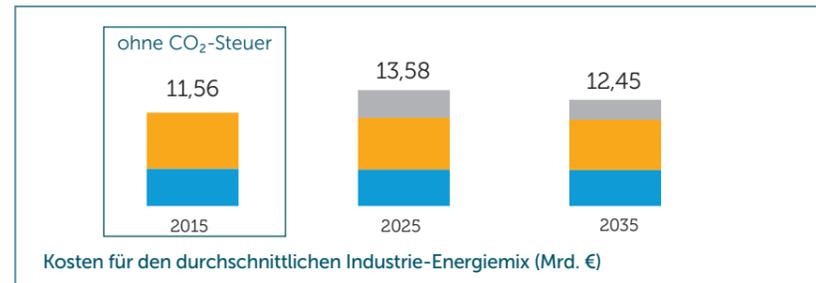
Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom aus einem Energieträger decken wollen



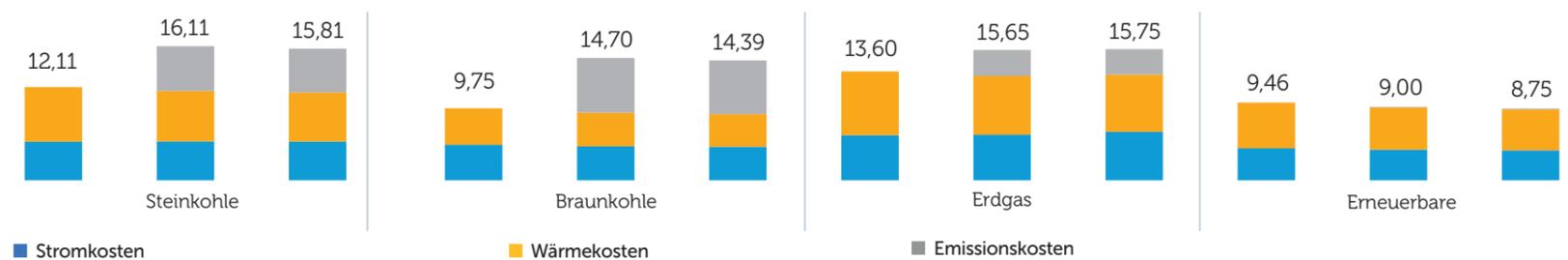
VII. Entwicklung der jährlichen Energiekosten in Milliarden Euro

(Bestehend aus den Kosten für Strom und Wärme (ohne Emissionen) sowie den zusammengefassten Emissionskosten)

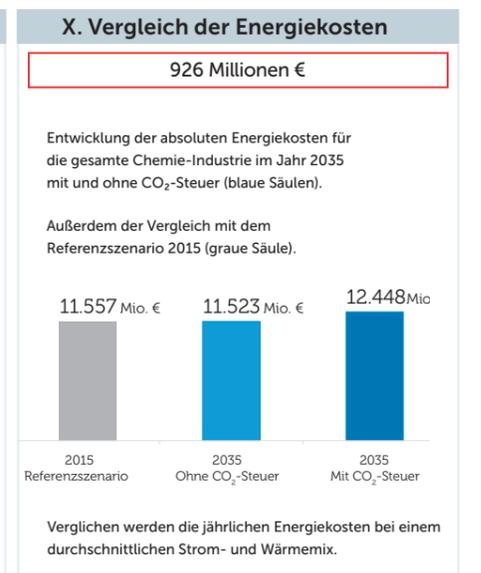
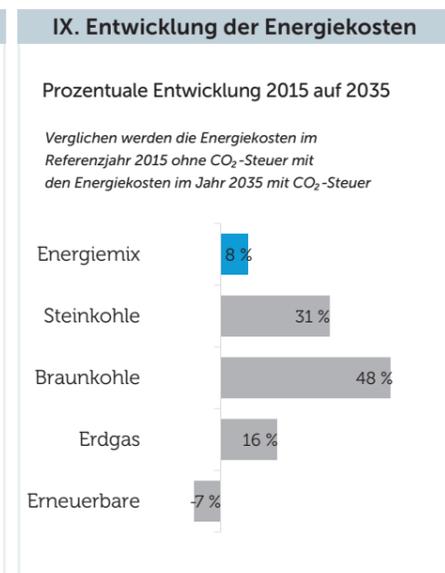
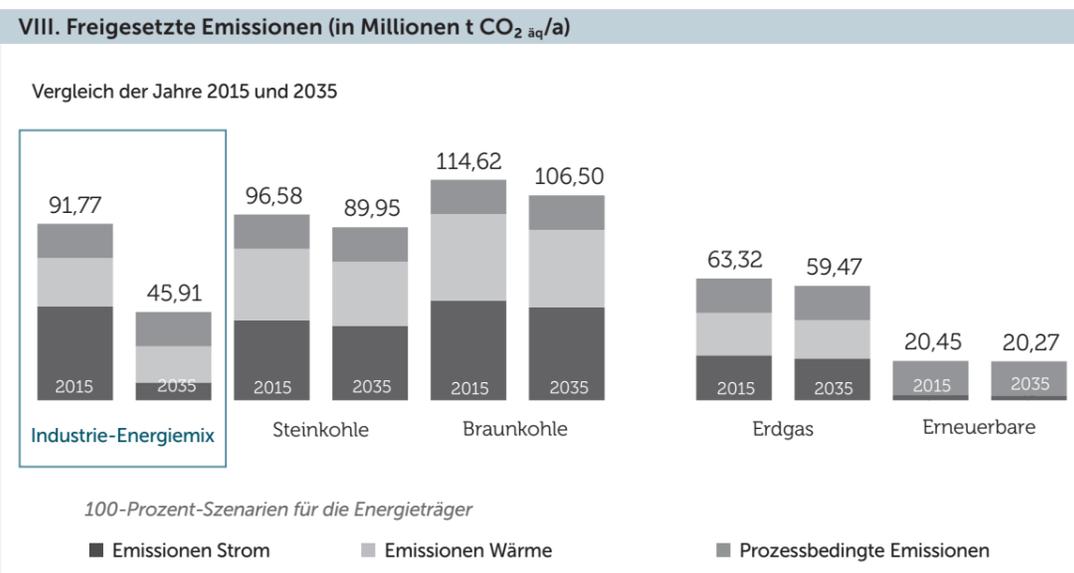
Wärme-Energieträger (Basis 2015)	Stk.	Brk.	Öle	Gase	EE	Sonstige	FW
Energiemix (Anteil in %)	7	2	4	53	1	8	25



Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom und Wärme aus einem Energieträger decken wollen



Datengrundlage und Annahmen				
Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang zur Studie.				
STROM		2015	2025	2035
Stromverbrauch (TWh/a):		51,86	49,60	48,38
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):		0,94	0,39	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	50	50
WÄRME		2015	2025	2035
Wärmeverbrauch:		109,51	101,00	98,22
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):		0,23	0,23	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	50	50
EMISSIONEN		2015	2025	2035
Emissions-Zertifikat (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		15	23	42
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	50	50
Teilnehmer am Emissionshandel:		Ja		
Verified Emissions Table 2015 (VET):		17.856.000		
Freie Zertifikate (Benchmark, CDM):		19.574.000		
Zusätzlicher Emissionsfaktor:		Keine Spezifizierung		
Mehrwertsteuer (inkl./exkl.):		Exklusive		



### 3.2.2.2 Stahlindustrie in Deutschland

Die deutsche Stahlindustrie ist mit einer jährlichen Produktion von ca. 42 Mio. Tonnen Rohstahl (2016) der größte Produzent von Stahl in der EU sowie der siebtgrößte weltweit. Damit gehen 2,6 Prozent weltweit und mehr als ¼ der Rohstahlherstellung innerhalb der EU auf die deutsche Stahlindustrie zurück. Trotz ihrer guten Position hat auch die deutsche Stahlindustrie mit Kapazitätsauslastungen vor dem Hintergrund weltweiter Überkapazitäten (2016: 737 Mio. t<sup>82</sup>) zu kämpfen. Angesichts der Überkapazitäten und des Kostendrucks ist die Stahlindustrie in Deutschland sehr preissensitiv für Energiekosten.

Die Stahlindustrie als Carbon Leakage-gefährdete, energie- und stromkostenintensive Industrie wird durch Ausnahmetatbestände und Stromsteuervergünstigungen erheblich entlastet. Zusammengefasst wurden die 428 deutschen Stahlunternehmen in den Jahren 2014/15 um rund 1,9 Mrd. bis 2,1 Mrd. EUR entlastet.<sup>83</sup> Größten Anteil am Entlastungsvolumen hatten die Ausnahmen von der EEG-Umlage mit ca. 717 bis 805 Mio. EUR.<sup>84</sup> Ein Viertel der Entlastungen ging auf Stromsteuervergünstigungen mit 489 Mio. EUR zurück.<sup>85</sup>

#### Energieverbrauch, CO<sub>2</sub>- und andere THG-Emissionen in der Stahlindustrie

Der Energiebedarf der deutschen Stahlindustrie beläuft sich auf ca. 183,53 TWh (2015).<sup>86</sup> Der Wärmebedarf nimmt mit 80 Prozent den größten Anteil ein und umfasst 146,78 TWh. Der Strombedarf ist hingegen mit 20 Prozent vergleichsweise moderat. Dennoch übersteigt der absolute Strombedarf mit 36,75 TWh den der meisten energieintensiven Industrien und wird nur von der Chemieindustrie übertroffen. Der Eigenstromanteil der Stahlindustrie in Deutschland ist seit 1990 kontinuierlich angestiegen. 2012 lag er bei rund 44 Prozent. Damit steuert die Stahlindustrie neun Prozent des industriellen und vier Prozent des Gesamtverbrauchs an Strom bei. In den letzten Jahren konnte die Stahlindustrie den Energiekostenanteil an BPW auf 5,1 Prozent senken. In diesem Zusammenhang wurden bereits in erheblichem Ausmaße Einsparpotenziale gehoben.<sup>87</sup>

Der Wärmeverbrauch wird zu 56 Prozent mit 82,83 TWh über den Steinkohleeinsatz gedeckt, Braunkohle spielt mit

ein Prozent bzw. 1,74 TWh eine vergleichsweise geringe Rolle. Gase bilden nach Steinkohle mit 40 Prozent den zweitgrößten Anteil des Wärmebedarfs mit 59 TWh. Mineralöle zu ein Prozent mit 2,08 TWh und Fernwärme mit 0,74 TWh sowie EE mit 0,36 TWh und Sonstige mit 0,02 TWh komplementieren den Wärmeverbrauch.

Die Stahlindustrie verbleibt somit trotz aller bereits vollzogenen Energiebedarfsreduktionen weiterhin eine rohstoff- und energieintensive Industrie, die durch das verstärkte Stahlrecycling erheblich Treibhausgase einsparen kann. Mittlerweile beruhen 56 Prozent der Rohstahlerzeugung auf dem Einsatz von Stahlschrott.<sup>88</sup>

Stahlschrott oder Sekundärstahl wird verstärkt im Elektrostahlverfahren verwendet und zeichnet sich im Gegensatz zum Hochofenverfahren, das für die Verhüttung von Rohstahl immer noch unverzichtbar ist, als wesentlich CO<sub>2</sub>-ärmer aus. 2014 wurden über das Elektrostahlverfahren 13,5 Mio. t (4,5 Prozent) Rohstahl und im Hochofen 291,2 Mio. t (95,5 Prozent) Rohstahl erzeugt.<sup>89</sup> Es wird davon ausgegangen, dass sich das Verhältnis der beiden Verfahren zugunsten des Elektrostahlverfahrens verändern wird. Das Stahlinstitut VDEh geht davon aus, dass bei einer Verschiebung zugunsten des Elektrostahlverfahrens auf 44 Prozent ca. ein Zehntel der gegenwärtigen CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Tonne Stahl eingespart werden kann.<sup>90</sup> Gegenwärtig werden für die Herstellung einer Tonne Stahl etwa 20 Gigajoule (5.600 kWh) Energie benötigt. Wird jedoch Schrott in einem Elektroschmelzofen verarbeitet, werden für die Produktion von einer Tonne flüssigem Stahl lediglich etwa 450 kWh gebraucht.<sup>91</sup> Damit kann man bei einem Energieaufwand von acht Prozent gegenüber dem Hochofen gleichwertigen Sekundärstahl produzieren. Mittels einer verstärkten Sauerstoffzuführung lässt sich der Energiebedarf noch weiter reduzieren. Bei einem verstärkten Einsatz von erneuerbarem Strom kann durch das Elektrostahlverfahren die Emissionsintensität erheblich reduziert werden.

Ferner besteht die Perspektive, mittels eines kombinierten Verfahrens aus Direktreduktion mit Wasserstoff und einem anschließenden Elektrolichtbogenofen, der mit erneuerbarem Strom betrieben wird, CO<sub>2</sub>-freien Stahl zu er-

zeugen.<sup>92</sup> Die Schaffung der Rahmenbedingung für einen kosteneffizienten Einsatz von Wasserstoff steht indes noch aus, dürfte aber für viele weitere energieintensive Industrien, wie etwa die Glas-, Chemie- oder Aluminiumindustrie, von gleicher Bedeutung sein. Eine Alternative zu Wasserstoff und der Direktreduktion auf Wasserstoffbasis ist ein reines Elektrolyseverfahren, das die Reduktion von Eisenerz zu Eisen über elektrischen Strom bewerkstelligt. Nebenprodukt ist statt wie bisher Kohlendioxid Sauerstoff. Die Einführung dieses Verfahrens wird bei erfolgreicher Entwicklung frühestens ab 2040 prognostiziert.<sup>93</sup>

Trotz aller gegenwärtigen CO<sub>2</sub>-Reduktionsbemühungen zeigt sich anhand der 33.421.000 frei zugeteilten Emissionszertifikate im direkten Vergleich mit den verifizierten bzw. gemeldeten 37.081.000 Zertifikaten, dass bereits in der 3. Handelsperiode die Stahlindustrie einen Mehrbedarf von 3.680.000 Zertifikaten hatte.

In Abbildung 26 bis 28 werden die Effekte einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf die Kosten und Emissionen der Stahlindustrie dargestellt.

<sup>82</sup> OECD Schätzung Vgl. BMWi (Hrsg.), 2018

<sup>83</sup> Fiedler, Freericks, FÖS (Hrsg.), 2016

<sup>84</sup> ebenda

<sup>85</sup> ebenda

<sup>86</sup> Fraunhofer ISI, 2016

<sup>87</sup> Wirtschaftsvereinigung Stahl Stahlinstitut VDEh, Energieeffizienz

<sup>88</sup> Höhmann, Ingmar, Handelsblatt (Hrsg.), 2009

<sup>89</sup> Wirtschaftsvereinigung Stahl Stahlinstitut VDEh, Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland

<sup>90</sup> Wirtschaftsvereinigung Stahl Stahlinstitut VDEh, Energieeffizienz

<sup>91</sup> EnEff: Industrie, Forschung für die energieeffiziente Industrie

<sup>92</sup> Fleiter, Schломann, Eichhammer, Fraunhofer ISI (Hrsg.), 2013

<sup>93</sup> ISI 2013: 301

Abbildung 26: Modellierung: 50 €/t CO<sub>2</sub> Ersatzsteuer in der Stahlindustrie

I. Szenario für folgende Marktteilnehmer: Stahl-Industrie Deutschland	II. CO <sub>2</sub> -Modell- Ersatz	Variante: Input	III. CO <sub>2</sub> -Steuer: 50 EUR/t CO <sub>2</sub>
--	--	--------------------	---

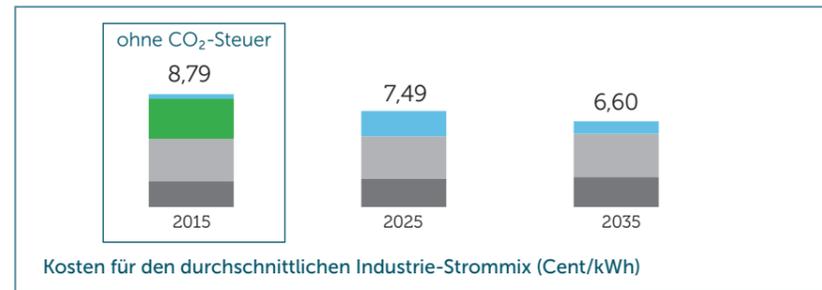
IV. Entwicklung der Energiekosten bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland -> (2015 – 2025 – 2035)

V. VORSTELLUNG DER STEUER-VARIANTE

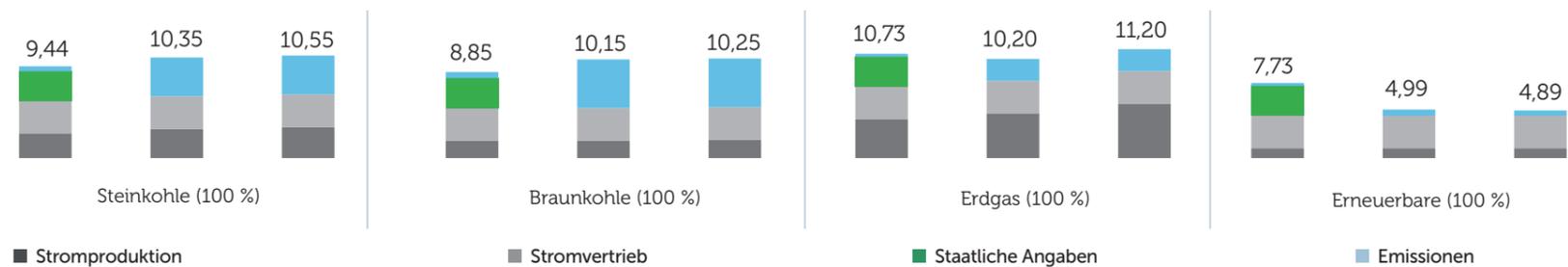
Das gewählte Modell entspricht einer CO<sub>2</sub>-Steuer, die als Ersatz für alle bisherigen staatlichen Energie-Abgaben erhoben wird. Das bedeutet, dass die bestehenden Energiesteuern sowie sämtliche Umlagen (EEG-Umlage, Haftungsumlage, abschaltbare Lasten etc.) und Aufschläge (KWK-Aufschlag) entfallen. In dieser Ausprägung der Ersatz-Steuer kommt die volle Zielbelastung bereits ab der Einführung zum Tragen. Die CO<sub>2</sub>-Steuer auf Kraftstoffe wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Eine Auswertung samt Kraftstoffen findet in der Übersicht mit allen Marktteilnehmern statt.

VI. Entwicklung des Strompreises je Kilowattstunde in Cent/kWh

Industrie-Strommix (Basisjahr 2015):	Anteil in %	kg CO <sub>2</sub> /kWh
Energieträger 1: Braunkohle	70 %	1
Energieträger 2: Steinkohle	30 %	0,80



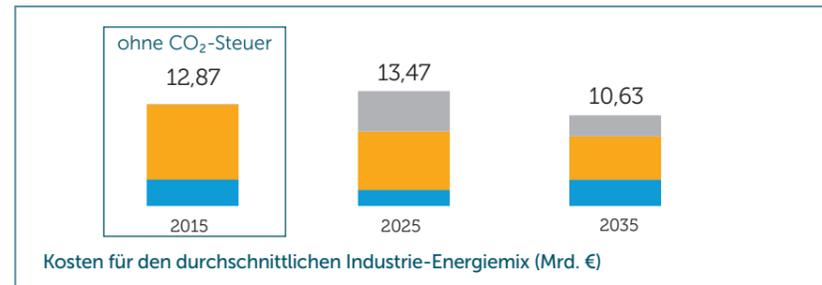
Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom aus einem Energieträger decken wollen



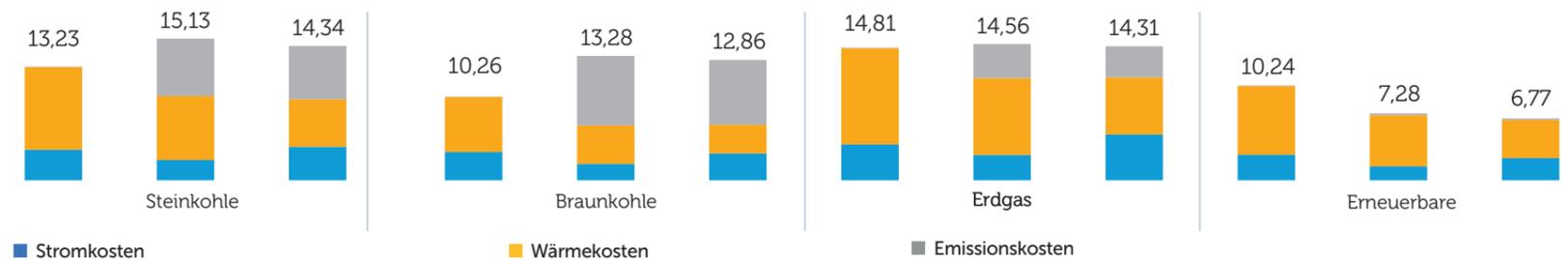
VII. Entwicklung der jährlichen Energiekosten in Milliarden Euro

(Bestehend aus den Kosten für Strom und Wärme (ohne Emissionen) sowie den zusammengefassten Emissionskosten)

Wärme-Energieträger (Basis 2015)	Stk.	Brk.	Öle	Gase	EE	Sonstige	FW
Energiemix (Anteil in %)	56	1	1	40	1	0	1



Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom und Wärme aus einem Energieträger decken wollen



Datengrundlage und Annahmen			
Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang zur Studie.			
<b>STROM</b>	2015	2025	2035
Stromverbrauch (TWh/a):	36,75	34,11	54,73
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):	0,94	0,39	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	50	50
<b>WÄRME</b>			
Wärmeverbrauch:	146,78	136,84	101,64
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):	0,29	0,29	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	50	50
<b>EMISSIONEN</b>			
Emissions-Zertifikat (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	15	23	42
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	50	50
Teilnehmer am Emissionshandel:		Ja	
Verified Emissions Table 2015 (VET):		37.081.000	
Freie Zertifikate (Benchmark, CDM):		33.241.000	
Zusätzlicher Emissionsfaktor:		Keine Spezifizierung	
Mehrwertsteuer (inkl./exkl.)		Exklusive	

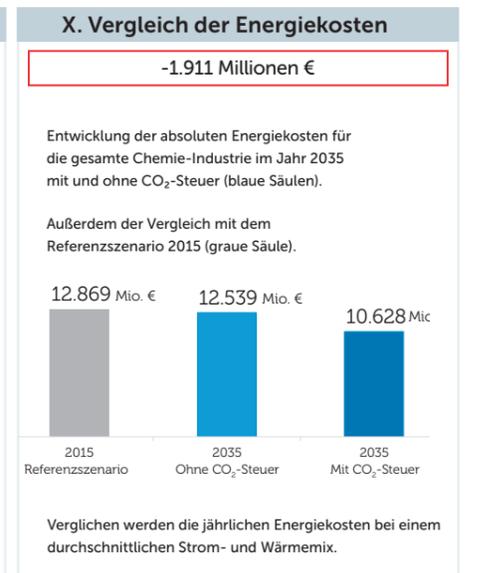
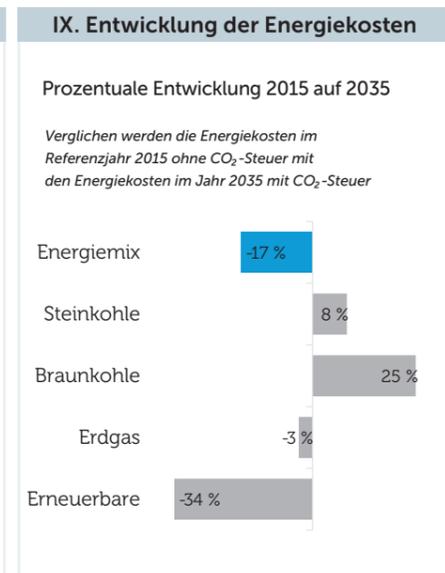
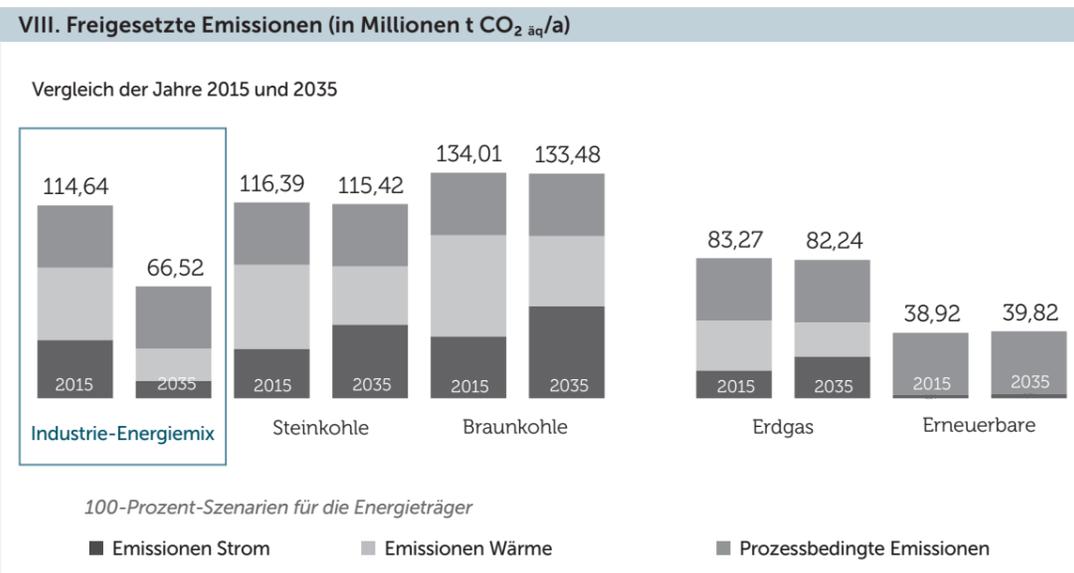


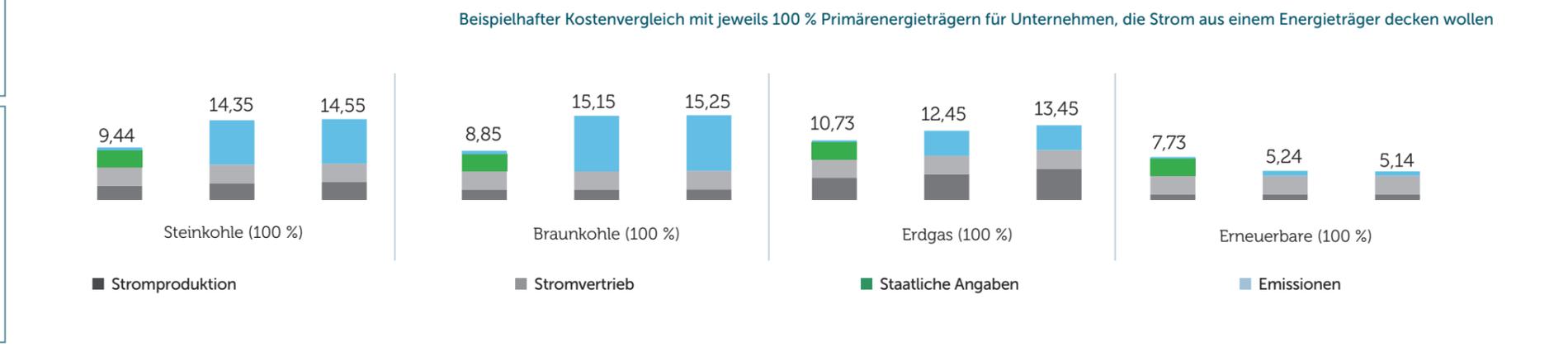
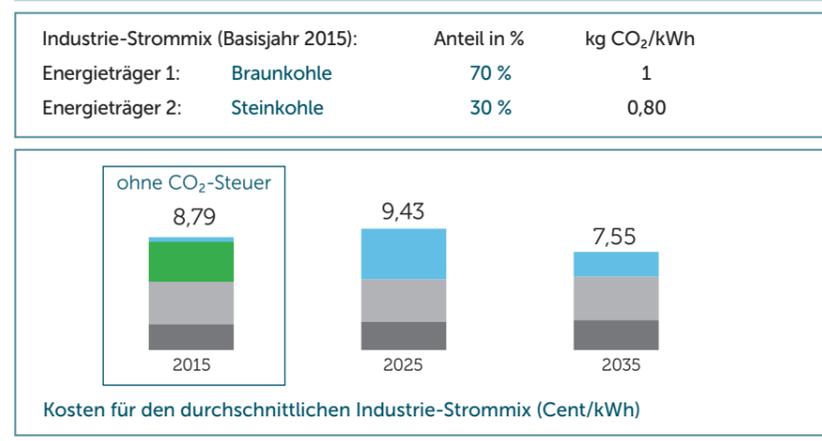
Abbildung 27: Modellierung: 100 €/t CO<sub>2</sub> Ersatzsteuer in der Stahlindustrie

<b>I. Szenario für folgende Marktteilnehmer:</b> Stahl-Industrie Deutschland	<b>II. CO<sub>2</sub>-Modell- Variante:</b> Ersatz Input	<b>III. CO<sub>2</sub>-Steuer:</b> 100 EUR/t CO <sub>2</sub>
---	---	---

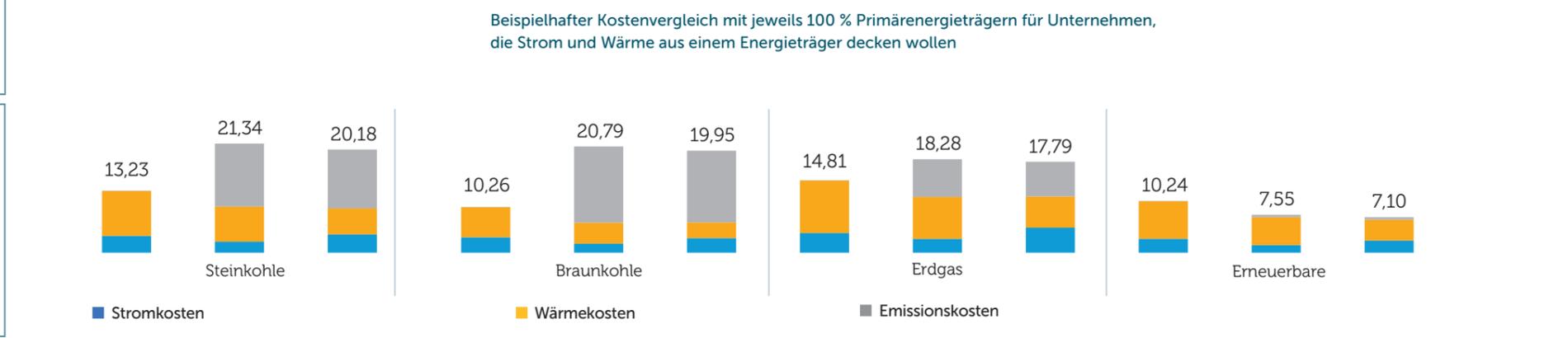
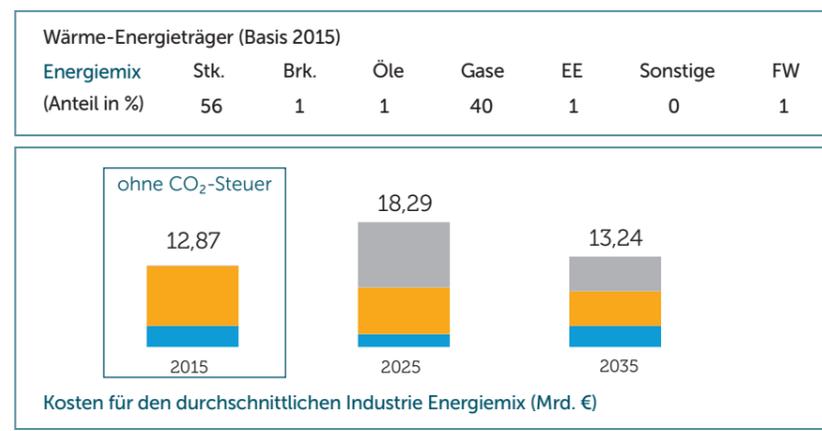
**IV. Entwicklung der Energiekosten bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland -> (2015 – 2025 – 2035)**  
**V. VORSTELLUNG DER STEUER-VARIANTE**

Das gewählte Modell entspricht einer CO<sub>2</sub>-Steuer, die als Ersatz für alle bisherigen staatlichen Energie-Abgaben erhoben wird. Das bedeutet, dass die bestehenden Energiesteuern sowie sämtliche Umlagen (EEG-Umlage, Haftungsumlage, abschaltbare Lasten etc.) und Aufschläge (KWK-Aufschlag) entfallen. In dieser Ausprägung der Ersatz-Steuer kommt die volle Zielbelastung bereits ab der Einführung zum Tragen. Die CO<sub>2</sub>-Steuer auf Kraftstoffe wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Eine Auswertung samt Kraftstoffen findet in der Übersicht mit allen Marktteilnehmern statt.

**VI. Entwicklung des Strompreises je Kilowattstunde in Cent/kWh**



**VII. Entwicklung der jährlichen Energiekosten in Milliarden Euro** (Bestehend aus den Kosten für Strom und Wärme (ohne Emissionen) sowie den zusammengefassten Emissionskosten)



**Datengrundlage und Annahmen**

Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang zur Studie.

STROM	2015	2025	2035
Stromverbrauch (TWh/a):	36,75	34,11	54,73
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):	0,94	0,39	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	100	100

WÄRME	2015	2025	2035
Wärmeverbrauch:	146,78	136,84	101,64
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):	0,29	0,29	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	100	100

EMISSIONEN	2015	2025	2035
Emissions-Zertifikat (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	15	23	42
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	100	100
Teilnehmer am Emissionshandel:		Ja	
Verified Emissions Table 2015 (VET):		37.081.000	
Freie Zertifikate (Benchmark, CDM):		33.241.000	
Zusätzlicher Emissionsfaktor:		Keine Spezifizierung	

Mehrwertsteuer (inkl./exkl.)	Exklusive
------------------------------	-----------

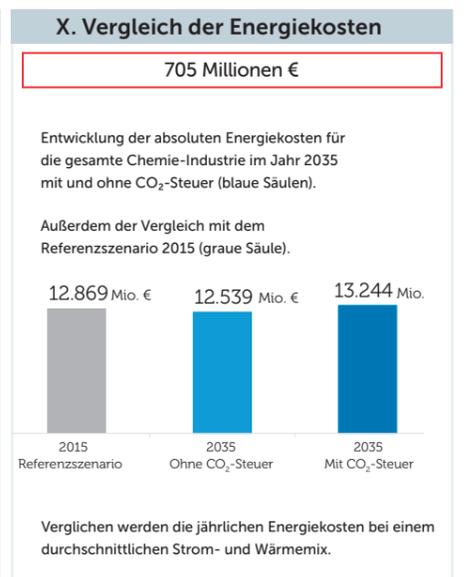
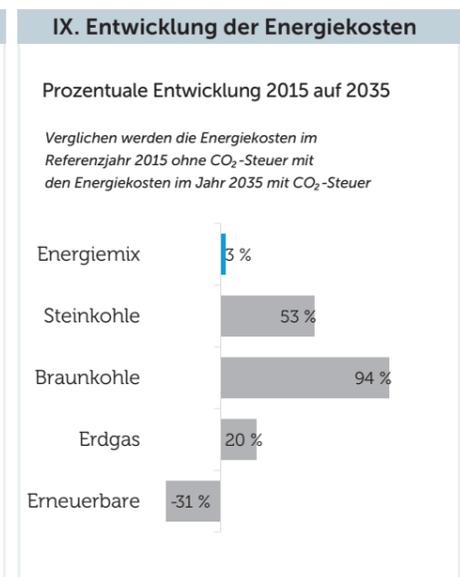
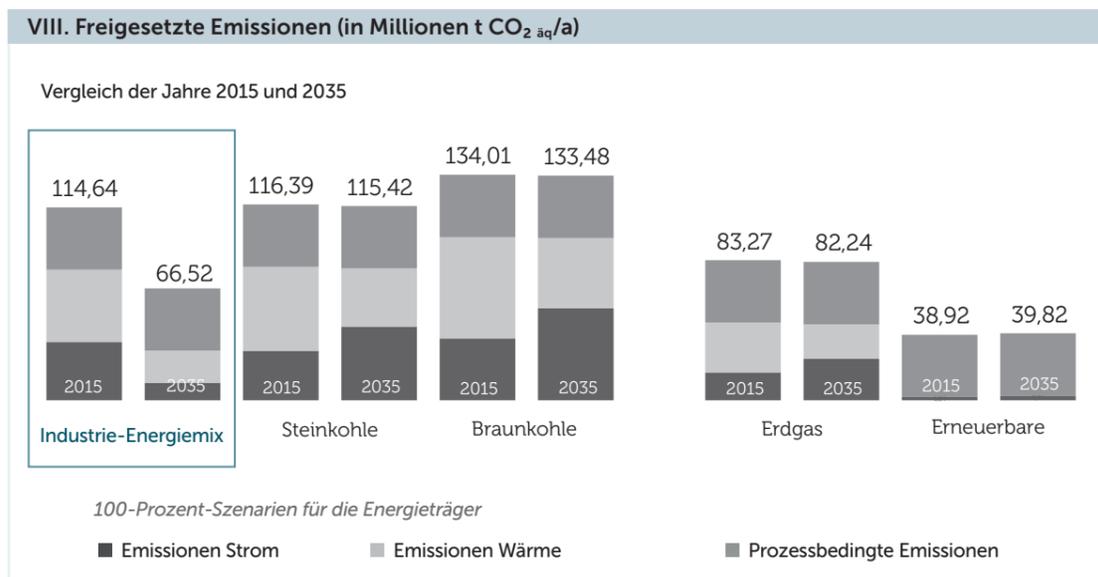


Abbildung 28: Modellierung: 50 €/t CO<sub>2</sub> OnTop-Steuer in der Stahlindustrie

I. Szenario für folgende Marktteilnehmer: Stahl-Industrie Deutschland	II. CO <sub>2</sub> -Modell- OnTop	Variante: Verbrauch	III. CO <sub>2</sub> -Steuer: 50 EUR/t CO <sub>2</sub>
--	---------------------------------------	------------------------	---

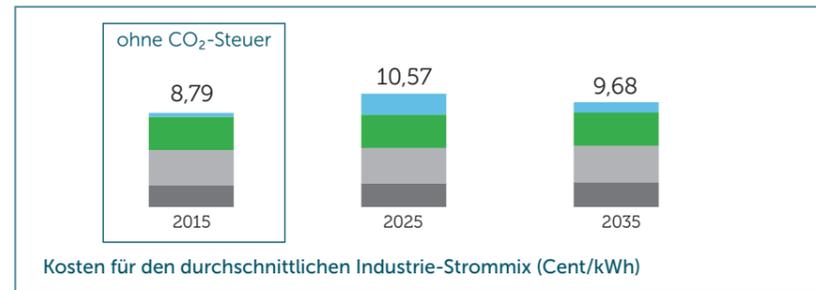
IV. Entwicklung der Energiekosten bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland -> (2015 – 2025 – 2035)

V. VORSTELLUNG DER STEUER-VARIANTE

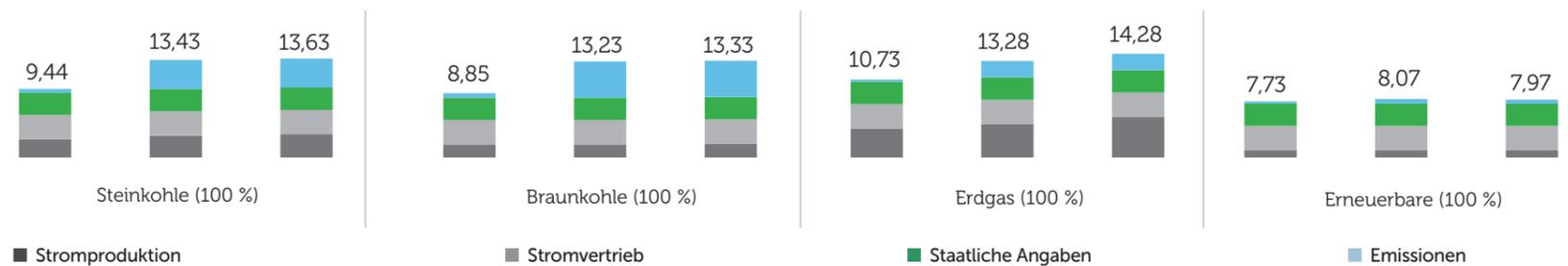
Das gewählte Modell entspricht einer CO<sub>2</sub>-Steuer, die OnTop aufgeschlagen wird. Das bedeutet, dass die bisherigen staatlichen Energie-Abgaben (Umlagen, Steuern und Zuschläge) erhalten bleiben und die CO<sub>2</sub>-Steuer zu den bestehenden Belastungen dazu kommt. In dieser Ausprägung der OnTop-Steuer kommt die volle Zielbelastung bereits ab der Einführung zum Tragen. Die CO<sub>2</sub>-Steuer auf Kraftstoffe wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Eine Auswertung samt Kraftstoffen findet in der Übersicht mit allen Marktteilnehmern statt.

VI. Entwicklung des Strompreises je Kilowattstunde in Cent/kWh

Industrie-Strommix (Basisjahr 2015):	Anteil in %	kg CO <sub>2</sub> /kWh
Energieträger 1: Braunkohle	70 %	1
Energieträger 2: Steinkohle	30 %	0,80



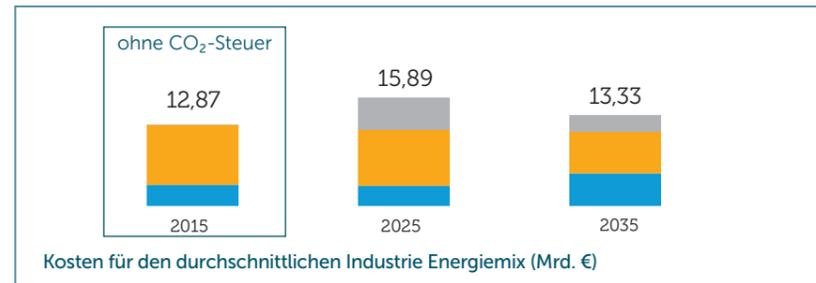
Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom aus einem Energieträger decken wollen



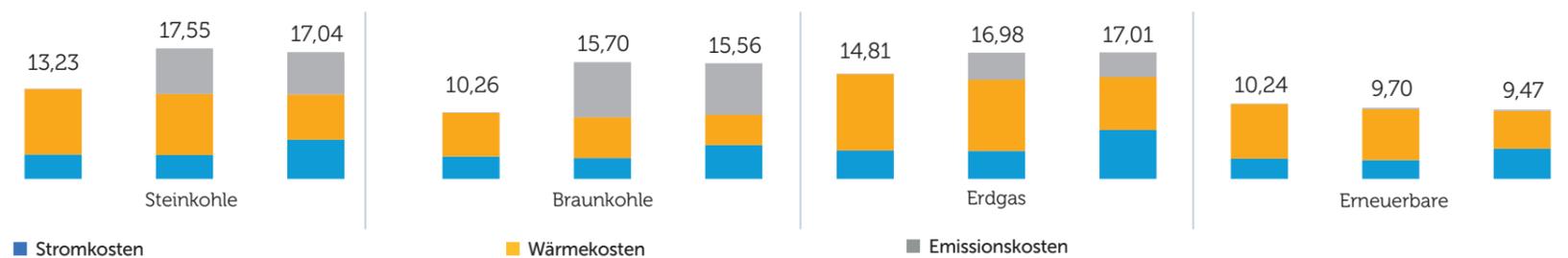
VII. Entwicklung der jährlichen Energiekosten in Milliarden Euro

(Bestehend aus den Kosten für Strom und Wärme (ohne Emissionen) sowie den zusammengefassten Emissionskosten)

Wärme-Energieträger (Basis 2015)	Stk.	Brk.	Öle	Gase	EE	Sonstige	FW
Energiemix (Anteil in %)	56	1	1	40	1	0	1



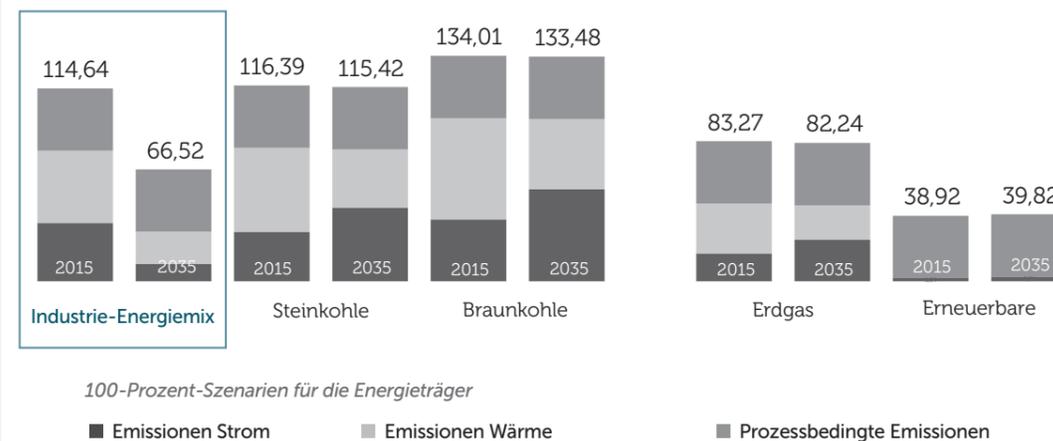
Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom und Wärme aus einem Energieträger decken wollen



Datengrundlage und Annahmen				
Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang zur Studie.				
<b>STROM</b>		2015	2025	2035
Stromverbrauch (TWh/a):		36,75	34,11	54,73
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):		0,94	0,39	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	50	50
<b>WÄRME</b>				
Wärmeverbrauch:		146,78	136,84	101,64
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):		0,29	0,29	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	50	50
<b>EMISSIONEN</b>				
Emissions-Zertifikat (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		15	23	42
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	50	50
Teilnehmer am Emissionshandel:		Ja		
Verified Emissions Table 2015 (VET):		37.081.000		
Freie Zertifikate (Benchmark, CDM):		33.241.000		
Zusätzlicher Emissionsfaktor:		Keine Spezifizierung		
Mehrwertsteuer (inkl./exkl.):		Exklusive		

VIII. Freigesetzte Emissionen (in Millionen t CO<sub>2</sub> äq/a)

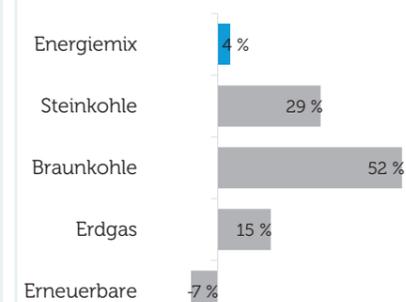
Vergleich der Jahre 2015 und 2035



IX. Entwicklung der Energiekosten

Prozentuale Entwicklung 2015 auf 2035

Verglichen werden die Energiekosten im Referenzjahr 2015 ohne CO<sub>2</sub>-Steuer mit den Energiekosten im Jahr 2035 mit CO<sub>2</sub>-Steuer



X. Vergleich der Energiekosten

3.541 Millionen €

Entwicklung der absoluten Energiekosten für die gesamte Chemie-Industrie im Jahr 2035 mit und ohne CO<sub>2</sub>-Steuer (blaue Säulen).

Außerdem der Vergleich mit dem Referenzszenario 2015 (graue Säule).



Verglichen werden die jährlichen Energiekosten bei einem durchschnittlichen Strom- und Wärmemix.

### 3.2.2.3 Aluminiumindustrie in Deutschland

Die deutsche Aluminiumindustrie beschäftigt 74.000 Menschen (Stand 2016) in rund 600 Betrieben. Diese teilen sich in kleine und mittelständische Unternehmen und internationale Konzerne auf, die 2016 einen Gesamtumsatz von 15,1 Mrd. EUR generiert haben.<sup>94</sup> Dieser stellt zugleich einen Umsatzrückgang um 2,6 Prozent gegenüber 2015 dar, was sich vor allem durch einen Preisrückgang beim Börsenpreis von Aluminium um 8,2 Prozent auf 1.569 Euro (2015: 1.710 EUR) erklären lässt.

#### Energieverbrauch, CO<sub>2</sub>- und andere THG-Emissionen in der Aluminiumindustrie

Der Energiebedarf der Aluminiumindustrie in Deutschland beträgt 33,14 TWh (Stand 2015). Der Strombedarf nimmt mit 55 Prozent (18,17 TWh) im Vergleich zu den anderen energieintensiven Industrien den größten Anteil ein. Er wird im Gegensatz zu den anderen Industrien größtenteils fremdbezogen und nicht in Teilen eigenproduziert. Der Wärmebedarf zu 45 Prozent bzw. 14,70 TWh wird zu 74 Prozent über Gase (10,94 TWh) und zu 18 Prozent über Steinkohle (2,67 TWh) bestritten. Die übrigen acht Prozent teilen sich Mineralöle mit sechs Prozent (0,95 TWh), Fernwärme mit zwei Prozent (0,33 TWh) und Sonstige mit einem halben Prozent (0,07 TWh).<sup>95</sup>

Gegenwärtig wird eine Tonne Primäraluminium mit weniger als 15 MWh Strom in Deutschland erzeugt.<sup>96</sup> Die Herstellung von Primäraluminium aus Bauxit/Aluminiumerzen ist wesentlich energieintensiver als das Einschmelzen von Schrott beziehungsweise Sekundäraluminium. Sekundäraluminium benötigt gegenüber der durch Primärproduktion aufgewendeten Energie nur etwa fünf Prozent (0,75 MWhel t/Alu).<sup>97</sup>

Mit einer ab 2019 forcierten Kreislaufwirtschaft durch Inkrafttreten des Verpackungsgesetzes (VerpackG) ist daher von einem stetigen Energiebedarfsrückgang durch einen verstärkten Rückgriff auf Sekundäraluminium auszugehen, auch, da Aluminium von Gesetzes wegen zu 80 Prozent (2019) und ab 2022 zu 90 Prozent recycelt werden muss. Bereits heute wird Aluminium je nach Produktgruppe zwischen 90 und 95 Prozent recycelt.<sup>98</sup>

Dies ist umso bedeutender, da im Zeitraum von 1990 bis 2016 die Produktion von Hüttenaluminium bzw. Primäraluminium mit 1.367 kg CO<sub>2</sub> je Tonne Primäraluminium unverändert blieb.

Die emissionsintensiven Produktionsprozesse schlagen sich auch in der Anzahl der gemeldeten Emissionen nieder. 2.471.000 frei zugeteilte Emissionszertifikate stehen 2.590.000 verifizierten/gemeldeten Zertifikaten gegenüber. Dementsprechend hat die Aluminiumindustrie einen Mehrbedarf von 119.000 t/CO<sub>2</sub> (2015), der vor dem Hintergrund verschärfter Benchmarks in der 4. Handelsperiode noch ansteigen dürfte, sofern nicht signifikante Emissions- und Primärenergiereduktionen von der Industrie umgesetzt werden.

#### Energieeinspar- und CO<sub>2</sub>-Emissionssenkungspotenzial

Das kumulierte Einsparpotenzial in der Primär- und Sekundärstahlproduktion wird mit drei PJ (0,83 TWh) bzw. zehn Prozent des Energiebedarfs der Aluminiumindustrie angegeben. Als derzeit wirtschaftlich vertretbar werden dagegen nur 1,4 PJ (0,38 TWh) bzw. fünf Prozent angesehen.

Die Einsparpotenziale unterscheiden sich dabei in der Primär- und Sekundäraluminiumherstellung. Das Einsparpotenzial liegt bei Primäraluminium bei insgesamt zwei PJ (0,55 TWh) bzw. 7,6 Prozent, 0,4 PJ (0,11 TWh) bzw. 1,5 Prozent bei wirtschaftlicher Betrachtung und bei Sekundäraluminium insgesamt bei 0,9 PJ (0,25 TWh) bzw. 28 Prozent, bei wirtschaftlicher Betrachtung 0,8 PJ (0,22 TWh) bzw. 25 Prozent.<sup>99</sup>

In Abbildung 29 bis 31 werden die Effekte einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf die Kosten und Emissionen der Aluminiumindustrie dargestellt.

<sup>94</sup> GDA (Hrsg.), 2017

<sup>95</sup> aufgerundete Werte, 1 % Diskrepanz

<sup>96</sup> EnEff: Industrie, Forschung für die energieeffiziente Industrie

<sup>97</sup> ebenda

<sup>98</sup> GDA (Hrsg.), 2017

<sup>99</sup> Brunke, 2017: S 137

Abbildung 29: Modellierung: 50 €/t CO<sub>2</sub> Ersatzsteuer in der Aluminiumindustrie

I. Szenario für folgende Marktteilnehmer: Aluminium-Industrie Deutschland	II. CO <sub>2</sub> -Modell- Ersatz	Variante: Input	III. CO <sub>2</sub> -Steuer: 50 EUR/t CO <sub>2</sub>
--	--	--------------------	---

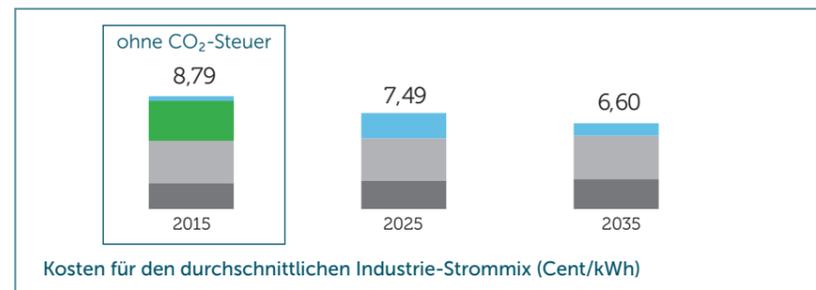
IV. Entwicklung der Energiekosten bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland -> (2015 – 2025 – 2035)

V. VORSTELLUNG DER STEUER-VARIANTE

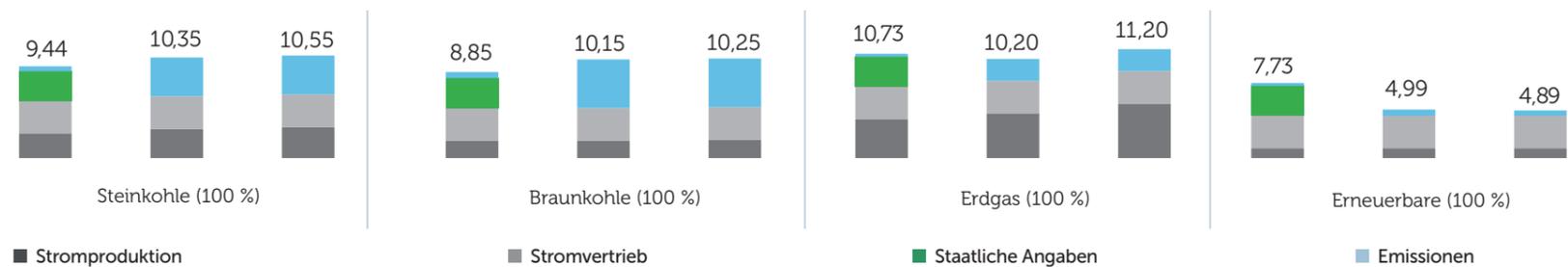
Das gewählte Modell entspricht einer CO<sub>2</sub>-Steuer, die als Ersatz für alle bisherigen staatlichen Energie-Abgaben erhoben wird. Das bedeutet, dass die bestehenden Energiesteuern sowie sämtliche Umlagen (EEG-Umlage, Haftungsumlage, abschaltbare Lasten etc.) und Aufschläge (KWK-Aufschlag) entfallen. In dieser Ausprägung der Ersatz-Steuer kommt die volle Zielbelastung bereits ab der Einführung zum Tragen. Die CO<sub>2</sub>-Steuer auf Kraftstoffe wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Eine Auswertung samt Kraftstoffen findet in der Übersicht mit allen Marktteilnehmern statt.

VI. Entwicklung des Strompreises je Kilowattstunde in Cent/kWh

Industrie-Strommix (Basisjahr 2015):	Anteil in %	kg CO <sub>2</sub> /kWh
Energieträger 1: Braunkohle	70 %	1
Energieträger 2: Steinkohle	30 %	0,80



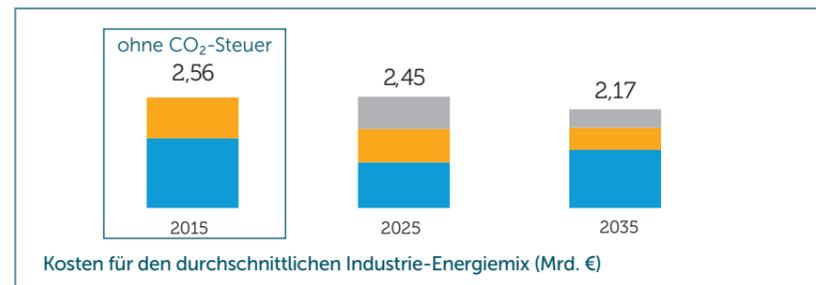
Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom aus einem Energieträger decken wollen



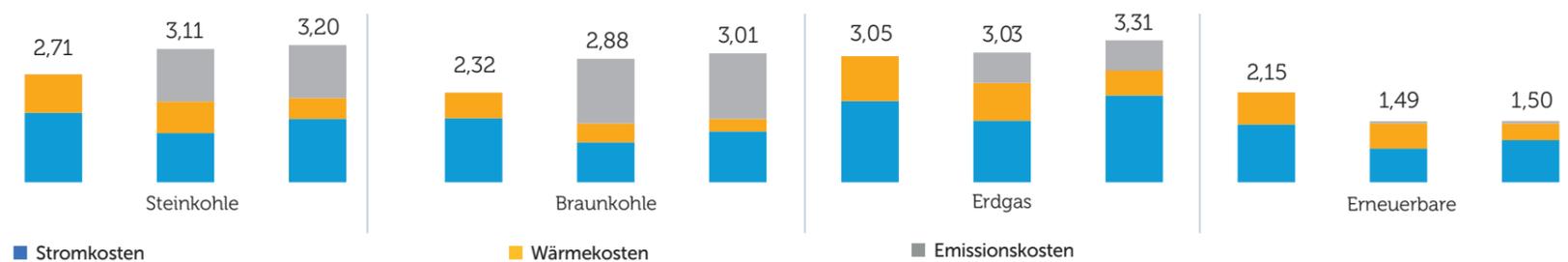
VII. Entwicklung der jährlichen Energiekosten in Milliarden Euro

(Bestehend aus den Kosten für Strom und Wärme (ohne Emissionen) sowie den zusammengefassten Emissionskosten)

Wärme-Energieträger (Basis 2015)	Stk.	Brk.	Öle	Gase	EE	Sonstige	FW
Energiemix (Anteil in %)	18	0	6	73	0	0	2



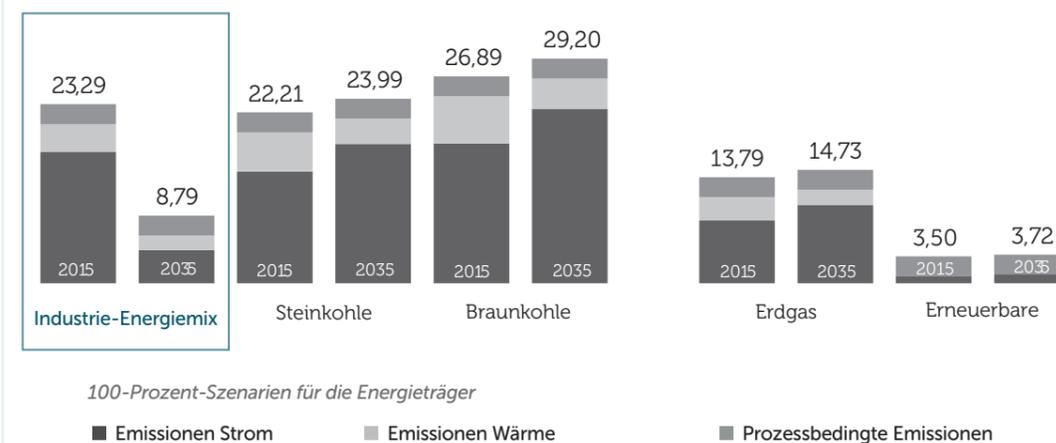
Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom und Wärme aus einem Energieträger decken wollen



Datengrundlage und Annahmen			
Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang zur Studie.			
<b>STROM</b>	2015	2025	2035
Stromverbrauch (TWh/a):	18,17	18,10	22,63
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):	0,94	0,39	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	50	50
<b>WÄRME</b>			
Wärmeverbrauch:	14,97	14,71	9,70
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):	0,24	0,24	0,20
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	50	50
<b>EMISSIONEN</b>			
Emissions-Zertifikat (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	15	23	42
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	50	50
Teilnehmer am Emissionshandel:		Ja	
Verified Emissions Table 2015 (VET):		2.590.000	
Freie Zertifikate (Benchmark, CDM):		2.471.000	
Zusätzlicher Emissionsfaktor:		Keine Spezifizierung	
Mehrwertsteuer (inkl./exkl.)		Exklusive	

VIII. Freigesetzte Emissionen (in Millionen t CO<sub>2</sub> äq/a)

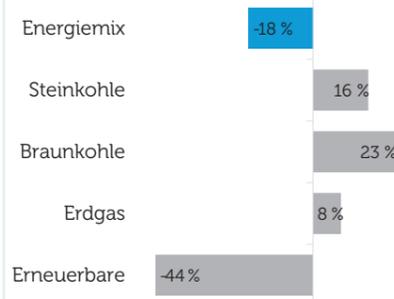
Vergleich der Jahre 2015 und 2035



IX. Entwicklung der Energiekosten

Prozentuale Entwicklung 2015 auf 2035

Verglichen werden die Energiekosten im Referenzjahr 2015 ohne CO<sub>2</sub>-Steuer mit den Energiekosten im Jahr 2035 mit CO<sub>2</sub>-Steuer



X. Vergleich der Energiekosten

-654 Millionen €

Entwicklung der absoluten Energiekosten für die gesamte Chemie-Industrie im Jahr 2035 mit und ohne CO<sub>2</sub>-Steuer (blaue Säulen).

Außerdem der Vergleich mit dem Referenzszenario 2015 (graue Säule).



Verglichen werden die jährlichen Energiekosten bei einem durchschnittlichen Strom- und Wärmemix.

Abbildung 30: Modellierung: 100 €/t CO<sub>2</sub> Ersatzsteuer in der Aluminiumindustrie

I. Szenario für folgende Marktteilnehmer: Aluminium-Industrie Deutschland	II. CO <sub>2</sub> -Modell- Ersatz	Variante: Input	III. CO <sub>2</sub> -Steuer: 100 EUR/t CO <sub>2</sub>
--	--	--------------------	--

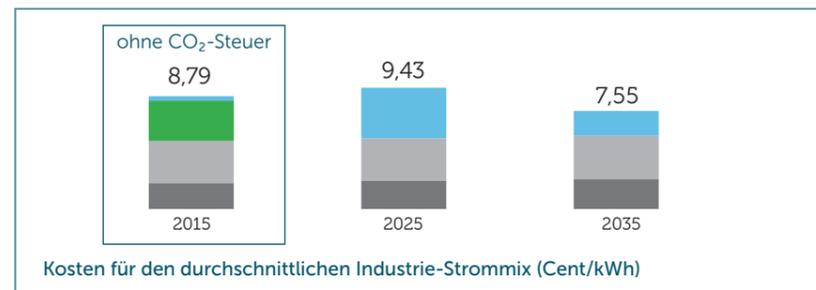
IV. Entwicklung der Energiekosten bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland -> (2015 – 2025 – 2035)

V. VORSTELLUNG DER STEUER-VARIANTE

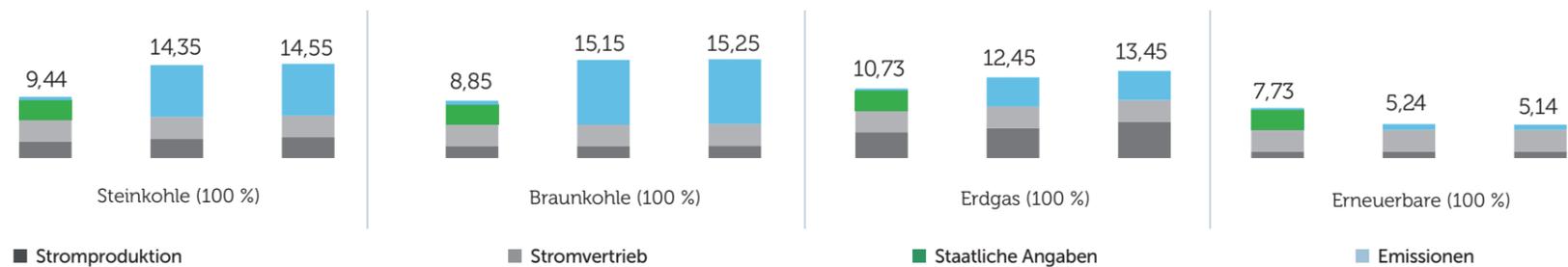
Das gewählte Modell entspricht einer CO<sub>2</sub>-Steuer, die als Ersatz für alle bisherigen staatlichen Energie-Abgaben erhoben wird. Das bedeutet, dass die bestehenden Energiesteuern sowie sämtliche Umlagen (EEG-Umlage, Haftungsumlage, abschaltbare Lasten etc.) und Aufschläge (KWK-Aufschlag) entfallen. In dieser Ausprägung der Ersatz-Steuer kommt die volle Zielbelastung bereits ab der Einführung zum Tragen. Die CO<sub>2</sub>-Steuer auf Kraftstoffe wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Eine Auswertung samt Kraftstoffen findet in der Übersicht mit allen Marktteilnehmern statt.

VI. Entwicklung des Strompreises je Kilowattstunde in Cent/kWh

Industrie-Strommix (Basisjahr 2015):	Anteil in %	kg CO <sub>2</sub> /kWh
Energieträger 1: Braunkohle	70 %	1
Energieträger 2: Steinkohle	30 %	0,80



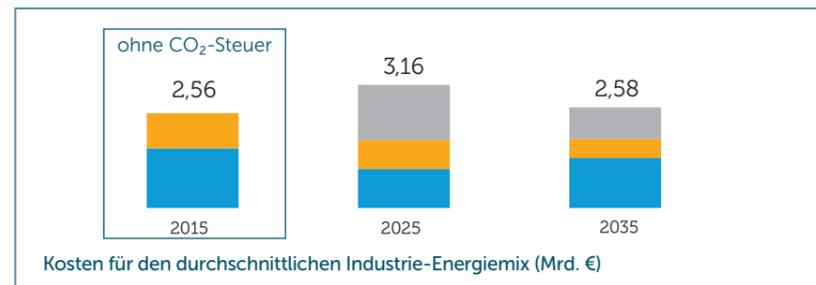
Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom aus einem Energieträger decken wollen



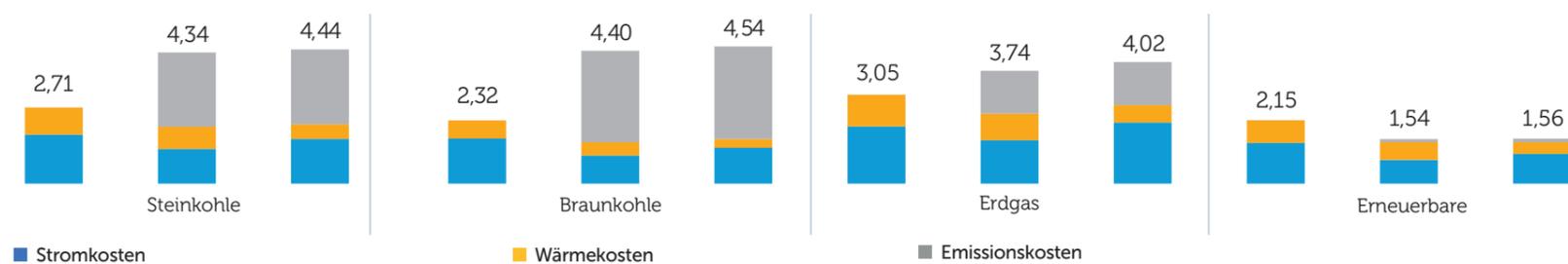
VII. Entwicklung der jährlichen Energiekosten in Milliarden Euro

(Bestehend aus den Kosten für Strom und Wärme (ohne Emissionen) sowie den zusammengefassten Emissionskosten)

Wärme-Energieträger (Basis 2015)	Stk.	Brk.	Öle	Gase	EE	Sonstige	FW
Energiemix (Anteil in %)	18	0	6	73	0	0	2



Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom und Wärme aus einem Energieträger decken wollen



Datengrundlage und Annahmen			
Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang zur Studie.			
<b>STROM</b>	2015	2025	2035
Stromverbrauch (TWh/a):	18,17	18,10	22,63
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):	0,94	0,39	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	100	100
<b>WÄRME</b>			
Wärmeverbrauch:	14,97	14,71	9,70
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):	0,24	0,24	0,20
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	100	100
<b>EMISSIONEN</b>			
Emissions-Zertifikat (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	15	23	42
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	100	100
Teilnehmer am Emissionshandel:		Ja	
Verified Emissions Table 2015 (VET):		2.590.000	
Freie Zertifikate (Benchmark, CDM):		2.471.000	
Zusätzlicher Emissionsfaktor:		Keine Spezifizierung	
Mehrwertsteuer (inkl./exkl.)		Exklusive	

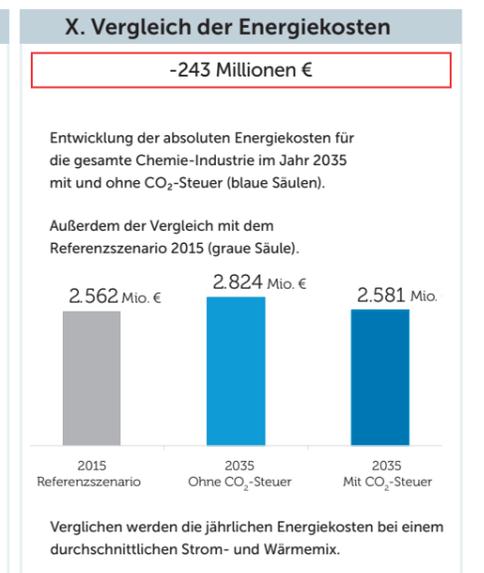
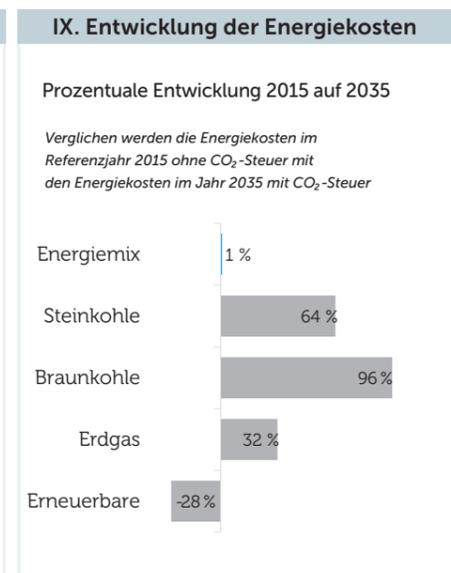
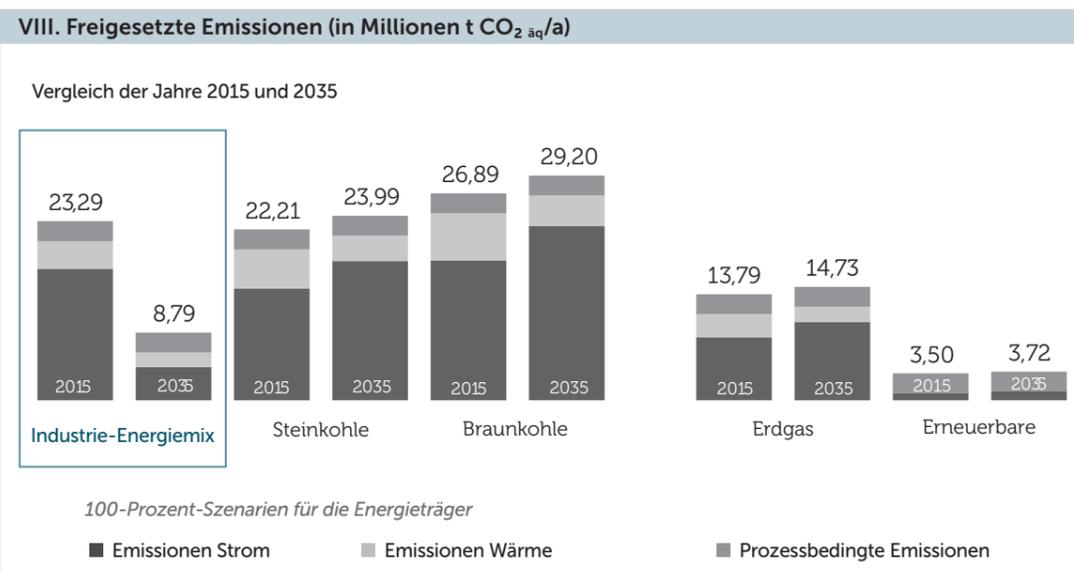


Abbildung 31: Modellierung: 50 €/t CO<sub>2</sub> OnTop-Steuer in der Aluminiumindustrie

I. Szenario für folgende Marktteilnehmer: Aluminium-Industrie Deutschland	II. CO <sub>2</sub> -Modell: OnTop	Variante: Verbrauch	III. CO <sub>2</sub> -Steuer: 50 EUR/t CO <sub>2</sub>
--	---------------------------------------	------------------------	---

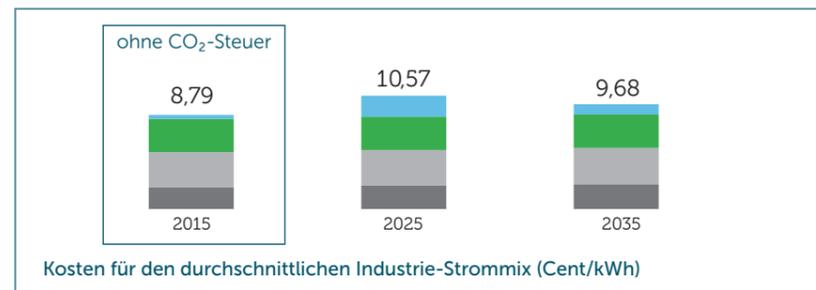
IV. Entwicklung der Energiekosten bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland -> (2015 – 2025 – 2035)

V. VORSTELLUNG DER STEUER-VARIANTE

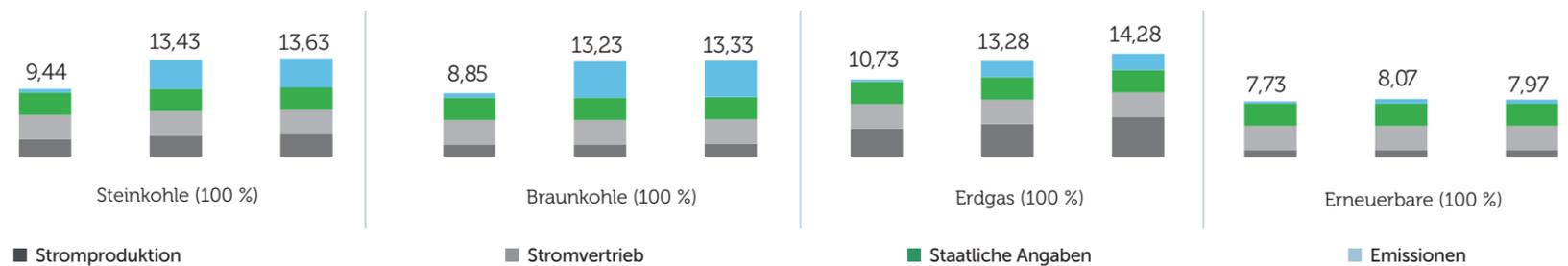
Das gewählte Modell entspricht einer CO<sub>2</sub>-Steuer, die OnTop aufgeschlagen wird. Das bedeutet, dass die bisherigen staatlichen Energie-Abgaben (Umlagen, Steuern und Zuschläge) erhalten bleiben und die CO<sub>2</sub>-Steuer zu den bestehenden Belastungen dazu kommt. In dieser Ausprägung der OnTop-Steuer kommt die volle Zielbelastung bereits ab der Einführung zum Tragen. Die CO<sub>2</sub>-Steuer auf Kraftstoffe wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Eine Auswertung samt Kraftstoffen findet in der Übersicht mit allen Marktteilnehmern statt.

VI. Entwicklung des Strompreises je Kilowattstunde in Cent/kWh

Industrie-Strommix (Basisjahr 2015):	Anteil in %	kg CO <sub>2</sub> /kWh
Energieträger 1: Braunkohle	70 %	1
Energieträger 2: Steinkohle	30 %	0,80



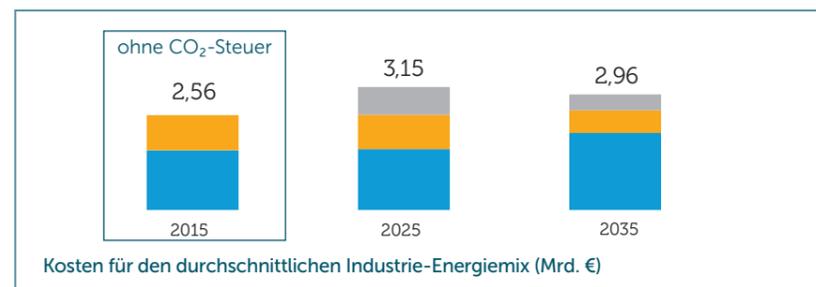
Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom aus einem Energieträger decken wollen



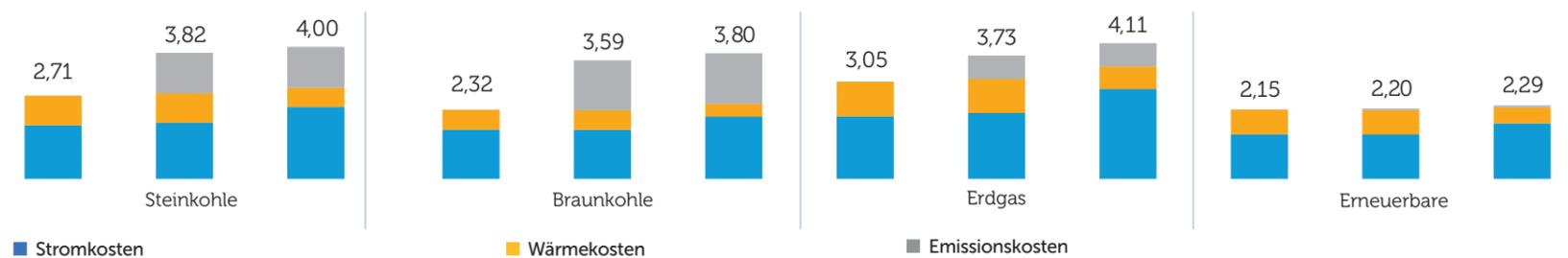
VII. Entwicklung der jährlichen Energiekosten in Milliarden Euro

(Bestehend aus den Kosten für Strom und Wärme (ohne Emissionen) sowie den zusammengefassten Emissionskosten)

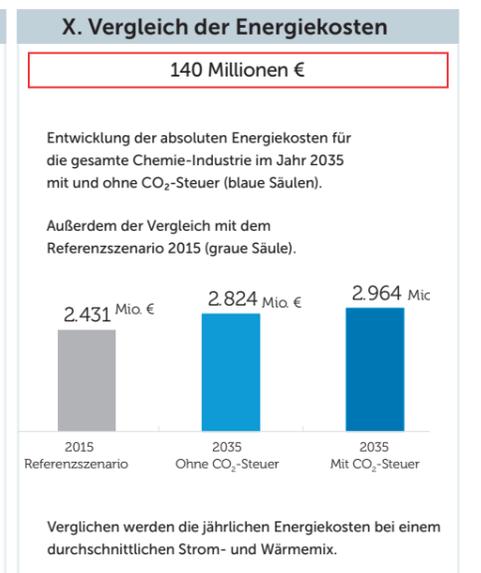
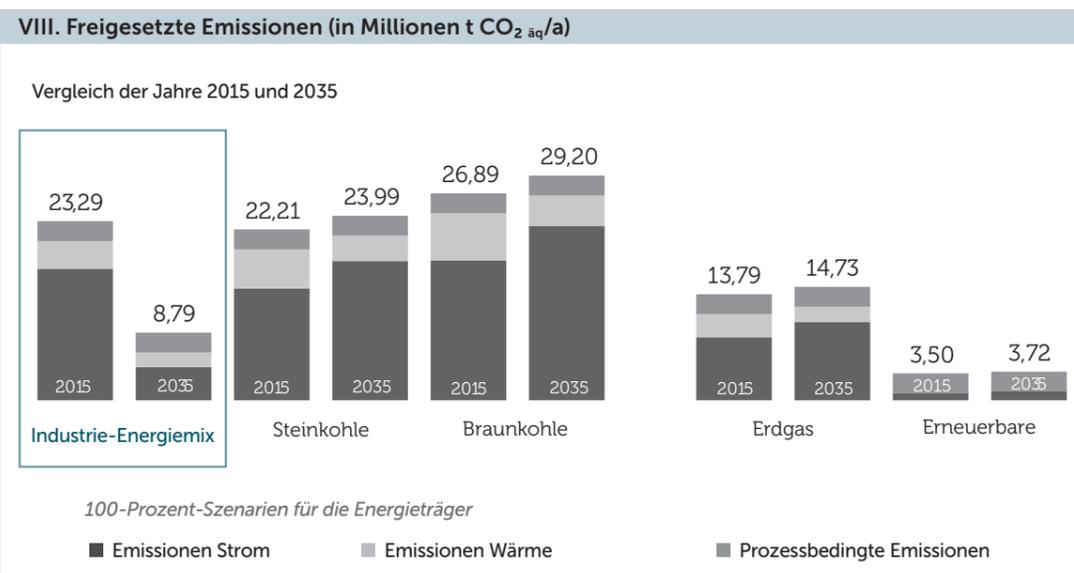
Wärme-Energieträger (Basis 2015)	Stk.	Brk.	Öle	Gase	EE	Sonstige	FW
Energiemix (Anteil in %)	18	0	6	73	0	0	2



Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom und Wärme aus einem Energieträger decken wollen



Datengrundlage und Annahmen				
Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang zur Studie.				
STROM		2015	2025	2035
Stromverbrauch (TWh/a):		18,17	18,10	22,63
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):		0,94	0,39	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	50	50
WÄRME		2015	2025	2035
Wärmeverbrauch:		14,97	14,71	9,70
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):		0,24	0,24	0,20
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	50	50
EMISSIONEN		2015	2025	2035
Emissions-Zertifikat (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		15	23	42
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	50	50
Teilnehmer am Emissionshandel:			Ja	
Verified Emissions Table 2015 (VET):		2.590.000		
Freie Zertifikate (Benchmark, CDM):		2.471.000		
Zusätzlicher Emissionsfaktor:		Keine Spezifizierung		
Mehrwertsteuer (inkl./exkl.)		Exklusive		



### 3.2.2.4 Glasindustrie in Deutschland

Die deutsche Glasindustrie beschäftigt rund 53.000 Mitarbeiter (Stand 2017) und wächst weiter, sowohl im Inlands- als auch im Auslandsgeschäft. Insbesondere das Auslandsgeschäft ist weiterhin Wachstumstreiber (2017: +7,0 Prozent) für die ganze Branche. Dies geht insbesondere auf eine verstärkte Nachfrage von Spezialglas und Flachglasveredelung zurück. Insgesamt stieg 2017 der Gesamtumsatz um 3,3 Prozent auf 9,74 Mrd. EUR an (2016: 9,43 Mrd. EUR).

Die CO<sub>2</sub>-Intensität in der Produktion von Glas stagniert seit Jahren. Die Deutsche Emissionshandelsstelle führt auf, dass zwischen 1990 und 2016 die CO<sub>2</sub>-Intensität von Behälterglas bei einem Wert von 193 kg CO<sub>2</sub>/t stagniert, die von Flachglas bei 208 kg CO<sub>2</sub>/t, die von Wirtschaftsglas bei 120 kg CO<sub>2</sub>/t, die von Spezialglas bei 112 kg CO<sub>2</sub>/t und von Glasfasern bei 198 kg CO<sub>2</sub>/t.<sup>100</sup> Dass die Glasindustrie energieintensiv ist, zeigt sich auch anhand des Energiekostenanteils am BPW in Prozent, der mit 6,3 Prozent mehr als doppelt so hoch ist wie der Wert der Chemieindustrie.

Vor diesem Hintergrund wird die Anhebung der Recyclingquote für lizenziertes Glas von bislang 75 Prozent auf 80 Prozent (2019) und 90 Prozent ab 2022 von der Glasindustrie begrüßt, auch um die Sammelmenge und -qualität von Altglas zu steigern.

#### Energieverbrauch, CO<sub>2</sub>- und andere THG-Emissionen in der Glasindustrie

Der Energiebedarf der Glasindustrie in Deutschland umfasst insgesamt 23,57 TWh (Stand 2015). Er teilt sich zu 79 Prozent (18,63 TWh) in Wärmebedarf und zu 21 Prozent in Strombedarf (4,94 TWh). Der Wärmebedarf wird zu 93 Prozent (17,29 TWh) über Gase, zu fünf Prozent (0,90 TWh) über Mineralöle, zu ein Prozent über EE (0,22 TWh) und zu ein Prozent (0,14 TWh) über Sonstige und Fernwärme (0,08 TWh) gedeckt.

Die Glasindustrie in Deutschland verzeichnet einen Mehrbedarf von 679.000 Emissionszertifikaten bzw. Tonnen CO<sub>2</sub>. Statt der 3.455.000 frei zugestellten Zertifikate wurden in der 3. Handelsperiode 4.134.000 Zertifikate gemeldet (Stand 2015). Angesichts eines bereits fast vollständig durch Gase gedeckten Wärmebedarfs dürfte die Glasindustrie insbesondere in der 4. Emissionshandelsperiode unter Innovationsdruck hinsichtlich einer verstärkten Einsparung von Treibhausgasen stehen. Zwar wird die Glasindustrie auch in der 4. Handelsperiode des europäischen Emissionshandels als Carbon Leakage-gefährdete

Industrie geführt, jedoch ist gegenwärtig noch nicht absehbar, wie hoch die Menge der letztendlich kostenfrei zugeteilten Zertifikate tatsächlich ausfällt. Vieles hängt von der Produktionsentwicklung der gesamten europäischen Industrie und der Aktualisierung der Produktionsbenchmarks ab. Insbesondere die indirekten Kosten, welche die Glasindustrie über die Erhöhung der Strompreise durch den Emissionshandel zu tragen hat, werden in der 4. Emissionshandelsperiode ansteigen, auch da bisher wenig bis keine Emissionsenkungen absolut als auch speziell für Produktkategorien erzielt wurden.

#### Positionierung gegenüber einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung

Daher wird seitens des Bundesverbandes Glasindustrie e. V. (BV Glas) jegliche weitere Verschärfung des Emissionshandels sowie eine zusätzliche nationale CO<sub>2</sub>-Bepreisung strikt abgelehnt. Der EU-weite Emissionshandel ist nach Auffassung des BV Glas „das marktwirtschaftliche Instrument, um ein festgelegtes Klimaziel zu den geringsten Kosten zu erreichen. Zusätzliche nationale Eingriffe in das System führen zu Inkonsistenzen und vermeidbaren Zusatzkosten für die Industrie.“<sup>101</sup>

In Abbildung 32 bis 34 werden die Effekte einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf die Kosten und Emissionen der Glasindustrie dargestellt.

<sup>100</sup> UBA (Hrsg.) (1), 2018

<sup>101</sup> BV Glas, 2016

Abbildung 32: Modellierung: 50 €/t CO<sub>2</sub> Ersatzsteuer in der Glasindustrie

I. Szenario für folgende Marktteilnehmer: Glas-Industrie Deutschland	II. CO <sub>2</sub> -Modell- Ersatz	Variante: Input	III. CO <sub>2</sub> -Steuer: 50 EUR/t CO <sub>2</sub>
---	--	--------------------	---

IV. Entwicklung der Energiekosten bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland -> (2015 – 2025 – 2035)

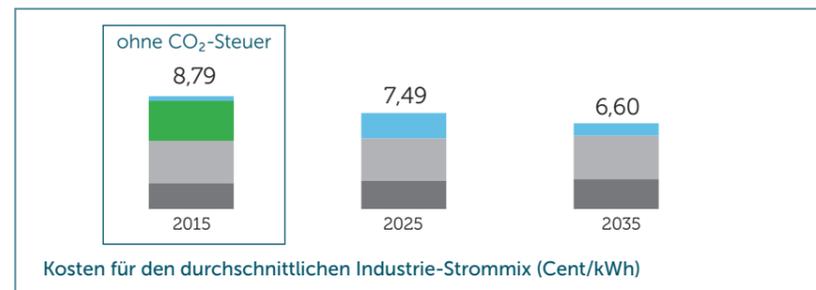
V. VORSTELLUNG DER STEUER-VARIANTE

Das gewählte Modell entspricht einer CO<sub>2</sub>-Steuer, die als Ersatz für alle bisherigen staatlichen Energie-Abgaben erhoben wird. Das bedeutet, dass die bestehenden Energiesteuern sowie sämtliche Umlagen (EEG-Umlage, Haftungsumlage, abschaltbare Lasten etc.) und Aufschläge (KWK-Aufschlag)

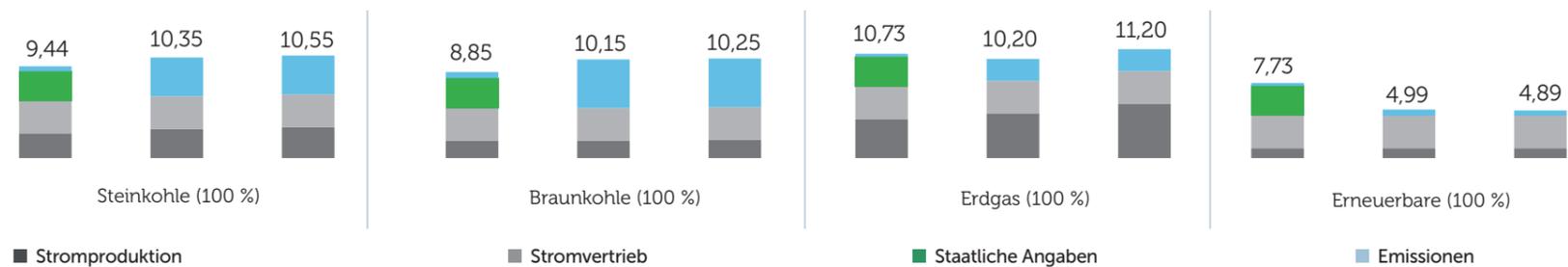
entfallen. In dieser Ausprägung der Ersatz-Steuer kommt die volle Zielbelastung bereits ab der Einführung zum Tragen. Die CO<sub>2</sub>-Steuer auf Kraftstoffe wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Eine Auswertung samt Kraftstoffen findet in der Übersicht mit allen Marktteilnehmern statt.

VI. Entwicklung des Strompreises je Kilowattstunde in Cent/kWh

Industrie-Strommix (Basisjahr 2015):	Anteil in %	kg CO <sub>2</sub> /kWh
Energieträger 1: Braunkohle	70 %	1
Energieträger 2: Steinkohle	30 %	0,80



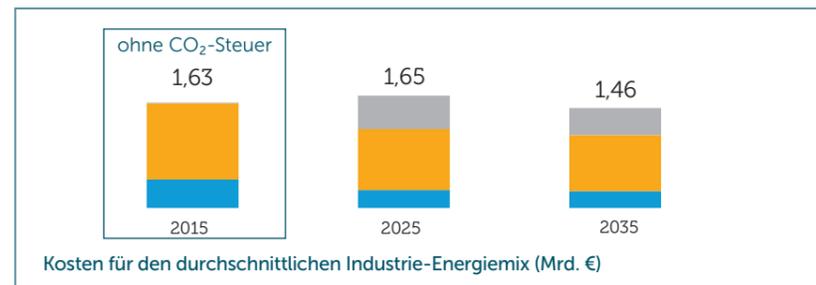
Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom aus einem Energieträger decken wollen



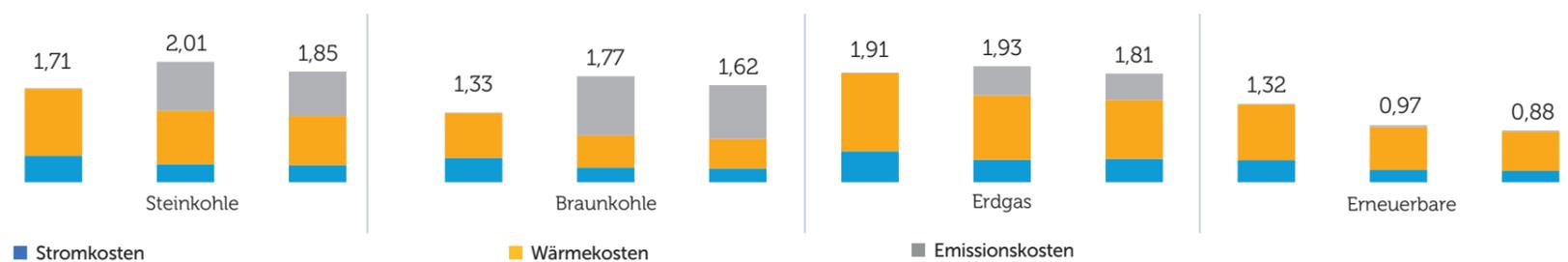
VII. Entwicklung der jährlichen Energiekosten in Milliarden Euro

(Bestehend aus den Kosten für Strom und Wärme (ohne Emissionen) sowie den zusammengefassten Emissionskosten)

Wärme-Energieträger (Basis 2015)	Stk.	Brk.	Öle	Gase	EE	Sonstige	FW
Energiemix (Anteil in %)	0	0	5	93	1	1	0



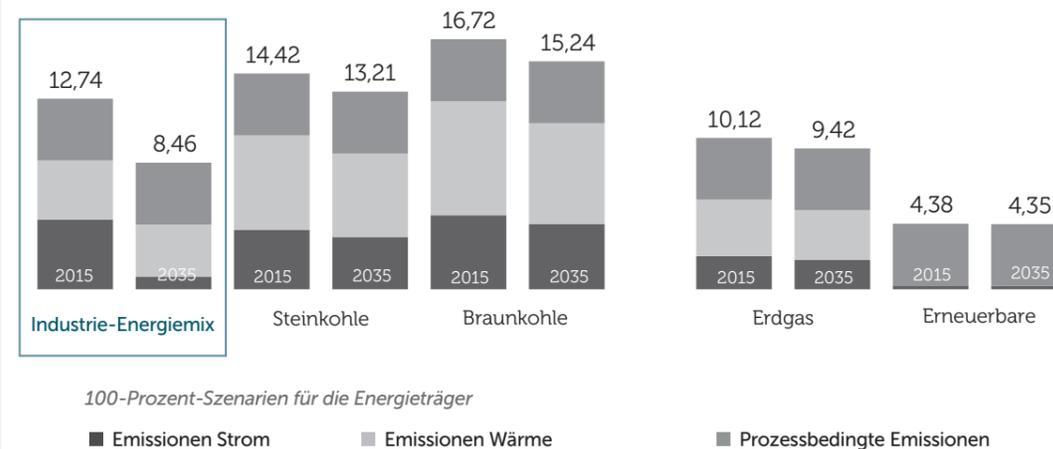
Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom und Wärme aus einem Energieträger decken wollen



Datengrundlage und Annahmen				
Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang zur Studie.				
<b>STROM</b>	2015	2025	2035	
Stromverbrauch (TWh/a):	4,94	4,74	4,37	
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):	0,94	0,39	0,19	
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	50	50	
<b>WÄRME</b>				
Wärmeverbrauch:	18,63	17,86	16,43	
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):	0,21	0,21	0,21	
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	50	50	
<b>EMISSIONEN</b>				
Emissions-Zertifikat (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	15	23	42	
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	50	50	
Teilnehmer am Emissionshandel:		Ja		
Verified Emissions Table 2015 (VET):		4.134.000		
Freie Zertifikate (Benchmark, CDM):		3.455.000		
Zusätzlicher Emissionsfaktor:		Keine Spezifizierung		
Mehrwertsteuer (inkl./exkl.)		Exklusive		

VIII. Freigesetzte Emissionen (in Millionen t CO<sub>2</sub> äq/a)

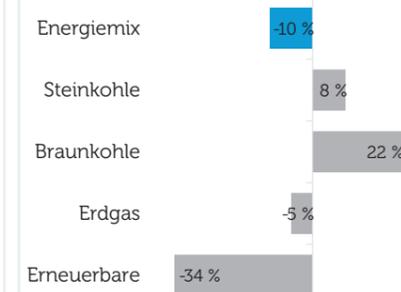
Vergleich der Jahre 2015 und 2035



IX. Entwicklung der Energiekosten

Prozentuale Entwicklung 2015 auf 2035

Verglichen werden die Energiekosten im Referenzjahr 2015 ohne CO<sub>2</sub>-Steuer mit den Energiekosten im Jahr 2035 mit CO<sub>2</sub>-Steuer

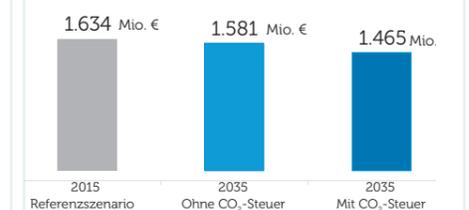


X. Achtung Handlungsbedarf!

-117 Millionen €

Entwicklung der absoluten Energiekosten für die gesamte Chemie-Industrie im Jahr 2035 mit und ohne CO<sub>2</sub>-Steuer (blaue Säulen).

Außerdem der Vergleich mit dem Referenzszenario 2015 (graue Säule).



Verglichen werden die jährlichen Energiekosten bei einem durchschnittlichen Strom- und Wärmemix.

Abbildung 33: Modellierung: 100 €/t CO<sub>2</sub> Ersatzsteuer in der Glasindustrie

<b>I. Szenario für folgende Marktteilnehmer:</b> Glas-Industrie Deutschland	<b>II. CO<sub>2</sub>-Modell- Variante:</b> Ersatz Input	<b>III. CO<sub>2</sub>-Steuer:</b> 100 EUR/t CO <sub>2</sub>
--	---	---

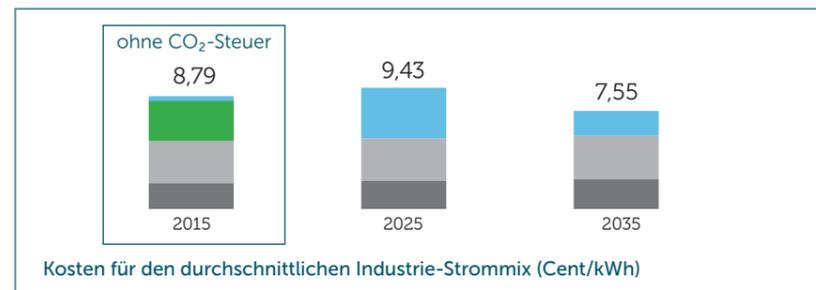
**IV. Entwicklung der Energiekosten bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland -> (2015 – 2025 – 2035)**

**V. VORSTELLUNG DER STEUER-VARIANTE**

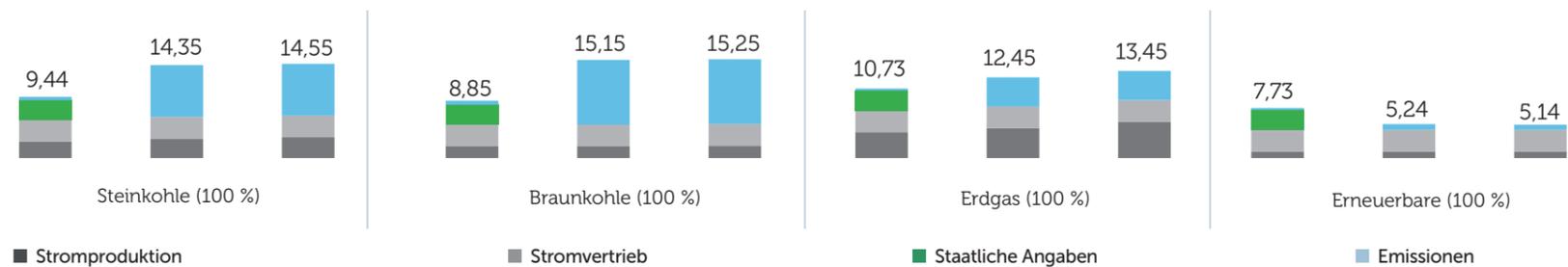
Das gewählte Modell entspricht einer CO<sub>2</sub>-Steuer, die als Ersatz für alle bisherigen staatlichen Energie-Abgaben erhoben wird. Das bedeutet, dass die bestehenden Energiesteuern sowie sämtliche Umlagen (EEG-Umlage, Haftungsumlage, abschaltbare Lasten etc.) und Aufschläge (KWK-Aufschlag) entfallen. In dieser Ausprägung der Ersatz-Steuer kommt die volle Zielbelastung bereits ab der Einführung zum Tragen. Die CO<sub>2</sub>-Steuer auf Kraftstoffe wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Eine Auswertung samt Kraftstoffen findet in der Übersicht mit allen Marktteilnehmern statt.

**VI. Entwicklung des Strompreises je Kilowattstunde in Cent/kWh**

Industrie-Strommix (Basisjahr 2015):	Anteil in %	kg CO <sub>2</sub> /kWh
Energieträger 1: Braunkohle	70 %	1
Energieträger 2: Steinkohle	30 %	0,80



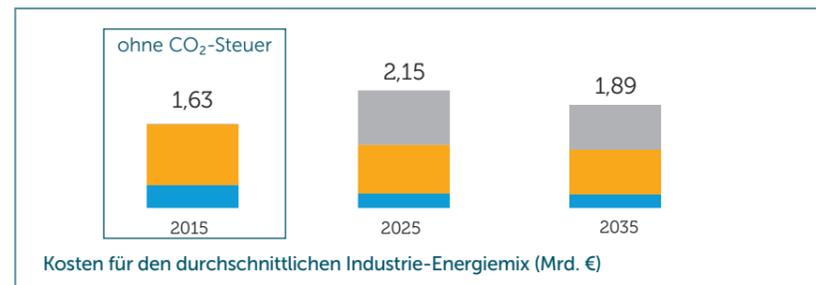
Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom aus einem Energieträger decken wollen



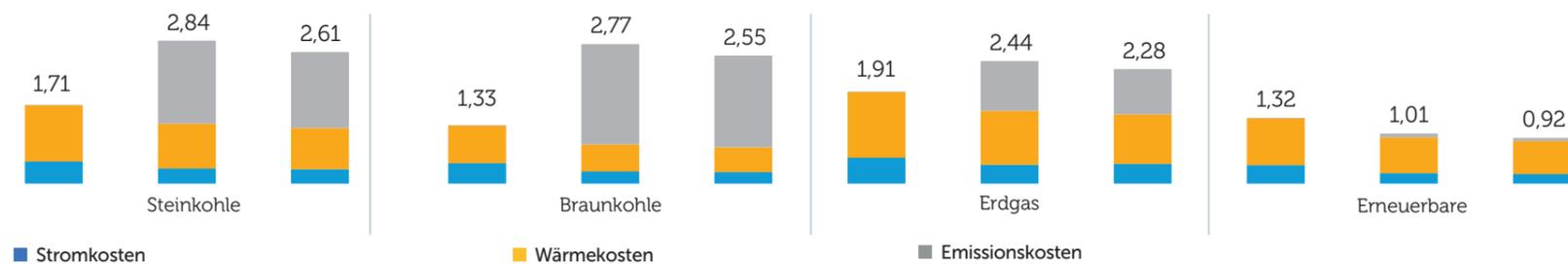
**VII. Entwicklung der jährlichen Energiekosten in Milliarden Euro**

(Bestehend aus den Kosten für Strom und Wärme (ohne Emissionen) sowie den zusammengefassten Emissionskosten)

Wärme-Energieträger (Basis 2015)	Stk.	Brk.	Öle	Gase	EE	Sonstige	FW
Energiemix (Anteil in %)	0	0	5	93	1	1	0



Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom und Wärme aus einem Energieträger decken wollen



Datengrundlage und Annahmen				
Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang zur Studie.				
<b>STROM</b>		2015	2025	2035
Stromverbrauch (TWh/a):		4,94	4,74	4,37
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):		0,94	0,39	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	100	100
<b>WÄRME</b>				
Wärmeverbrauch:		18,63	17,86	16,43
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):		0,21	0,21	0,21
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	100	100
<b>EMISSIONEN</b>				
Emissions-Zertifikat (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		15	23	42
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	100	100
Teilnehmer am Emissionshandel:		Ja		
Verified Emissions Table 2015 (VET):		4.134.000		
Freie Zertifikate (Benchmark, CDM):		3.455.000		
Zusätzlicher Emissionsfaktor:		Keine Spezifizierung		
Mehrwertsteuer (inkl./exkl.)		Exklusive		

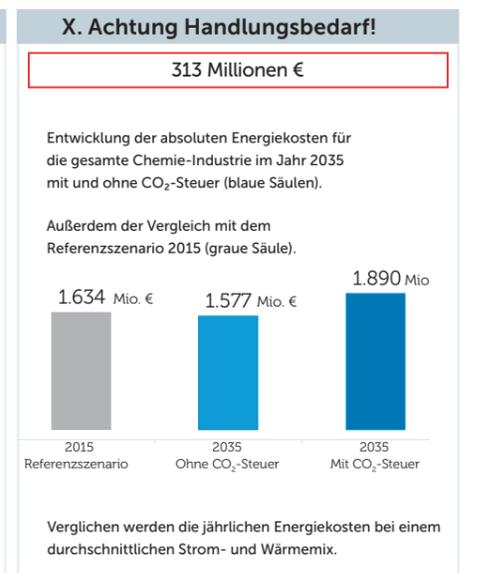
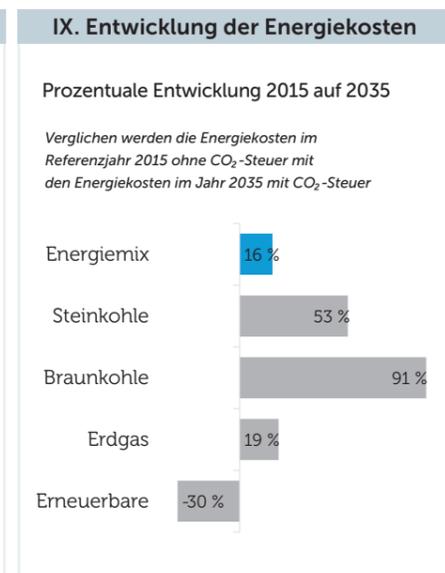
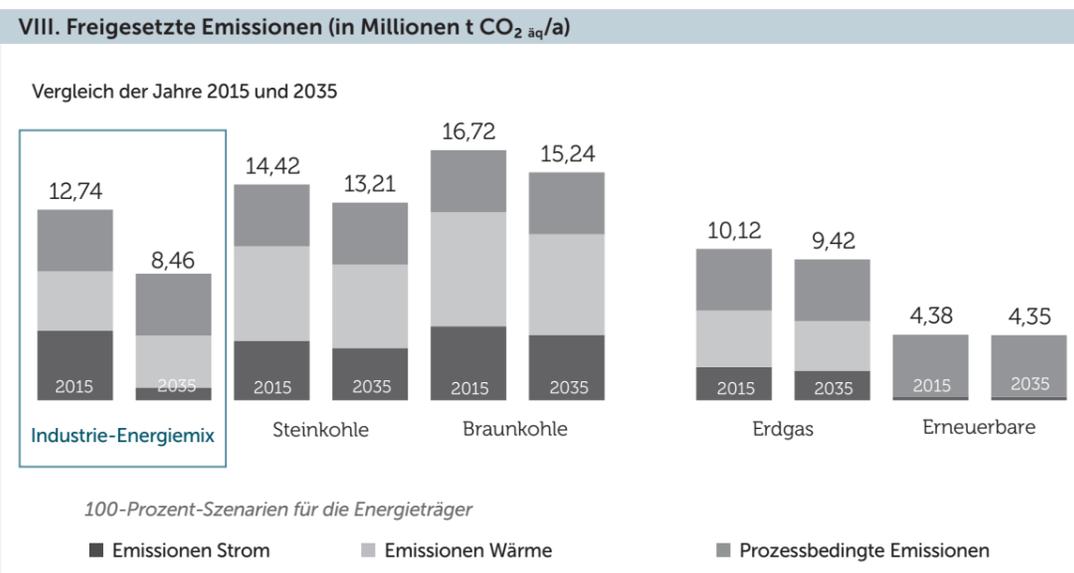


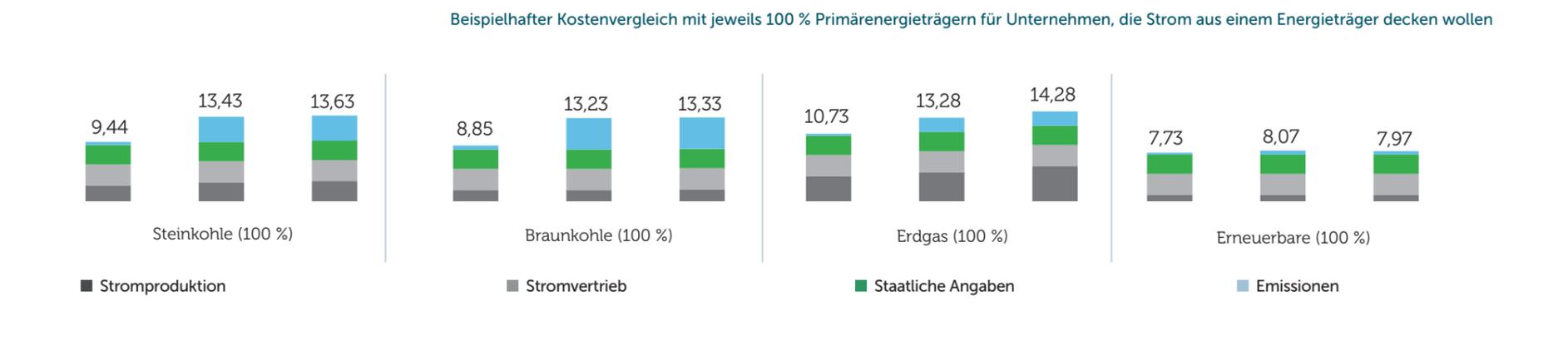
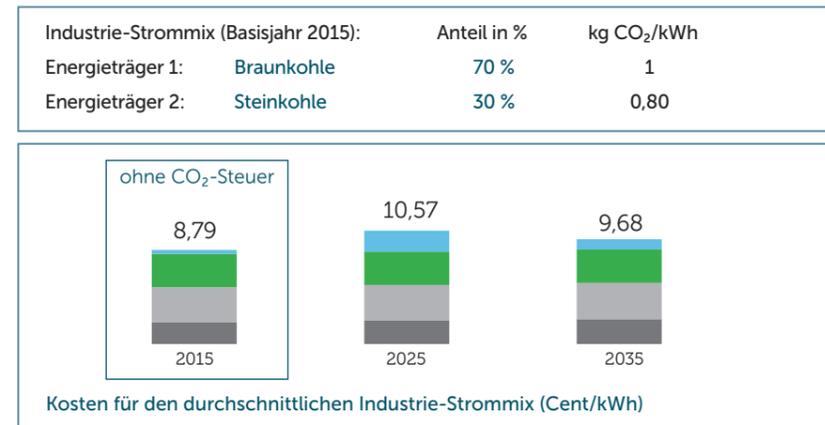
Abbildung 34: Modellierung: 50 €/t CO<sub>2</sub> OnTop-Steuer in der Glasindustrie

I. Szenario für folgende Marktteilnehmer: Glas-Industrie Deutschland	II. CO <sub>2</sub> -Modell- OnTop	Variante: Verbrauch	III. CO <sub>2</sub> -Steuer: 50 EUR/t CO <sub>2</sub>
---	---------------------------------------	------------------------	---

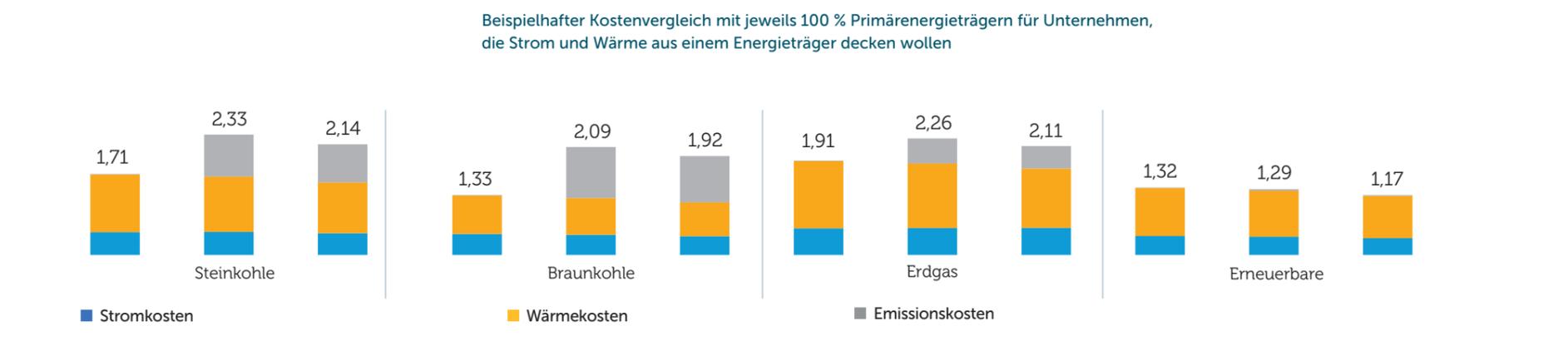
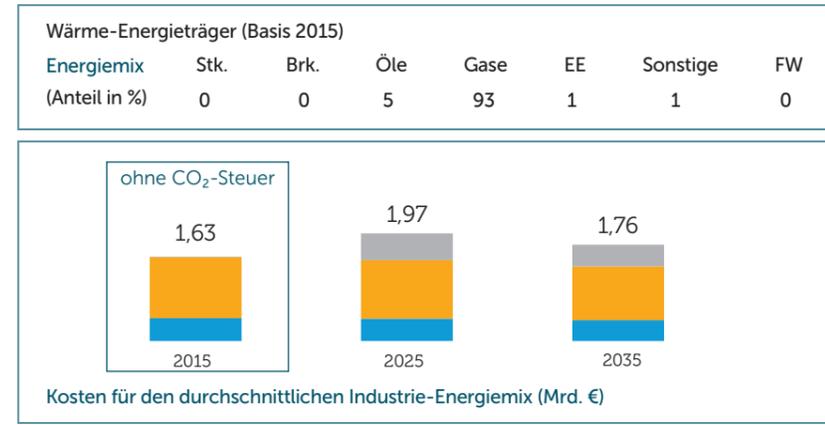
**IV. Entwicklung der Energiekosten bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland -> (2015 – 2025 – 2035)**  
**V. VORSTELLUNG DER STEUER-VARIANTE**

Das gewählte Modell entspricht einer CO<sub>2</sub>-Steuer, die OnTop aufgeschlagen wird. Das bedeutet, dass die bisherigen staatlichen Energie-Abgaben (Umlagen, Steuern und Zuschläge) erhalten bleiben und die CO<sub>2</sub>-Steuer zu den bestehenden Belastungen dazu kommt. In dieser Ausprägung der OnTop-Steuer kommt die volle Zielbelastung bereits ab der Einführung zum Tragen. Die CO<sub>2</sub>-Steuer auf Kraftstoffe wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Eine Auswertung samt Kraftstoffen findet in der Übersicht mit allen Marktteilnehmern statt.

**VI. Entwicklung des Strompreises je Kilowattstunde in Cent/kWh**



**VII. Entwicklung der jährlichen Energiekosten in Milliarden Euro** (Bestehend aus den Kosten für Strom und Wärme (ohne Emissionen) sowie den zusammengefassten Emissionskosten)



**Datengrundlage und Annahmen**

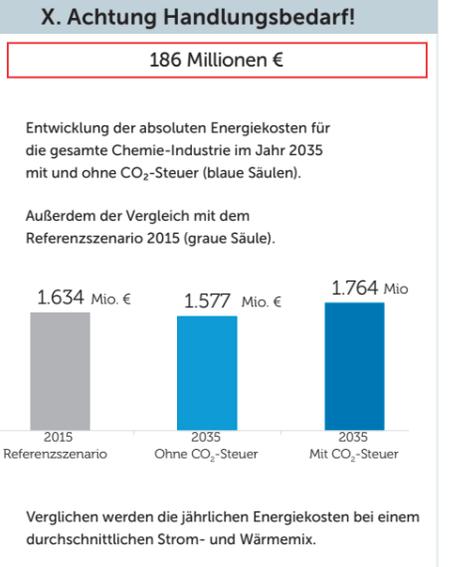
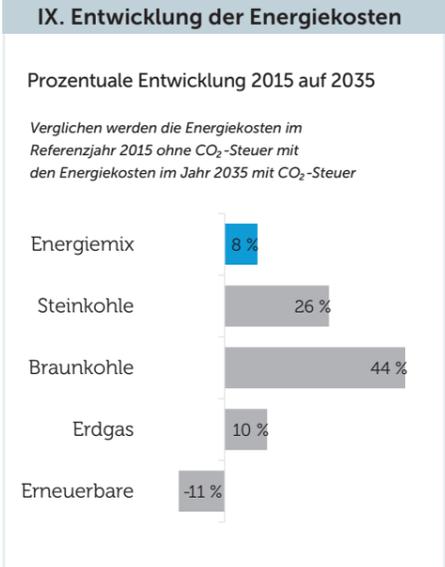
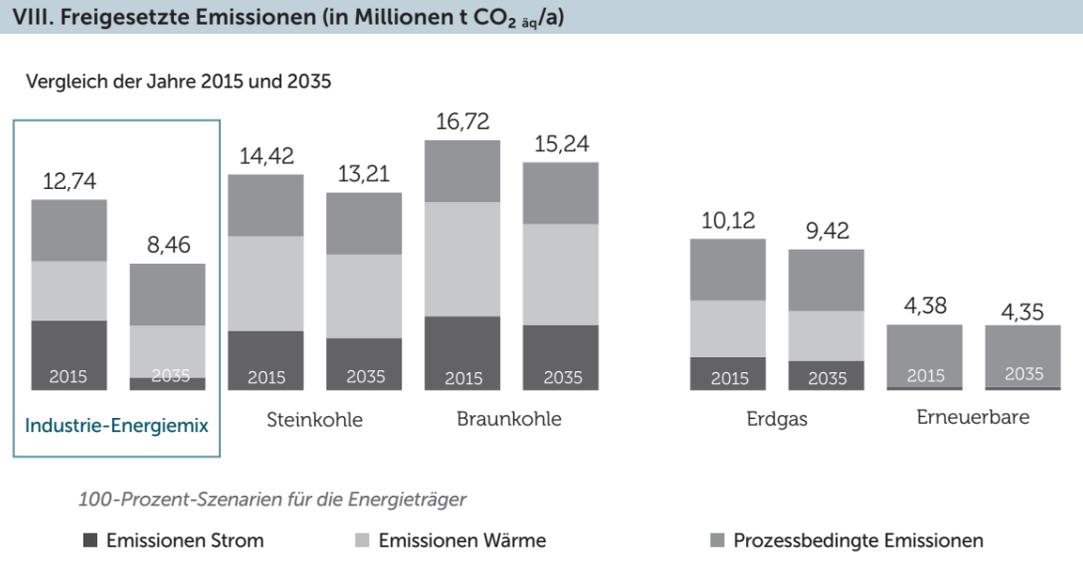
Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang zur Studie.

STROM	2015	2025	2035
Stromverbrauch (TWh/a):	4,94	4,74	4,37
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):	0,94	0,39	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	50	50

WÄRME	2015	2025	2035
Wärmeverbrauch:	18,63	17,86	16,43
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):	0,21	0,21	0,21
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	50	50

EMISSIONEN	2015	2025	2035
Emissions-Zertifikat (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	15	23	42
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	50	50
Teilnehmer am Emissionshandel:		Ja	
Verified Emissions Table 2015 (VET):		4.134.000	
Freie Zertifikate (Benchmark, CDM):		3.455.000	
Zusätzlicher Emissionsfaktor:		Keine Spezifizierung	

Mehrwertsteuer (inkl./exkl.)	Exklusive
------------------------------	-----------



### 3.2.2.5 Papiererzeugende Industrie in Deutschland

Die deutsche Papierindustrie ist mit rund 25 Prozent Anteil an der europäischen Gesamtproduktion der größte Papierproduzent Europas. Im weltweiten Vergleich nimmt Deutschland den vierten Platz hinter den USA, China und Japan ein.<sup>102</sup> Bezogen auf die reine Zellstoffproduktion, liegt die deutsche Papierindustrie europaweit hinter Schweden, Finnland und Portugal auf Platz vier. Dieser Industriezweig ist stark exportorientiert.

Die deutsche Papierindustrie hat 2017 ihren Absatz auf fast 30 Mio. Tonnen gesteigert (+1,4 Prozent). Einem, wenn auch in der Tendenz gegenüber den Vorjahren verringerten, Absatzrückgang bei den grafischen Papieren (-1,8 Prozent) steht ein deutliches Absatzwachstum der anderen Sorten gegenüber, vor allem der Verpackungspapiere (+3,4 Prozent).

#### Energiebedarf, CO<sub>2</sub>- und andere THG-Emissionen in der Papierindustrie

Der Energiebedarf der deutschen Papierindustrie beträgt insgesamt 62,18 TWh (Stand 2015). Der Anteil des Wärmebedarfs beträgt 68 Prozent (41,18 TWh) und der des Strombedarfs 32 Prozent (20 TWh). Der Wärmebedarf wird zu 52 Prozent (22,09 TWh) mit Gasen, zu 18 Prozent (7,58 TWh) mit Fernwärme, zu 17 Prozent (7,21 TWh) mit EE<sup>103</sup>, zu fünf Prozent (1,09 TWh) mit Steinkohle, zu vier Prozent (1,81 TWh) mit Braunkohle, zu zwei Prozent mit Sonstigen (0,86 TWh) und zu ein Prozent (0,52 TWh) mit Mineralölen gedeckt.

Die grundlegenden Rohstoffe der Papierherstellung sind Holz und Altpapier. Aus diesen können die benötigten Primär- oder Sekundärfaserstoffe gewonnen werden. Zu den Primärfasern werden Zellstoff und Holzstoff, zu den Sekundärfasern Altpapierstoff gezählt. In chemischen Verfahren (Sulfatverfahren) wird aus Holz Zellstoff hergestellt, mit Hilfe mechanischer Verfahren wird Holzstoff gewonnen. Altpapier wird durch Aufbereitung zu sogenanntem Altpapierstoff. Neben diesen drei Faserstoffarten geht außerdem ein beträchtlicher Teil an Nichtfaserstoffen, nämlich Füll- und Hilfsstoffe, in die Produktion ein.

Zellstoff, neben Holzschliff primärer Rohstoff für die Papierproduktion, hat mit einem durchschnittlichen Energieverbrauch von ca. 13,5 GJ (3,72 TWh) pro Tonne Zellstoff (Stand 2014) den höchsten Energiebedarf in der Produktionskette der Papierherstellung. Diese wird über ein Sulfatverfahren (weltweit in 95 Prozent aller Fälle) vollzogen. In Deutschland gewinnen die Rosen-

thal GmbH in Blankenstein/Thüringen mit einer Kapazität von 360.000 t/a und die Zellstoff Stendal GmbH bei Arneburg/Sachsen-Anhalt mit einer Kapazität von 660.000 t/a im Sulfatverfahren Zellstoff. Der Energiebedarf in der Zellstoffherstellung (Sulfatverfahren) wird zu ca. 83 Prozent über Brennstoffe und zu ca. 17 Prozent über Strom gedeckt. Der energieintensivste Prozessschritt mit ca. 46 Prozent besteht im Entwässern und Trocknen. Die durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Intensität beträgt ca. 972 CO<sub>2</sub>/t Zellstoff (Stand 2014).<sup>104</sup>

Der durchschnittliche Energieverbrauch zur Produktion einer Tonne Papier beträgt ca. 8,3 GJ (2,31 TWh) (Stand 2014). Der Energiebedarf wird zu ca. 73 Prozent über Brennstoffe und zu ca. 23 Prozent über Strom gedeckt. Der energieintensivste Schritt im Prozess der Papierherstellung ist die Trocknung, die 59 Prozent des gesamten Energiebedarfs erfordert. Die energiebedingte CO<sub>2</sub>-Intensität der Papierproduktion beträgt durchschnittlich ca. 691 kg CO<sub>2</sub>/t Papier (Stand 2014).<sup>105</sup>

Einen wesentlich geringeren durchschnittlichen Energieverbrauch gegenüber der Papier- und Zellstoffherstellung hat hingegen die Herstellung von Papier- und Pappe-Erzeugnissen aus einer Tonne Altpapier mit ca. 1,6 GJ (4,44 TWh) (Stand 2014). Der Energiebedarf wird bei Altpapier zu ca. 66 Prozent mit Strom und zu ca. 34 Prozent mit Brennstoffen gedeckt. Die Aufbereitung stellt mit 50 Prozent den energieintensivsten Prozessschritt dar. Die energiebedingte CO<sub>2</sub>-Intensität beträgt 200 kg CO<sub>2</sub>/t Altpapierstoff (Stand 2014).

Der Energiebedarf in den Abschnitten der Herstellung unterscheidet sich erheblich. Der Primärenergiebedarf und die CO<sub>2</sub>-Intensität in der Rohstoffgewinnung sind am höchsten: achtmal energieintensiver und fast fünfmal CO<sub>2</sub>-intensiver.

Mit dem Inkrafttreten des Verpackungsgesetzes (VerpackG) ab dem 1. Januar 2019 wird die bisherige Recycling-Quote von 70 Prozent auf 85 Prozent (2019) und ab 2022 auf 90 Prozent angehoben. Dies kann im Falle eines verstärkten Rückgriffs auf Altpapier den Energiebedarf der Papierindustrie bis 2022 reduzieren. Indiz hierfür ist, dass bereits im Zeitraum zwischen 1955 und 2012 der thermische Energieverbrauch um 72 Prozent gesenkt werden konnte, jedoch im Zeitraum 2000–2012 konstant blieb, wobei durch Energieträgersubstitution (verstärkter EE- und Erdgaseinsatz als Ersatz für Steinkohle und Rohöl) die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen gesenkt werden konnten.

Dies zeigt sich auch anhand der 5.470.000 verifizierten/gemeldeten Emissionszertifikate, die rund 18 Prozent (1.204.000) unter den 6.674.000 frei zugeteilten Zertifikaten lagen (Stand 2015).

#### Energieeinspar- und CO<sub>2</sub>-Emissionssenkungspotenzial

Die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (Ffe) bemisst das CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenzial und den verringerten Energiebedarf durch Prozessoptimierungen in der Papierindustrie mit einem maximalen technischen Potenzial von 3.804 kt/CO<sub>2</sub> jährlich (auf der Datengrundlage von 2014).

Durch die Berücksichtigung und Umsetzung aller technischen Maßnahmen könnte eine CO<sub>2</sub>-Reduktion um 19 Prozent auf 16.241 kt/CO<sub>2</sub> (exkl. Maßnahmen 2014: 20.044 kt/CO<sub>2</sub>) erzielt werden. Da bereits die meisten kosteneffizienten Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Reduktion, z. B. durch die Energieträgersubstitution, erfolgt sind, ist zu prüfen, ob die von der Ffe vorgeschlagenen Maßnahmen sich erst bei steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen rentieren oder bereits gegenwärtig zu signifikanten Kostensenkungen bei vertretbarem Kostenaufwand führen.

In Abbildung 35 bis 37 werden die Effekte einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf die Kosten und Emissionen der papiererzeugende Industrie dargestellt.

<sup>102</sup> IG BCE, Papier- und Zellstoffherzeugung. Ein nachhaltiges Produkt

<sup>103</sup> Vorwiegend Holz- bzw. Zellverarbeitungsreste

<sup>104</sup> Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH Ffe, 2018

<sup>105</sup> Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH Ffe, 2018

Abbildung 35: Modellierung: 50 €/t CO<sub>2</sub> Ersatzsteuer in der papiererzeugenden Industrie

I. Szenario für folgende Marktteilnehmer: Papier-Industrie Deutschland	II. CO <sub>2</sub> -Modell- Ersatz	Variante: Input	III. CO <sub>2</sub> -Steuer: 50 EUR/t CO <sub>2</sub>
---	--	--------------------	---

IV. Entwicklung der Energiekosten bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland -> (2015 – 2025 – 2035)

V. VORSTELLUNG DER STEUER-VARIANTE

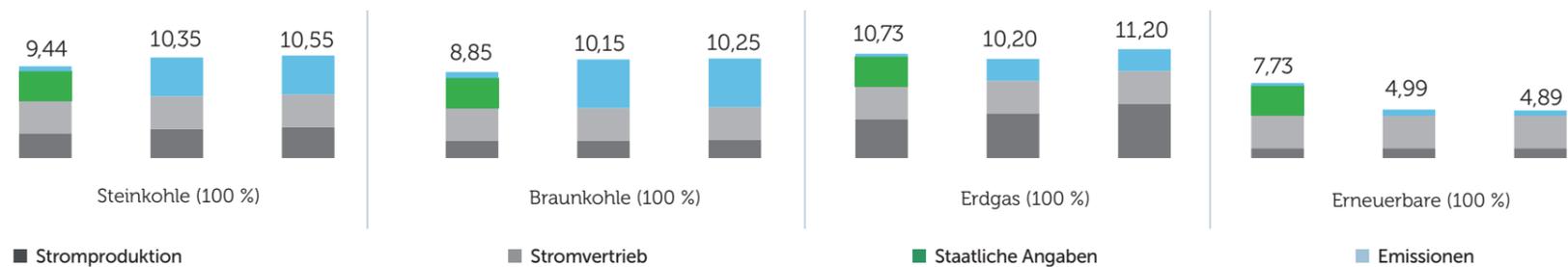
Das gewählte Modell entspricht einer CO<sub>2</sub>-Steuer, die als Ersatz für alle bisherigen staatlichen Energie-Abgaben erhoben wird. Das bedeutet, dass die bestehenden Energiesteuern sowie sämtliche Umlagen (EEG-Umlage, Haftungsumlage, abschaltbare Lasten etc.) und Aufschläge (KWK-Aufschlag) entfallen. In dieser Ausprägung der Ersatz-Steuer kommt die volle Zielbelastung bereits ab der Einführung zum Tragen. Die CO<sub>2</sub>-Steuer auf Kraftstoffe wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Eine Auswertung samt Kraftstoffen findet in der Übersicht mit allen Marktteilnehmern statt.

VI. Entwicklung des Strompreises je Kilowattstunde in Cent/kWh

Industrie-Strommix (Basisjahr 2015):	Anteil in %	kg CO <sub>2</sub> /kWh
Energieträger 1: Braunkohle	70 %	1
Energieträger 2: Steinkohle	30 %	0,80



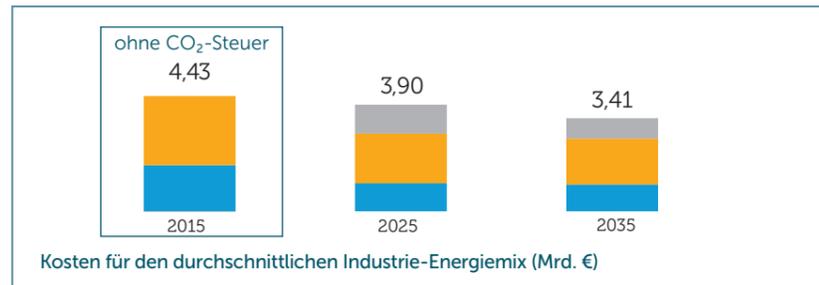
Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom aus einem Energieträger decken wollen



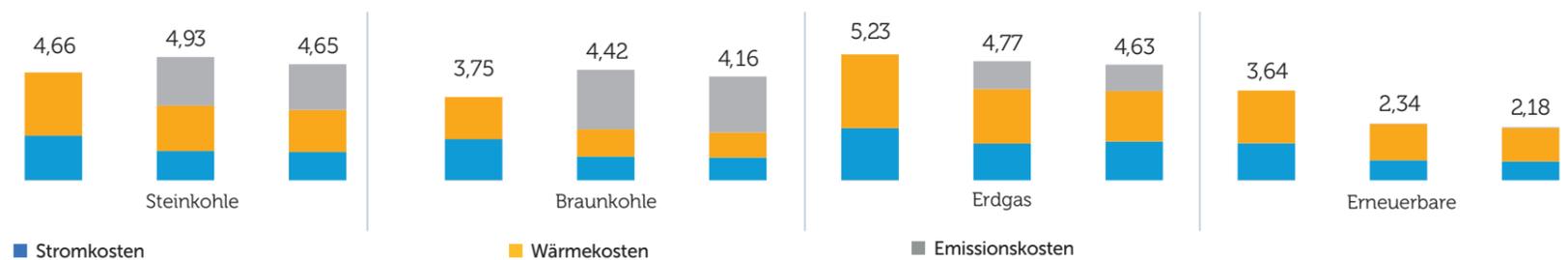
VII. Entwicklung der jährlichen Energiekosten in Milliarden Euro

(Bestehend aus den Kosten für Strom und Wärme (ohne Emissionen) sowie den zusammengefassten Emissionskosten)

Wärme-Energieträger (Basis 2015)	Stk.	Brk.	Öle	Gase	EE	Sonstige	FW
Energiemix (Anteil in %)	5	4	1	52	17	2	18



Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom und Wärme aus einem Energieträger decken wollen



Datengrundlage und Annahmen				
Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang zur Studie.				
STROM		2015	2025	2035
Stromverbrauch (TWh/a):		20,00	18,46	17,33
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):		0,94	0,39	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	50	50
WÄRME		2015	2025	2035
Wärmeverbrauch:		42,18	36,39	33,65
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):		0,20	0,20	0,18
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	50	50
EMISSIONEN		2015	2025	2035
Emissions-Zertifikat (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		15	23	42
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	50	50
Teilnehmer am Emissionshandel:		Ja		
Verified Emissions Table 2015 (VET):		5.470.000		
Freie Zertifikate (Benchmark, CDM):		6.674.000		
Zusätzlicher Emissionsfaktor:		Keine Spezifizierung		
Mehrwertsteuer (inkl./exkl.):		Exklusive		

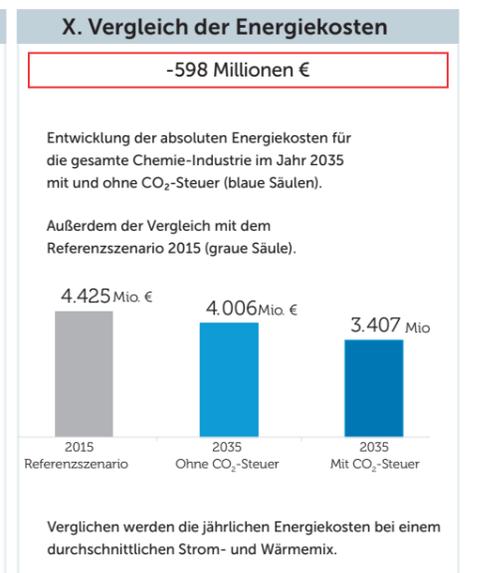
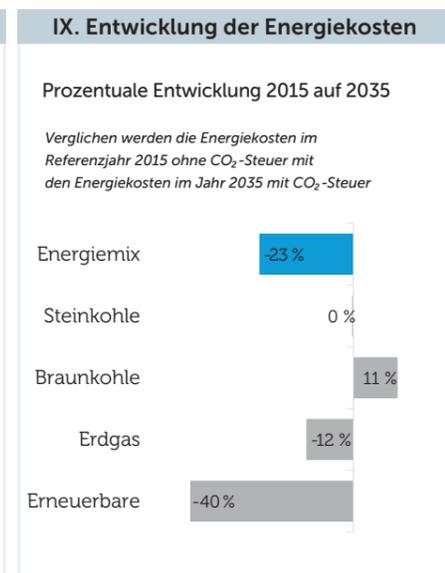
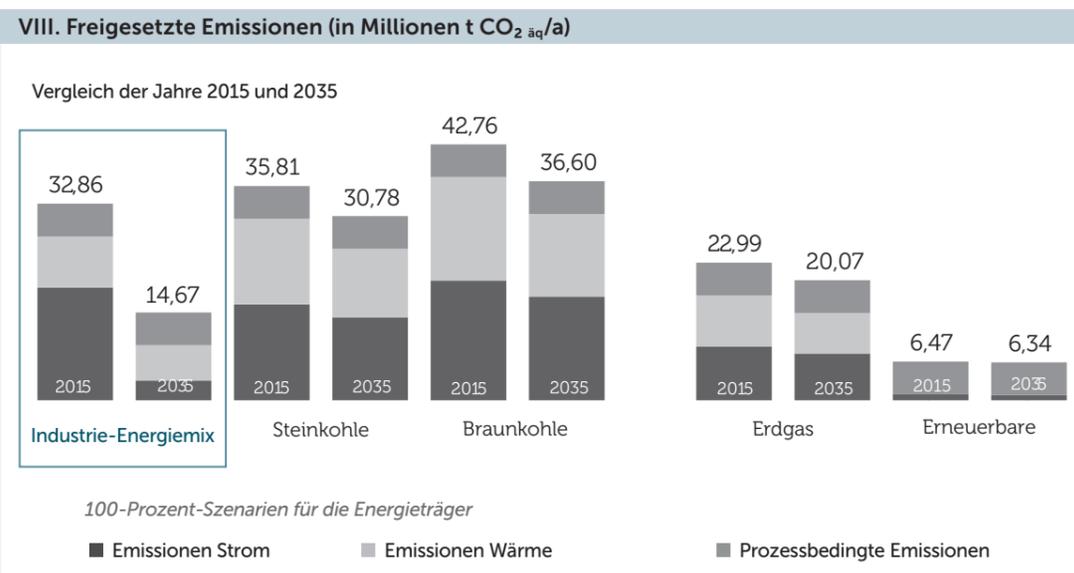
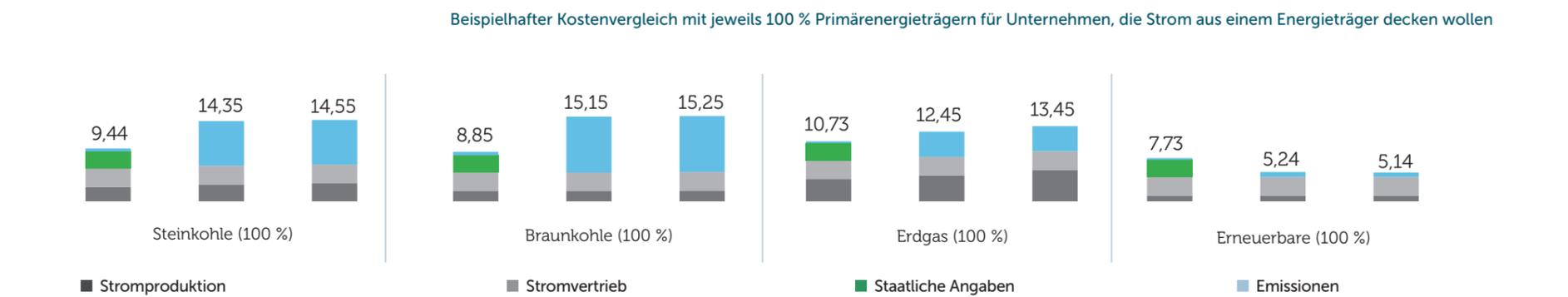
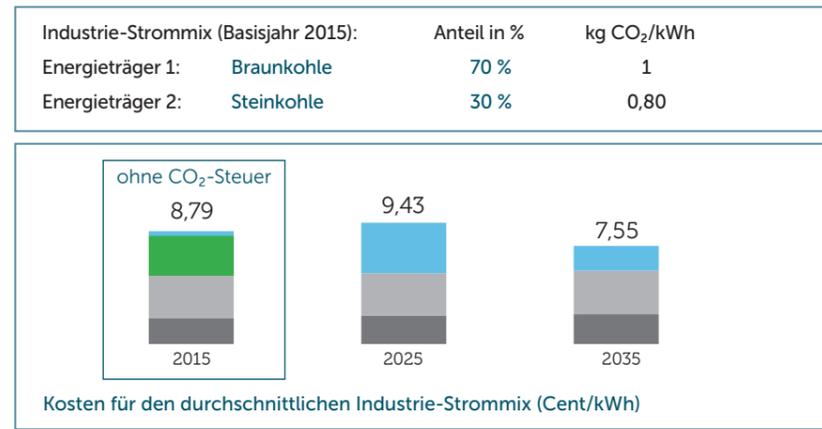


Abbildung 36: Modellierung: 100 €/t CO<sub>2</sub> Ersatzsteuer in der papiererzeugenden Industrie

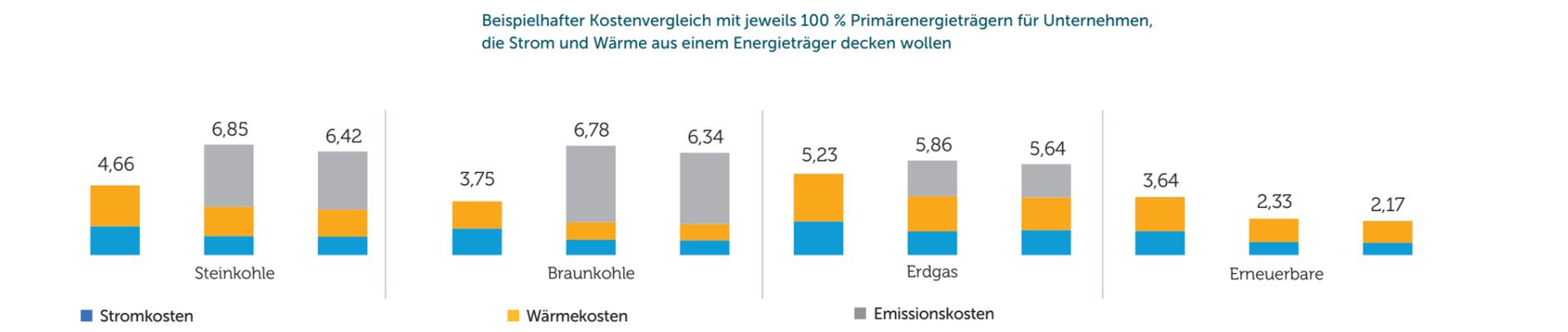
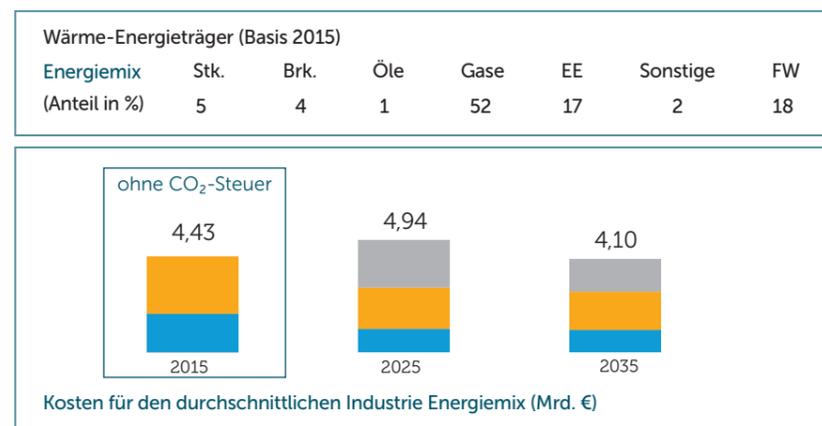
<b>I. Szenario für folgende Marktteilnehmer:</b> Papier-Industrie Deutschland	<b>II. CO<sub>2</sub>-Modell- Variante:</b> Ersatz Input	<b>III. CO<sub>2</sub>-Steuer:</b> 100 EUR/t CO <sub>2</sub>
<b>IV. Entwicklung der Energiekosten bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland -&gt; (2015 – 2025 – 2035)</b>		
<b>V. VORSTELLUNG DER STEUER-VARIANTE</b>		

Das gewählte Modell entspricht einer CO<sub>2</sub>-Steuer, die als Ersatz für alle bisherigen staatlichen Energie-Abgaben erhoben wird. Das bedeutet, dass die bestehenden Energiesteuern sowie sämtliche Umlagen (EEG-Umlage, Haftungsumlage, abschaltbare Lasten etc.) und Aufschläge (KWK-Aufschlag) entfallen. In dieser Ausprägung der Ersatz-Steuer kommt die volle Zielbelastung bereits ab der Einführung zum Tragen. Die CO<sub>2</sub>-Steuer auf Kraftstoffe wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Eine Auswertung samt Kraftstoffen findet in der Übersicht mit allen Marktteilnehmern statt.

**VI. Entwicklung des Strompreises je Kilowattstunde in Cent/kWh**



**VII. Entwicklung der jährlichen Energiekosten in Milliarden Euro** (Bestehend aus den Kosten für Strom und Wärme (ohne Emissionen) sowie den zusammengefassten Emissionskosten)



**Datengrundlage und Annahmen**

Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang zur Studie.

STROM	2015	2025	2035
Stromverbrauch (TWh/a):	20,00	18,46	17,33
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):	0,94	0,39	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	100	100

WÄRME	2015	2025	2035
Wärmeverbrauch:	42,18	36,39	33,65
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):	0,20	0,20	0,18
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	100	100

EMISSIONEN	2015	2025	2035
Emissions-Zertifikat (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	15	23	42
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	100	100
Teilnehmer am Emissionshandel:		Ja	
Verified Emissions Table 2015 (VET):		5.470.000	
Freie Zertifikate (Benchmark, CDM):		6.674.000	
Zusätzlicher Emissionsfaktor:		Keine Spezifizierung	

Mehrwertsteuer (inkl./exkl.)	Exklusive
------------------------------	-----------

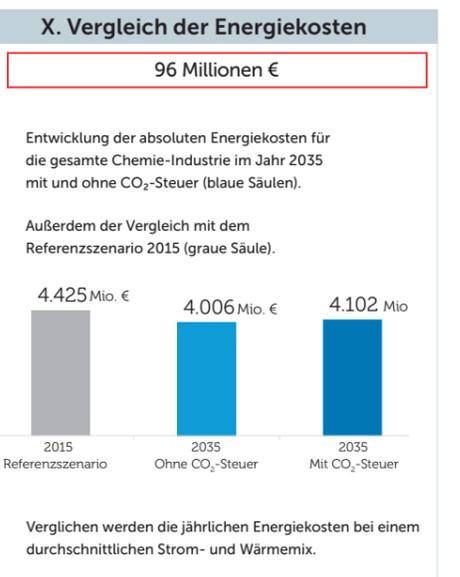
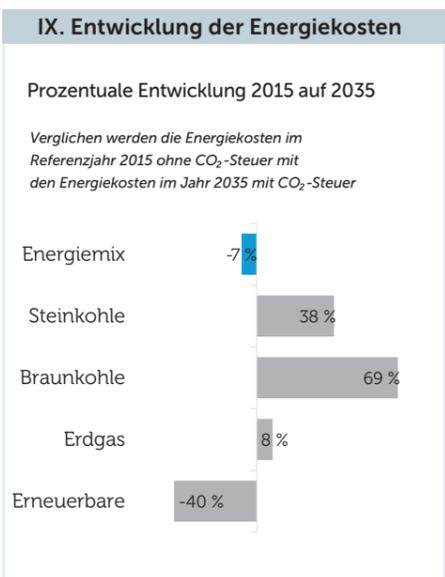
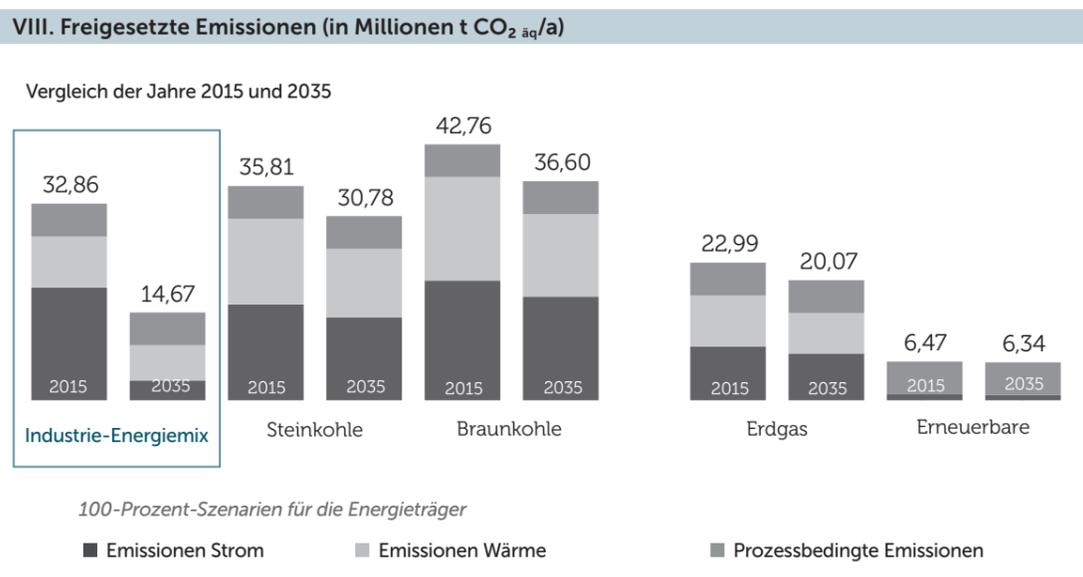


Abbildung 37: Modellierung: 50 €/t CO<sub>2</sub> OnTop-Steuer in der papiererzeugenden Industrie

<b>I. Szenario für folgende Marktteilnehmer:</b> Papier-Industrie Deutschland	<b>II. CO<sub>2</sub>-Modell- OnTop</b>	<b>Variante: Verbrauch</b>	<b>III. CO<sub>2</sub>-Steuer: 50 EUR/t CO<sub>2</sub></b>
--	---	--------------------------------	--

**IV. Entwicklung der Energiekosten bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland -> (2015 – 2025 – 2035)**

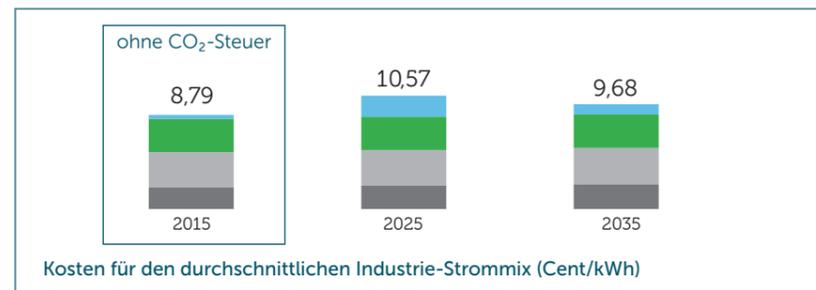
**V. VORSTELLUNG DER STEUER-VARIANTE**

Das gewählte Modell entspricht einer CO<sub>2</sub>-Steuer, die OnTop aufgeschlagen wird. Das bedeutet, dass die bisherigen staatlichen Energie-Abgaben (Umlagen, Steuern und Zuschläge) erhalten bleiben und die CO<sub>2</sub>-Steuer zu den bestehenden Belastungen dazu kommt. In dieser Ausprägung der

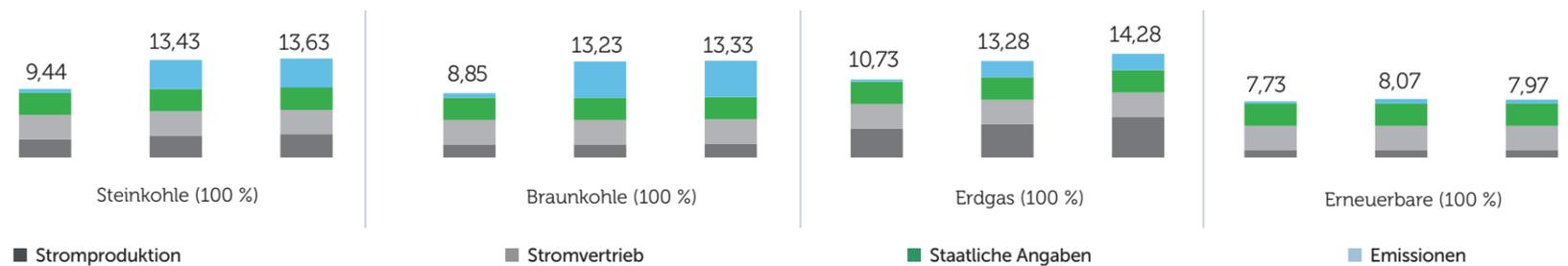
OnTop-Steuer kommt die volle Zielbelastung bereits ab der Einführung zum Tragen. Die CO<sub>2</sub>-Steuer auf Kraftstoffe wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Eine Auswertung samt Kraftstoffen findet in der Übersicht mit allen Marktteilnehmern statt.

**VI. Entwicklung des Strompreises je Kilowattstunde in Cent/kWh**

Industrie-Strommix (Basisjahr 2015):	Anteil in %	kg CO <sub>2</sub> /kWh
Energieträger 1: Braunkohle	70 %	1
Energieträger 2: Steinkohle	30 %	0,80



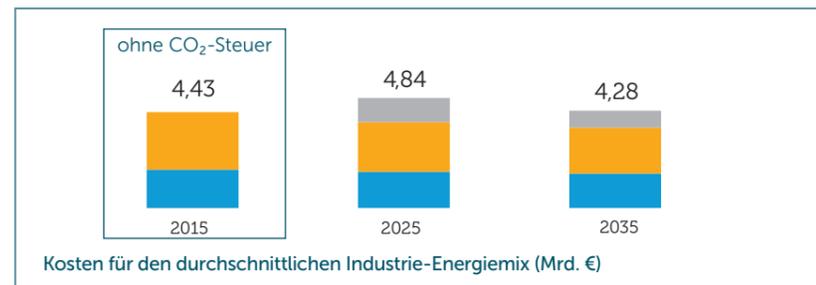
Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom aus einem Energieträger decken wollen



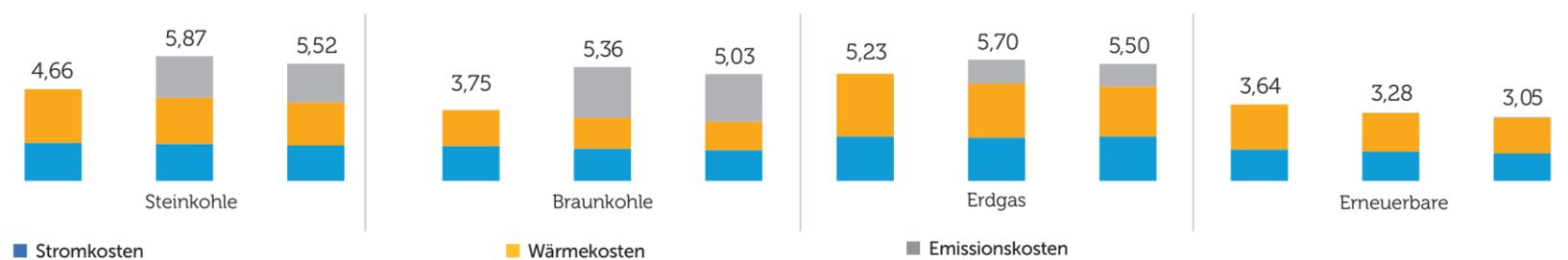
**VII. Entwicklung der jährlichen Energiekosten in Milliarden Euro**

(Bestehend aus den Kosten für Strom und Wärme (ohne Emissionen) sowie den zusammengefassten Emissionskosten)

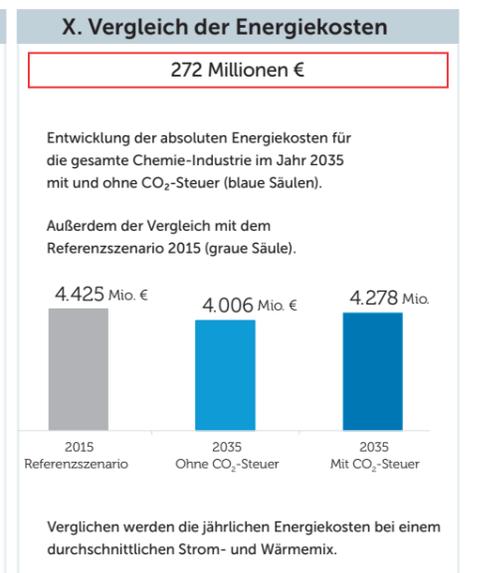
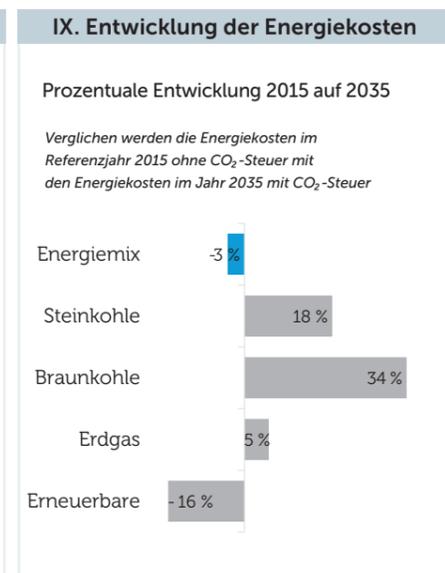
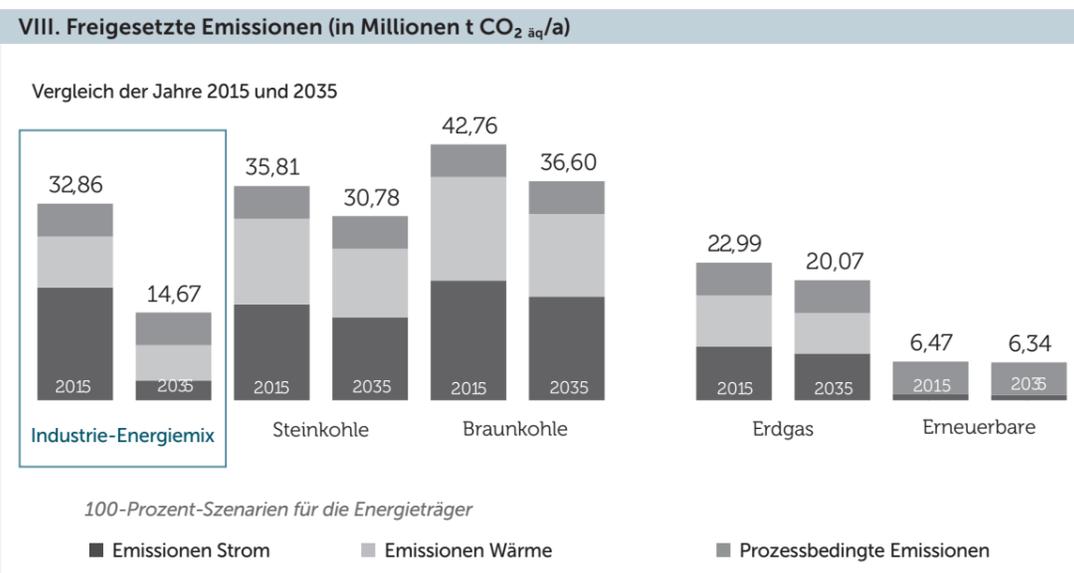
Wärme-Energieträger (Basis 2015)	Stk.	Brk.	Öle	Gase	EE	Sonstige	FW
Energiemix (Anteil in %)	5	4	1	52	17	2	18



Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom und Wärme aus einem Energieträger decken wollen



Datengrundlage und Annahmen				
Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang zur Studie.				
STROM		2015	2025	2035
Stromverbrauch (TWh/a):		20,00	18,46	17,33
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):		0,94	0,39	0,19
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	50	50
WÄRME		2015	2025	2035
Wärmeverbrauch:		42,18	36,39	33,65
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):		0,20	0,20	0,18
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	50	50
EMISSIONEN		2015	2025	2035
Emissions-Zertifikat (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		15	23	42
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):		0	50	50
Teilnehmer am Emissionshandel:		Ja		
Verified Emissions Table 2015 (VET):		5.470.000		
Freie Zertifikate (Benchmark, CDM):		6.674.000		
Zusätzlicher Emissionsfaktor:		Keine Spezifizierung		
Mehrwertsteuer (inkl./exkl.):		Exklusive		



**3.2.3 Zusammenfassung der Berechnungsergebnisse für die fünf energieintensiven Industrien**

Die Untersuchungen im dritten Teil der Studie haben gezeigt, dass eine CO<sub>2</sub>-Besteuerung zu Mehrbelastungen für alle untersuchten energieintensiven Industrien führen kann. Das trifft vor allem für Steuer-Szenario 2 (100 €/t CO<sub>2</sub>, Ersatz) und Szenario 3 (50 €/t CO<sub>2</sub>, OnTop) zu.

Die jährlichen Mehrkosten 2035 je Branche liegen im Vergleich der Situation mit und ohne CO<sub>2</sub>-Steuer zwischen -243 Mio. Euro (Aluminium) und +705 Mio. Euro (Stahl) für das Steuer-Szenario 2 (100 Euro je t CO<sub>2</sub> Ersatz). Bei einer 50-Euro-CO<sub>2</sub>-Steuer OnTop (Szenario 3), belaufen sich die jährlichen Mehrkosten sogar auf 140 Mio. Euro (Aluminium) bis 3.541 Mio Euro (Stahl).

Im CO<sub>2</sub>-Steuer-Szenario 1 (50 €/t CO<sub>2</sub> Ersatz) würden die Energiekosten für alle Marktteilnehmer fallen und die betrachteten fünf Industrien würden im Jahr 2035 jedes Jahr zwischen 117 Mio. Euro (Glas) und 1.911 Mio. Euro (Stahl) weniger für Energie bezahlen.

Einen Überblick über die absolute Energiekostenbelastung aller Industrien bei verschiedenen Steuer-Szenarien gibt Abbildung 38. Wird die Entwicklung der Energiekosten im Jahr 2035 nicht absolut, sondern relativ bzw. prozentual zum Ausgangsjahr 2015 betrachtet, zeigt sich, dass nur in zwei der insgesamt fünfzehn gerechneten Szenarien (drei Szenarien mal fünf Industrien) eine zweistellige Zunahme der Energiekosten im Jahr 2035 vorliegt. Den Ergebnissen dieser Modellierung zufolge entsteht die höchste Kostenentwicklung für die Aluminium- und Glasindustrie. Beide müssten im 50-Euro-OnTop-Szenario (Szenario 3) mit einer Zunahme der Energiekosten um 16 Prozent im Jahr 2035 im Vergleich zum Ausgangsjahr (2015) rechnen. Abgesehen von der Papierindustrie (-3 Prozent) sparen im 50-Euro-Ersatz-Szenario (Szenario 1) alle Industrien zweistellig (-10 bis -18 Prozent). Im 100-Euro-Ersatz-Szenario (Szenario 2) spart nur die Papierindustrie (-7 Prozent), wohingegen alle anderen vier Industrien zwischen ein bis acht Prozent höhere Energiekosten kompensieren müssten.

Zur Einordnung der Ergebnisse soll an dieser Stelle erneut an die Rahmenbedingungen der Modelle erinnert werden. Demnach preisen die Modelle die Empfehlungen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB) zum deutschen Kohleausstieg bis 2035/2038 mit ein. Das bedeutet, dass in die Modellierung ein kontinuierlicher Umstieg auf treibhausgasarme

Gase und erneuerbare Energieträger eingeflossen ist, auf 65 Prozent der Stromerzeugung im Jahr 2035 (siehe Anhang 6). Sollte dieser Umstieg auf CO<sub>2</sub>-ärmere Energieträger ausbleiben, führt die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer zu einer entsprechend höheren Kostenbelastung. Einen Einblick in die Kostenentwicklung der einzelnen Industrien in einem solchen Fall bietet Feld IX (Entwicklung der Energiekosten) der Datenblätter.

Weiterhin wurde in die Modellierungen das Beschreiten eines Technologie-Pfades bis 2035 aufgenommen und berücksichtigt, dass die Industrien Maßnahmen ergreifen, um sowohl ihre Energiekosten als auch ihren Ausstoß an Treibhausgasen über den Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2035 weiter zu senken. Die berücksichtigten Einsparungspotentiale basieren auf Brunke<sup>106</sup> und betragen abhängig von der Industrie zwischen kumulierten zwei bis 18 Prozent<sup>107</sup> in 20 Jahren. Die Senkung des Energieverbrauchs ist an einen erheblichen Investitionsaufwand geknüpft, der zum Teil erst durch die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Besteuerung wirtschaftlich wird. Diese Energieeffizienzmaßnahmen werden in allen Berechnungen, mit und ohne CO<sub>2</sub>-Steuer, berücksichtigt.

Den steigenden Energiekosten einer 100-Euro-CO<sub>2</sub>-Ersatzsteuer oder 50-Euro-OnTop-Steuer stehen die eingesparten Emissionen im Bereich Wärme, Industrieprozesse und Strom gegenüber, welche durch verstärkte Investitionen in emissionsarme Produktionsprozesse zu erwarten sind. Einen Überblick über die eingesparten Emissionen in den untersuchten Industrien gibt Abbildung 39. Die Berechnungen verdeutlichen damit den Zielkonflikt bzw. den Zusammenhang, der zwischen der Verteuerung fossiler Energieträger, dem Erhalt wettbewerbsfähiger Produktionspreise der Industrie sowie der notwendigen schnelleren Emissionsreduktion immer wieder politisch thematisiert wird.

Abbildung 38: Entwicklung der jährlichen Energiekosten

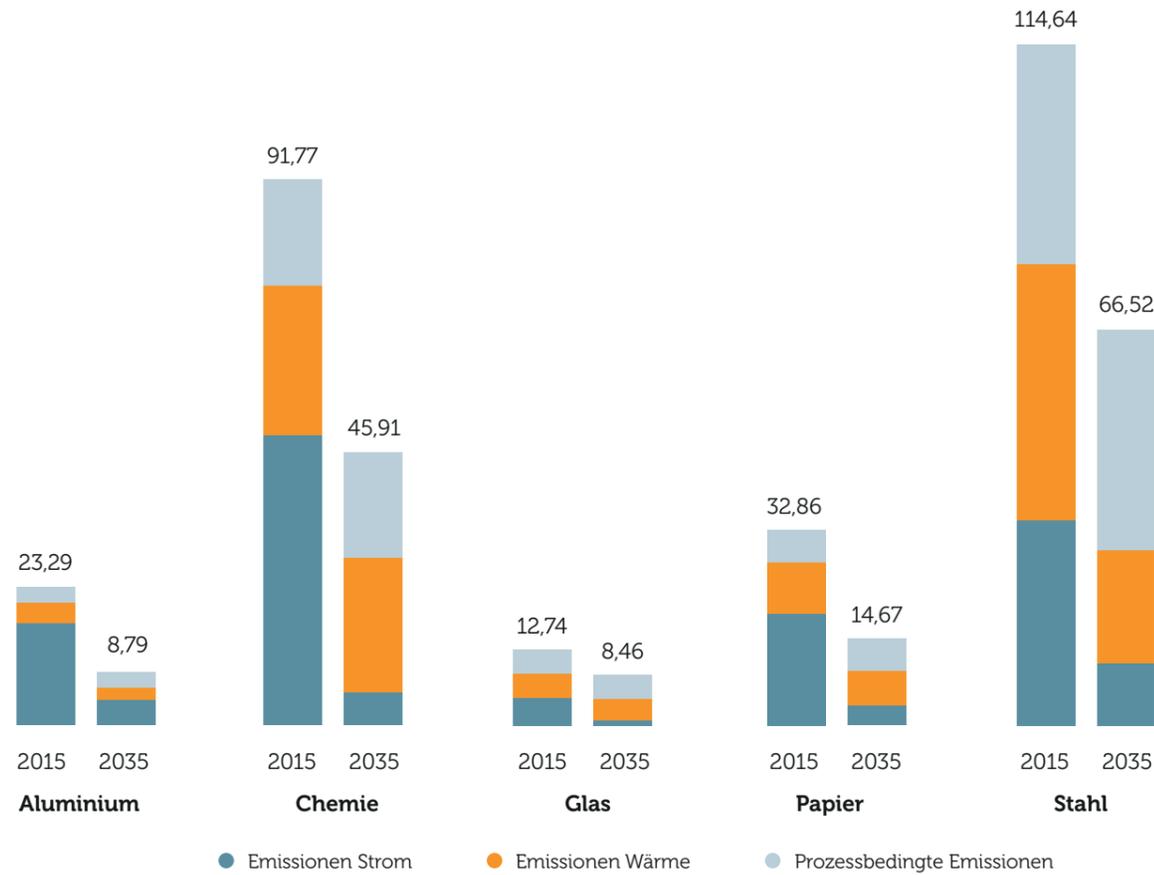


Quelle: eigene Berechnungen, inklusive Berücksichtigung der Empfehlungen der KWSB zum Kohleausstieg bis 2035/2038

<sup>106</sup> Brunke, J. Chr. U., 2017: Energieeinsparpotenziale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland. Eine Analyse mit Hilfe von Energieeinsparkostenkurven

<sup>107</sup> Senkung des Endenergieverbrauchs zwischen 2015 bis 2035 um folgende Prozentzahlen: Aluminium 2 %, Chemie 9 %, Glas 12 %, Papier 18 %, Stahl 15 %

Abbildung 39: Freigesetzte Emissionen Mio. t CO<sub>2</sub>/a



Quelle: eigene Berechnungen, inklusive Berücksichtigung der Empfehlungen der KWSB zum Kohleausstieg bis 2035/2038

### 3.3 Die deutsche Kupferindustrie

Hinweis zu den Berechnungen für die Kupferindustrie

Die deutsche Kupferindustrie wird an dieser Stelle als eigener Fall dargestellt. Grund ist, dass sich mit der AURUBIS AG der größte Vertreter der Branche bereit erklärte, für die Modellierungen zur Entwicklung der Energiekosten bei Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer sehr spezifische Daten auf Unternehmensebene herauszugeben. Damit war eine noch konkretere Modellierung als bei den anderen Industrien möglich, welche als Gesamtbranchen gerechnet wurden.

Die Untersuchung hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Preisbelastungen für die Kupferindustrie wurden ursprünglich als eigenständige Studie beauftragt. Bei der Modellierung beschränkte man sich auf eine inputbasierte 100 EUR/t CO<sub>2</sub> Ersatzbesteuerung. Im Zuge der Planungen zur vorliegenden Studie wurde die Entscheidung zugunsten einer gemeinsamen Veröffentlichung getroffen.

Die Kupferindustrie ist eine vergleichsweise kleine und heterogene Carbon Leakage-gefährdete energieintensive Industriebranche von großer volkswirtschaftlicher Bedeutung. Aufgrund der komplexen energie- und emissionsintensiven Verarbeitung von Kupfererzen und Rückgewinnung und Recycling von Kupfer aus Altprodukten ist es schwierig, auf quantitativer Bewertungsgrundlage Produkt-Benchmarks zu ermitteln, so dass der pauschale Fallback-Parameter angewendet wird, der in der 3. Handelsperiode des EU ETS 0,8 beträgt.<sup>108</sup> Somit verschärft der pauschal angesetzte Fallback-Parameter die Probleme der pauschalen Teilkompensation (0,75), womit indirekte CO<sub>2</sub>-Kosten in Höhe von maximal 60 Prozent gegenwärtig über die Strompreiskompensation erstattet werden. Carbon Leakage ist somit bereits gegenwärtig Realität für die wettbewerbsintensive Kupferindustrie.

Kupfer ist nach Stahl und Aluminium eines der weltweit am intensivsten gehandelten Metalle, auch, da es nach

<sup>108</sup> ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Anhang III; EU-Kommission (2012), Mitteilung zur Änderung der Mitteilung der Kommission Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgas-Emissionszertifikaten nach 2012, ABIEU Nr. C 387 vom 12. Dezember 2012, S. 5 ff.

Silber die höchste Leitfähigkeit für Wärme und Elektrizität ausweist.

Hauptverwendung für Kupfer machen elektronische und elektrotechnische Anwendungen mit 57 Prozent aus, noch vor der Bauwirtschaft mit 15 Prozent, dem Automobilbau mit neun Prozent, dem Maschinenbau mit acht Prozent, gefolgt vom Handel mit fünf Prozent und Sonstigen mit sechs Prozent.<sup>109</sup> Die zunehmende Digitalisierung mit immer komplexer werdenden technischen Prozessen lässt mittlerweile den weltweiten Bedarf zwischen drei und vier Prozent von Kupfer jährlich ansteigen, aber auch von anderen seltenen Metallen, die im Prozess der Gewinnung von Raffinadekupfer<sup>110</sup> mitgewonnen werden.

Die inländische jährliche Produktion raffinierten Kupfers und Kupfergusslegierungen ist in den letzten Jahren von 704.000 t2010 auf 706.000 t2016 leicht angestiegen und unterlag somit in den letzten Jahren nur geringen konjunkturellen Schwankungen.<sup>111</sup> Die Halbzeugproduktion (inkl. Leitmaterial) und Metallguss lagen bei 1,7 Mt2016.

Im Gegensatz zu Kathodenkupfer wird die Halbzeugproduktion zwar nicht an den Metallbörsen London Metal Exchange (LME) oder der New York Commodities Exchange (COMEX) gehandelt, unterliegt aber auch weltweit gültigen Preisbildungen. Somit beeinflussen die hiesigen

Stromkosten die internationale Wettbewerbsfähigkeit der gesamten Kupferindustrie.

Der Umsatz der inländischen Kupferindustrie wird maßgeblich durch den weltweiten Kupferpreis bestimmt und betrug 12,5 Milliarden Euro im Jahr 2016. In der Erzeugung und ersten Bearbeitung sind knapp 17.000 Mitarbeiter beschäftigt.<sup>112</sup>

### Recycling

Deutschland verfügt über nahezu keine natürlichen Kupfervorkommen. Daher stellen Rücklaufmaterialien eine wichtige Ressource zur Deckung des deutschen Kupferbedarfes dar. Gegenwärtig wird der jährliche deutsche Kupferbedarf zu 45 Prozent über Recyclingmaterialien gedeckt.<sup>113</sup> Diese umfassen zunehmend anspruchsvolle Elektro- und Elektronikschrotte, die in sehr energie- und emissionsintensiven Verfahren wiederaufgearbeitet werden, aber auch kupferhaltigen Altschrott (Kupferaltprodukte am Ende ihrer Nutzungsdauer) sowie Neuschrott aus Kupferproduktionsresten (Späne, Stanzreste etc.). Aufgrund der längeren Nutzungsdauer von Kupfer in Gebäuden, Kabeln, Fahrzeugen und Motoren steigt der Anteil von Elektronikschrotten kontinuierlich an, da diese als größte Anwendungsgruppe zugleich die geringste Nutzungsdauer ausweist (Tabelle 10).

Tabelle 10: Nutzungsdauer verschiedener Kupferprodukte

Nutzung in	Nutzungsdauer
Smartphone, Tablet	2–4 Jahre
PCs, PC-Steckkarten	3–5 Jahre
kleinen Elektromotoren	10–12 Jahre
Kraftfahrzeugen	15–18 Jahre (Fahrzeugslebensdauer)
Kabeln	30–40 Jahre
Gebäuden	60–80 Jahre

Quelle: Kupferinstitut/SPC

<sup>109</sup> WVMetalle (2017) – Metallstatistik 2016, [https://www.wvmetalle.de/fileadmin/uploads/public/Metallstatistik/Metallstatistik\\_2016.pdf](https://www.wvmetalle.de/fileadmin/uploads/public/Metallstatistik/Metallstatistik_2016.pdf)

<sup>110</sup> Raffinadekupfer mit 99 Prozent Reinheit

<sup>111</sup> <https://metalleproklima.de/nemetall/kupfer/>; [http://www.gdb-info.de/welcome.asp?page\\_id=245&sessionid=](http://www.gdb-info.de/welcome.asp?page_id=245&sessionid=)

<sup>112</sup> <https://www.wvmetalle.de/die-ne-metalle/>

<sup>113</sup> <https://www.kupferinstitut.de/de/werkstoffe/system/recycling-kupfer.html>

Je nach Reinheits- bzw. Verunreinigungsgrad lassen sich kupferhaltige Schrotte durch pyrometallurgische Recyclingverfahren wie das Kayser-Recycling-System (KRS) und die Elektrolytische Raffination von Verunreinigungen mit Begleitelementen, aber auch sonstigen mineralischen und organische Anhaftungen befreien. Diese Prozesse sind zwar emissions- und energieintensiv, doch ermöglichen sie es, Verunreinigungen aus dem Kupfer restlos zu entfernen. Somit lassen sich Kupfer oder Kupferlegierungen aus kupferhaltigen Altmaterialien ohne Qualitätseinbußen beliebig oft recyceln.

#### **Berechnung der Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf die Kupferindustrie**

Mit einem gemeinsamen Jahresenergieverbrauch von ca. zwei TWh (2015: Strom 0,81 TWh, Wärme 1,03 TWh) an den Standorten Hamburg und Lünen und einem Anteil der Energiekosten um die zehn Prozent am Bruttoproduktionswert, gehört die AURUBIS AG zu den energieintensiven Unternehmen.

Die AURUBIS AG als größte Kupferhütte Europas<sup>114</sup> mit einem Konzernumsatz von gut drei Milliarden Euro im Jahr 2018 ist deshalb von jedem Anstieg der Energiepreise in besonderem Maße betroffen.

Zum Schutz der im globalen Wettbewerb stehenden Kupferindustrie und dem Erhalt der in Deutschland geschaffenen Arbeitsplätze wird die Industrie bei den staatlichen Abgaben privilegiert behandelt. Konkret bedeutet dies eine Befreiung bis deutliche Reduktion von den Steuern und Abgaben, die im Energiebereich anfallen. Zu nennen sind hier der Spitzenausgleich für die Stromsteuer nach § 10 StromStG (gesichert bis 2022), die Besondere Ausgleichsregelung (BesAr) für die EEG-Umlage nach §§ 63 ff EEG sowie die Strompreiskompensation für indirekte Kohlendioxid-Kosten. Die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer und die damit verbundene Kostenbelastung wäre für die energieintensive Kupferindustrie nicht unproblematisch. Dies gilt vor allem dann, wenn die bestehende privilegierte Stellung der energieintensiven Industrien im bestehenden System ohne CO<sub>2</sub>-Steuer (Spitzenausgleich, BesAr, Strompreiskompensation) nicht ins angepasste System mit CO<sub>2</sub>-Steuer übertragen wird.

#### **Erläuterungen zum Modell**

Das folgende Modell wird für die Kupferindustrie berechnet: Eine Ersatz-CO<sub>2</sub>-Steuer von 100 EUR/t CO<sub>2</sub> als Input-Steuer (Modell 2, siehe Tabelle 3). Die Steuer wird, analog zu den Berechnungen für die anderen Industrien, als flat und nicht stufenweise eingeführt. Grund hierfür ist, dass bei einer Flatrate künftige Kosten vorgezogen werden

können, was aus Planungssicherheitsaspekten vorteilhaft ist. Ein Stufenmodell würde trotz CO<sub>2</sub>-Minderung eine regelmäßige Verteuerung von Energieprodukten nach sich ziehen und die letzte Tonne CO<sub>2</sub> wäre somit die teuerste.

#### **Erläuterungen zum Datenblatt**

Die folgende Datenblätter (Abbildung 40 und 41) bieten eine Abschätzung zur Entwicklung der Energiekosten sowie Emissionen der Kupferindustrie bei Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland. Das zu Grunde liegende Modell rechnet ein CO<sub>2</sub>-Steuerszenario für die AURUBIS AG als Beispielunternehmen durch. Die Ergebnisse des Modells werden für zwei Energiebeschaffungspfade jeweils in einem Datenblatt dargestellt: erstens bei Beibehaltung von 100 Prozent Steinkohlestrom und zweitens (Alternativszenario) bei kontinuierlichem Umstieg auf einen CO<sub>2</sub>-ärmeren Strommix bis 2035.

Der Energiebedarf der Kupferindustrie verteilt sich auf die Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr (Kraftstoff). Das folgende Datenblatt betrachtet Energiebedarf und freigesetzte Emissionen, die an den beiden AURUBIS-Produktionsstandorten in Hamburg und Lünen anfallen und vom europäischen Emissionshandel erfasst werden. Das bedeutet, dass die Entwicklung des Strom- und Wärmeverbrauchs sowie die prozessbedingten Emissionen in das Modell einfließen. Nicht betrachtet werden der Kraftstoffverbrauch und andere Emissionen der AURUBIS AG (Bürogebäude, Lieferanten, Kunden; sog. Scope 3).

Grundlage des Modells bildet das Jahr 2015. Dieses Jahr wird als Referenz für ein Jahr ohne CO<sub>2</sub>-Steuer angesetzt, weil es das aktuellste ist, für das die notwendige Datengrundlage sowohl bei der AURUBIS AG als auch beim europäischen Emissionshandel vorliegt.

Weitere Informationen zur Datengrundlage und der Methodik des Modells werden in Anhang 6.1 geführt.

<sup>114</sup> <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/kupferkonzern-wartungsstillstaeude-sorgen-fuer-gewinneinbruch-bei-aurubis/24883102.html>

Abbildung 40: Ergebnisse der Modellierung – 100 Prozent Steinkohlestromeinsatz

I. Szenario für folgende Marktteilnehmer: AURUBIS (Standorte: Hamburg und Lünen)	II. CO <sub>2</sub> -Modell- Ersatz	Variante: Input	III. CO <sub>2</sub> -Steuer: 100 EUR/t CO <sub>2</sub>
---	--	--------------------	--

IV. Entwicklung der Energiekosten\* der AURUBIS AG (2015 – 2025 – 2035)

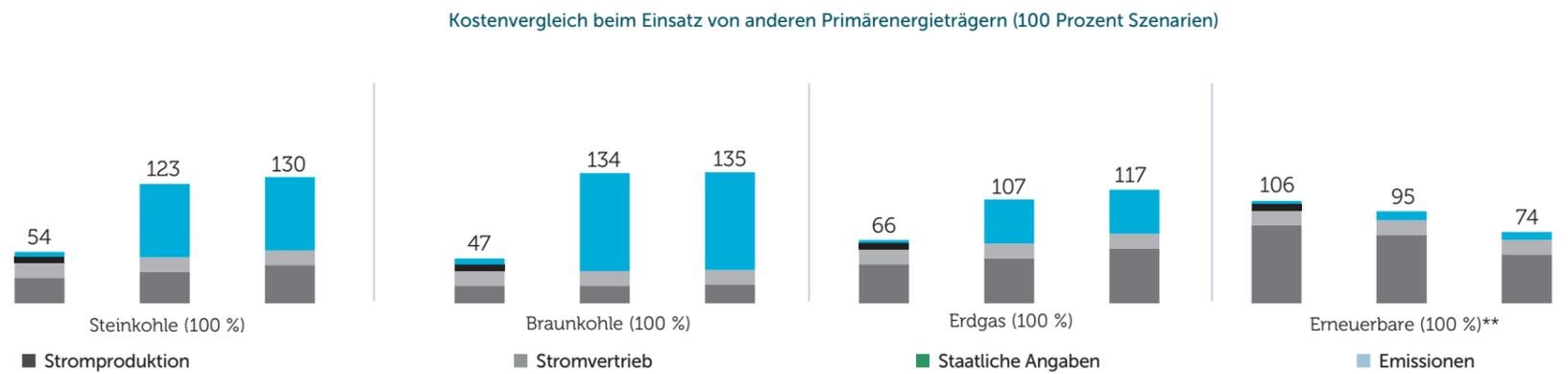
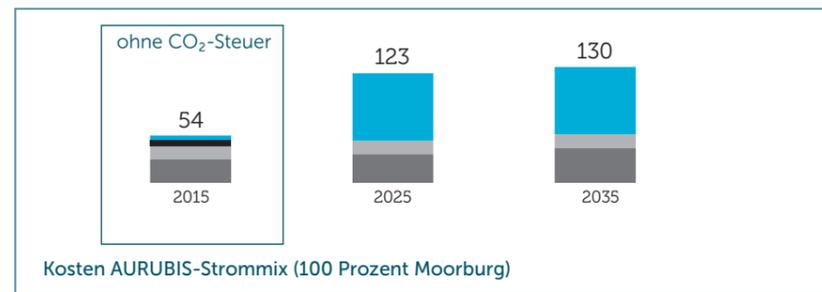
V. VORSTELLUNG DER STEUER-VARIANTE

Das Modell rechnet eine CO<sub>2</sub>-Steuer als Ersatz. Das bedeutet, dass die bestehenden Energiesteuern sowie staatliche Umlagen (EEG Umlage, Haftungsumlage, abschaltbare Lasten etc.) und Aufschläge (KWK Aufschlag) komplett entfallen.

In dieser gerechneten Prognose kommt die volle Zielbelastung von 100 EUR t/CO<sub>2</sub> bereits ab der Einführung in 2025 zum Tragen.

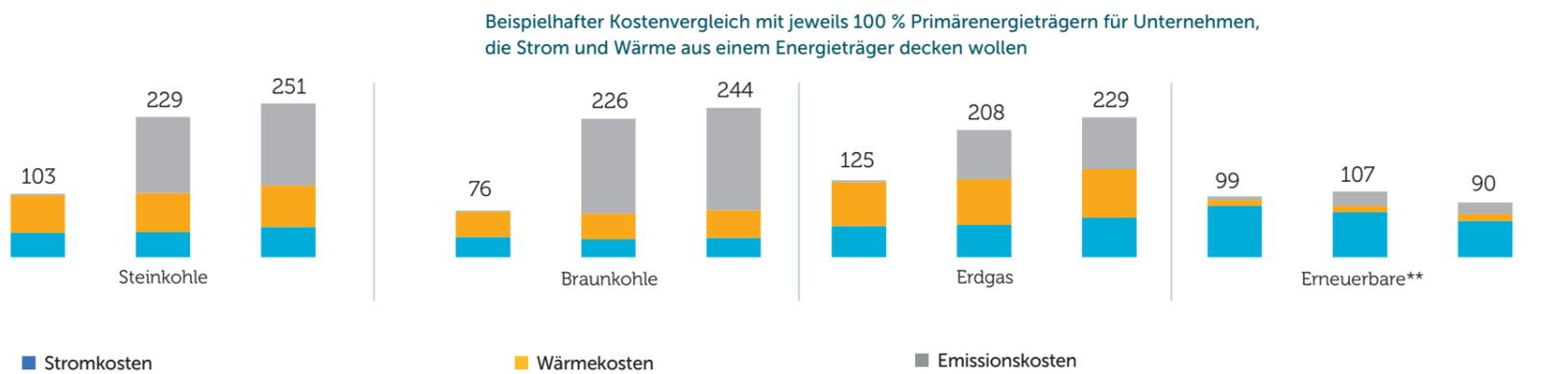
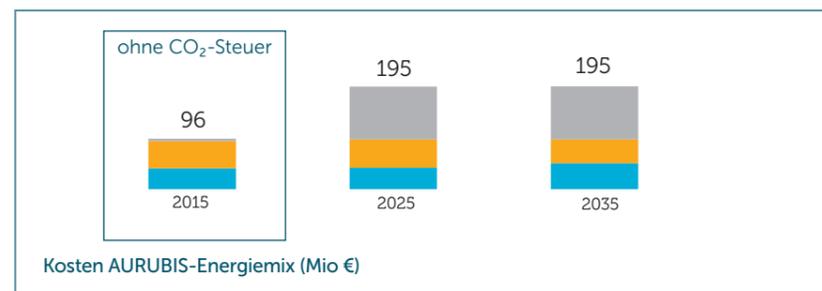
VI. Entwicklung des Strompreises (in EUR/MWh)

AURUBIS- Strommix (in %)	2015	2025	2035	Steinkohle	Erdgas	Erneuerbare	CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh)
	100 %	100 %	100 %	0	0	0	-> 0,75
				0	0	0	-> 0,75
				0	0	0	-> 0,75



VII. Entwicklung der jährlichen Energiekosten in Milliarden Euro

AURUBIS- Wärmemix (in %)	2015–2025	2035	Erdgas	Prozesswärme	kg CO <sub>2</sub> /kWh
	67	50	33	50	-> 0,16
					-> 0,13



Datengrundlage und Annahmen

Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang zur Studie.

STROM	2015	2025	2035
Stromverbrauch (TWh/a):	0,81	0,85	0,90
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):	0,75	0,75	0,75
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	100	100

WÄRME	2015	2025	2035
Wärmeverbrauch (TWh/a):	1,03	1,07	1,13
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):	0,16	0,16	0,13
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	100	100

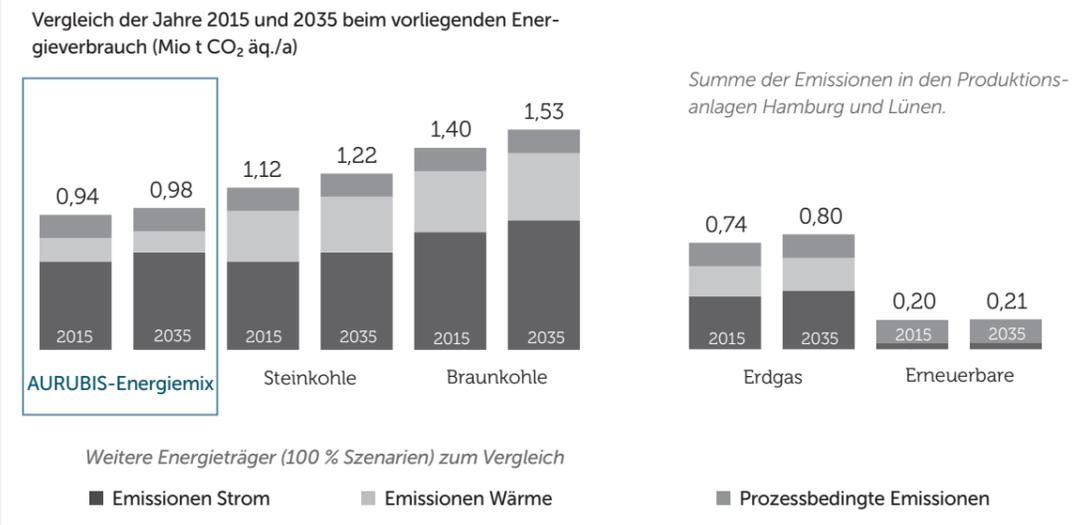
  

EMISSIONEN	2015	2025	2035
Emissions-Zertifikat (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	15	23	42
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	100	100
Teilnehmer am Emissionshandel:		Ja	
Verified Emissions Table 2015 (VET):		343.801	
Frei zugeleitete Zertifikate:		368.019	
Zusätzlicher Emissionsfaktor:		Keine Spezifizierung	

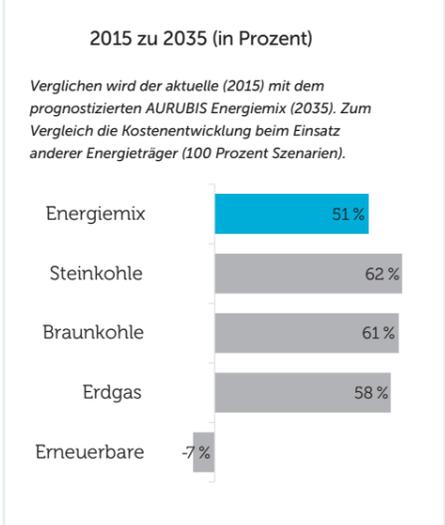
  

Mehrwertsteuer (inkl./exkl.)	Exklusive
------------------------------	-----------

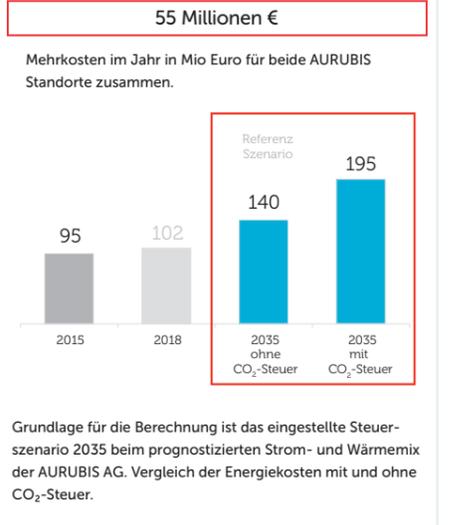
VIII. Freigesetzte Emissionen (in Millionen t CO<sub>2</sub> äq./a)



IX. Entwicklung der Energiekosten



X. Achtung Handlungsbedarf!



\* Privilegien für energieintensive Verbraucher sind vorerst unberücksichtigt. Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang 6.1 zur Studie.  
 \*\* Vorausgesetzt die Erneuerbaren sind in ausreichender Menge und Qualität vorhanden (was sie aktuell noch nicht sind)

Abbildung 41: Ergebnisse der Modellierung – Alternativszenario, mit dynamischem Energiemix

I. Szenario für folgende Marktteilnehmer: AURUBIS (Standorte: Hamburg und Lünen)	II. CO <sub>2</sub> -Modell- Ersatz	Variante: Input	III. CO <sub>2</sub> -Steuer: 100 EUR/t CO <sub>2</sub>
---	--	--------------------	--

IV. Entwicklung der Energiekosten\* der AURUBIS AG (2015 – 2025 – 2035)

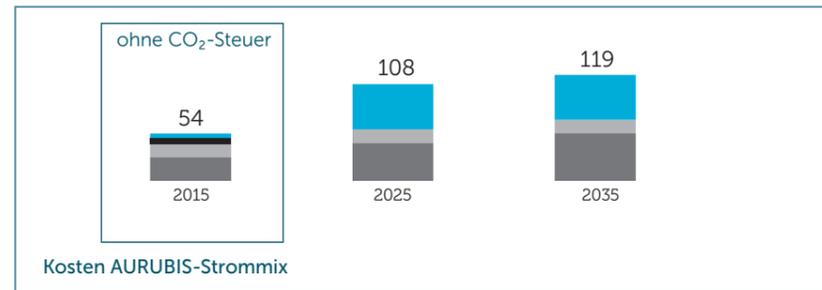
V. VORSTELLUNG DER STEUER-VARIANTE

Das Modell rechnet eine CO<sub>2</sub>-Steuer als Ersatz. Das bedeutet, dass die bestehenden Energiesteuern sowie staatliche Umlagen (EEG Umlage, Haftungsumlage, abschaltbare Lasten etc.) und Aufschläge (KWK Aufschlag) komplett entfallen.

In dieser gerechneten Prognose kommt die volle Zielbelastung von 100 EUR t/CO<sub>2</sub> bereits ab der Einführung in 2025 zum Tragen.

VI. Entwicklung des Strompreises (in EUR/MWh)

AURUBIS- Strommix (in %)	2015	2025	2035	Steinkohle	Erdgas	Erneuerbare	CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh)
	100 %	60 %	0	0	20	20	0,75
			50	50	->	->	0,55
							0,25



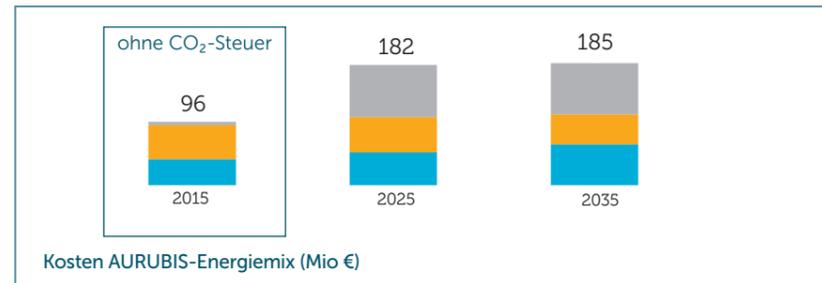
Kostenvergleich beim Einsatz von anderen Primärenergieträgern (100 Prozent Szenarien)



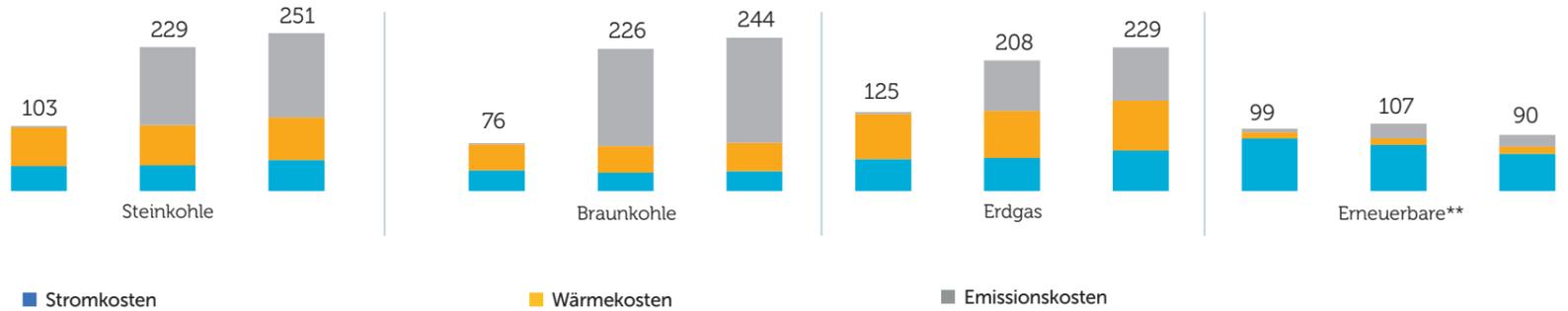
VII. Entwicklung der jährlichen Energiekosten in Milliarden Euro

(Bestehend aus den Kosten für Strom und Wärme (ohne Emissionen) sowie den zusammengefassten Emissionskosten)

AURUBIS- Wärmemix (in %)	2015–2025	2035	Erdgas	Prozesswärme	kg CO <sub>2</sub> /kWh
	67	50	33	50	0,16
					0,13



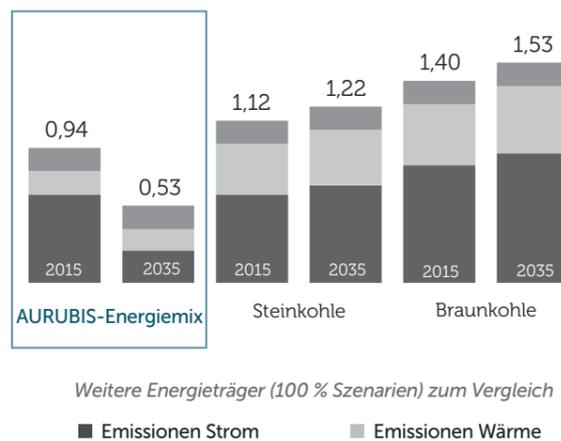
Beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 % Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom und Wärme aus einem Energieträger decken wollen



Datengrundlage und Annahmen				
Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang zur Studie.				
<b>STROM</b>				
Stromverbrauch (TWh/a):	2015	2025	2035	
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):	0,81	0,85	0,90	
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0,75	0,55	0,25	
	0	100	100	
<b>WÄRME</b>				
Wärmeverbrauch (TWh/a):	1,03	1,07	1,13	
Spez. CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh):	0,16	0,16	0,13	
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	100	100	
<b>EMISSIONEN</b>				
Emissions-Zertifikat (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	15	23	42	
Preis CO <sub>2</sub> -Steuer (EUR/t CO <sub>2</sub> ):	0	100	100	
Teilnehmer am Emissionshandel:	Ja			
Verified Emissions Table 2015 (VET):	343.801			
Frei zugewiesene Zertifikate:	368.019			
Zusätzlicher Emissionsfaktor:	Keine Spezifizierung			
Mehrwertsteuer (inkl./exkl.):	Exklusive			

VIII. Freigesetzte Emissionen (in Millionen t CO<sub>2</sub> äq./a)

Vergleich der Jahre 2015 und 2035 beim vorliegenden Energieverbrauch (Mio t CO<sub>2</sub> äq./a)

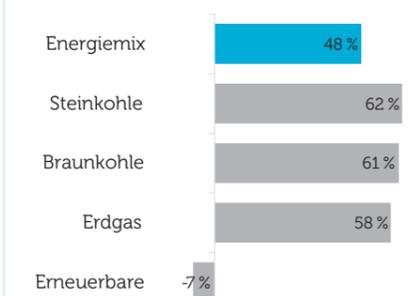


Summe der Emissionen in den Produktionsanlagen Hamburg und Lünen.

IX. Entwicklung der Energiekosten

2015 zu 2035 (in Prozent)

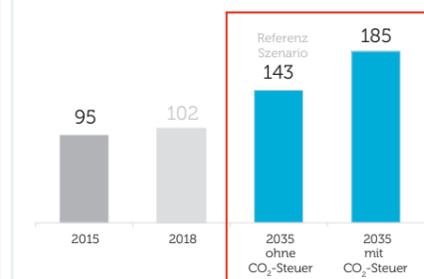
Verglichen wird der aktuelle (2015) mit dem prognostizierten AURUBIS Energiemix (2035). Zum Vergleich die Kostenentwicklung beim Einsatz anderer Energieträger (100 Prozent Szenarien).



X. Achtung Handlungsbedarf!

42 Millionen €

Mehrkosten im Jahr in Mio Euro für beide AURUBIS Standorte zusammen.



Grundlage für die Berechnung ist das eingestellte Steuer-szenario 2035 beim prognostizierten Strom- und Wärmemix der AURUBIS AG. Vergleich der Energiekosten mit und ohne CO<sub>2</sub>-Steuer.

\* Privilegien für energieintensive Verbraucher sind vorerst unberücksichtigt. Weitere Informationen zur Datengrundlage des Szenarios (inkl. Annahmen und Rahmenbedingungen) entnehmen Sie bitte dem Anhang 6.1 zur Studie.  
\*\* Vorausgesetzt die Erneuerbaren sind in ausreichender Menge und Qualität vorhanden (was sie aktuell noch nicht sind)

### Erläuterung der Ergebnisse

Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen, dass die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer wie erwartet zu einem deutlichen Anstieg der Energiekosten für die Kupferindustrie führt (Feld X). Insbesondere der weitere Einsatz von Steinkohle zur Stromgewinnung trägt trotz niedriger Brennstoffpreise wegen einer hohen CO<sub>2</sub>-Fracht von 0,75 kg CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub> zu mehr als einer Verdoppelung des Strompreises bei, sobald die 100-Euro-CO<sub>2</sub>-Steuer eingeführt wird.

Im ersten Fall, bei weiterhin einer 100-prozentigen Nutzung von Steinkohlestrom<sup>115</sup>, führt die CO<sub>2</sub>-Steuer zu jährlichen Mehrkosten für die AURUBIS-Standorte Hamburg und Lünen von prognostizierten 55 Millionen Euro im Jahr 2035. In diesem Szenario betragen die Energiekosten 195 Millionen Euro mit CO<sub>2</sub>-Steuer und 140 Millionen Euro ohne CO<sub>2</sub>-Steuer (Referenzszenario 2035<sup>116</sup>), was einem um 39 Prozent höheren Energiekostenetat entspricht. Die ersten grauen Balken in Feld VII der Abbildung 40 zeigen, dass die reinen Emissionskosten im Jahr 2035 etwa 51 Prozent (100 Millionen Euro) der gesamten Energiekosten (195 Millionen Euro) ausmachen.

Im zweiten Fall, dem Alternativszenario (Abbildung 41), werden im Zeitraum 2015 bis 2035 Änderungen im Strommix vorgenommen. Dieses Szenario berücksichtigt die Ergebnisse der KWSB, die bereits einen Ausstieg aus der Steinkohle – und somit auch eine Abschaltung von dem Kraftwerk Moorburg – bis 2030 empfiehlt. Demzufolge wird in diesem Szenario eine kontinuierliche Drosselung der CO<sub>2</sub>-Fracht im Strom- und Wärmebereich und ein Austausch durch Erdgas und erneuerbare Energien modelliert. Die drei Säulen der Erneuerbaren in Feld VI und VII zeigen, dass die Energiekosten beim Einsatz erneuerbarer Energien als Einzige fallen. Das liegt vor allem an der niedrigen CO<sub>2</sub>-Fracht und den abnehmenden Grenzkosten der regenerativen Energieträger. Während die Erneuerbaren bei den aktuellen Rahmenbedingungen noch zu den teuersten Energieträgern gehören, werden sie mit Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer konkurrenzfähig. Wie in Abschnitt IX des Datenblatts ablesbar, errechnet das Modell eine siebenprozentige Kostenersparnis beim Einsatz von 100 Prozent erneuerbaren Energien. (Dieses in der Theorie rechenbare Szenario würde aber ohne ein betriebswirtschaftlich akzeptables System an Stromspeichern und beschleunigtem Netzausbau in der Praxis an der hohen Volatilität der Erneuerbaren im Strombereich und dem Fehlen der für die Kupferproduktion benötigten Temperaturspitzen im Wärmebereich scheitern.) Weitere Angaben

zu den getroffenen Annahmen stehen in Anhang 6.1.

Im Vergleich mit dem Moorburg-Szenario liegen die Energiekosten im Alternativszenario (mit Erdgas- und Erneuerbaren) somit etwa fünf Prozent niedriger. Der interne Vergleich im Alternativszenario zwischen der Situation mit CO<sub>2</sub>-Steuer und dem Referenzszenario ohne CO<sub>2</sub>-Steuer gibt für die Situation mit Emissionssteuer um 42 Millionen (knapp 30 Prozent) höhere Energiekosten aus (Feld X, Abbildung 41). Der Anteil der Emissionskosten (77 Millionen Euro) an den gesamten Energiekosten (185 Millionen Euro) beträgt bei diesem angepassten Energiemix 42 Prozent.

### Schlussfolgerungen und Empfehlungen für die Kupferindustrie

Bei den oben berechneten Szenarien ist der Kostenanstieg daran geknüpft, dass die gestatteten Privilegien für die energieintensiven Unternehmen mit der Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer abrupt enden. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass das europäische Emissionshandelssystem ab dem Jahr 2020 in eine neue Handelsphase übertritt, wodurch sich das Kostenverhältnis im Strombereich verschiebt. Demnach entfällt mit der 3. Handelsperiode die kostenfreie Zuteilung von Emissionszertifikaten für stromerzeugende Anlagen vollständig. Die ab diesem Zeitpunkt bei den Kraftwerksbetreibern anfallenden Zertifikate-Kosten werden an die nachfolgenden Stromabnehmer weitergereicht. Das bedeutet, dass mit einem Anstieg des Strompreises für die Kupferindustrie zu rechnen ist.

Mit beibehaltenen und an die neuen Rahmenbedingungen angepassten Privilegien, z. B. einer Anpassung der Förderrichtlinie für Beihilfen für indirekte CO<sub>2</sub>-Kosten hin zu einer Belastung bezogen auf die Bruttowertschöpfung (wie beim EEG), wäre allerdings der direkte Effekt einer CO<sub>2</sub>-Steuer möglicherweise geringer. Zudem werden die Regeln für die Entlastung der energieintensiven Industrien für die kommende Handelsperiode neu gefasst werden, wo z. B. die Weiterentwicklung der Strompreiskompensation im ETS-System von besonderer Bedeutung ist. Darüber hinaus wären neue Ansätze des Carbon Leakage-Schutzes zu bedenken, bspw. die Anrechnung von THG-freier Abwärme, eine „Sprinterprämie“ oder eine ökobilanzielle Kompensationsrechnung für energieintensive Industrien im Rahmen des Emissionshandels, damit Kreislaufstrategien positiver bewertet werden können.

Der nachfolgende Abschnitt wendet sich der Frage Carbon Leakage-Schutz für die energieintensiven Industrien

insgesamt zu, um Möglichkeiten zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit dieser Industrien in einem CO<sub>2</sub>-Regime prinzipiell aufzuzeigen.

### 3.4 Carbon Leakage-Schutz für die energieintensiven Industrien

In den vorgezeichneten CO<sub>2</sub>-Steuerszenarien hat sich gezeigt, dass die energieintensiven Industrien in Deutschland deutlich stärker als zuvor durch höhere Energie-, besonders Stromkosten belastet würden. Die Wettbewerbsfähigkeit der meisten Unternehmen – ohne die Implementierung von Carbon Leakage-Schutzmaßnahmen – würde somit hinfällig werden.

Dieses Ergebnis war zu erwarten angesichts der technologischen Potenziale an Emissions- und Energiebedarfsreduktionen, die teilweise mit gegenwärtig nicht wirtschaftlichem Kostenaufwand über den Zeitraum von anderthalb Dekaden zu bewerkstelligen sind. Die Potenzialerhebungen auf Grundlage von Brunke<sup>117</sup> hinsichtlich der Emissions- und Energiebedarfsreduktionen in den energieintensiven Industrien zeigen deutlich, dass Carbon Leakage-Schutzmechanismen auf lange Zeit beibehalten werden müssen.

Wie bereits erwähnt, sind zur Prävention von Carbon Leakage die energieintensiven Industrien in Deutschland bereits heute von nationalen Belastungen wie der EEG-Umlage oder der Stromsteuer weitgehend befreit. Darüber hinaus werden diesen innerhalb des europäischen Emissionshandelssystems für Treibhausgase, die bei Stoffumwandlungsprozessen entstehen, im Rahmen einer Benchmarking-Regellösung CO<sub>2</sub>-Zertifikate kostenlos zugeteilt. Im Rahmen einer nationalen CO<sub>2</sub>-Besteuerung ist also nicht zu prüfen, ob, sondern in welchem Umfang, mit welcher Dauer und mit welchen technologischen Vorgaben die Carbon Leakage-gefährdeten Industrien, die am EU ETS teilnehmen sowie weitere energieintensive Industrien von zusätzlichen finanziellen Belastungen freigestellt werden sollen.

Mechanismen zur Befreiung von CO<sub>2</sub>-bedingten Mehrkosten haben sich sowohl im Rahmen des EU ETS als auch in nationalen CO<sub>2</sub>-Preis-Regimen zum Schutze der Carbon Leakage-gefährdeten Industrie(n) bewährt. Sowohl die freie Allokation von Emissionsrechten anhand der Erfüllung von Benchmarks in der 3. Handelsperiode des EU ETS für produktionsbedingte Emissionen als auch die Abgabebefreiung mit Verminderungspflicht im Rahmen des Schweizer Emissionshandelssystems sind Beispiele für erprobte Carbon Leakage-Schutzmaßnahmen in bestehen-

den Emissionshandelssystemen, die sich grundsätzlich auf ein nationales CO<sub>2</sub>-Preisregime übertragen ließen.

Denkbar sind ähnliche Mechanismen, die sich bereits im EU ETS erfolgreich etabliert haben. In diesem Zusammenhang ist eine degressive Zuteilung von Freiemissionen denkbar, unter der Bedingung der Einführung von branchenweiten Benchmarks und Zielvereinbarungen, gegebenenfalls bei gleichzeitiger Schaffung von Investitionsanreizen durch ein Markteinführungsförderprogramm zugunsten von CO<sub>2</sub>-armen bzw. -freien industriellen Produktionsprozessen. Vorangegangene Investitionszyklen sollten dabei berücksichtigt werden, um stranded Investments für die Industrien zu vermeiden.

Einen anderen Weg geht beispielsweise Frankreich seit der Einführung des Gesetzes zur Neuorganisation des Strommarkts (Loi NOME) im Jahr 2010. Ziel des Gesetzes ist die Förderung des Wettbewerbes auf dem Strommarkt, u. a. soll es Stromlieferanten den Markteinstieg durch den Einkauf von günstigem Atomstrom bei Electricité de France (EDF) zu einem fixen Preis von 40 Euro/MWh erleichtern. Das Gesetz verpflichtet darüber hinaus EDF, bis 2025 ein Viertel des Stroms aus den bestehenden Kernkraftwerken zu Preisen nahe den Produktionskosten an Konkurrenten zu verkaufen.

Dadurch soll es diesen Versorgern ermöglicht werden, konkurrenzfähige Endkundenpreise anzubieten. Bisher können diese „neuen“ Stromversorger insbesondere im industriellen Bereich aber nur schwer mit dem regulierten Strompreis der etablierten Energieversorgungsunternehmen mithalten. Frankreich hat gegenwärtig mit neun Cent/kWh gegenüber dem EU-Durchschnitt mit 11,7 kWh um 23 Prozent geringere Industriestrompreise.<sup>118</sup>

Die Regelung der Industriestrompreise in Frankreich verdeutlicht, dass weitere Kostenbelastungen durch eine CO<sub>2</sub>-Besteuerung nicht nur zu einer Verlagerung inländischer Produktionskapazitäten in Ländern mit weniger strengen Emissionsauflagen bzw. -besteuerungen außerhalb der EU führen könnten – sondern auch innerhalb der EU. Daher sollten Sonderregelungen beziehungsweise besondere Ausgleichsregelungen oder Strompreiskompensationen zum Schutze der Carbon Leakage-gefährdeten Industrien weiter – auch mit Blick auf die europäischen Entwicklungen – verstärkt werden.

<sup>115</sup> Dieses „Moorburg-Szenario“ umfasst 100 Prozent Strom aus dem Steinkohle-Kraftwerk in Moorburg, Hamburg. Die AURUBIS AG hat einen langfristigen Strombelieferungsvertrag bis 2038 für die Werke Hamburg und Lünen. Daher wird das erste Szenario auch Moorburg-Szenario genannt, da keine kurz-/mittelfristigen Anpassungen hin zu einem CO<sub>2</sub>-ärmeren Strombezug zu erwarten sind.

<sup>116</sup> Im Referenzszenario entfällt die Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer und die staatlichen Abgaben und Umlagen bleiben unverändert. Die übrigen Preisentwicklungen (EU ETS, Brennstoffpreise, Netzaufgaben) sind im Fall mit und ohne CO<sub>2</sub>-Steuer (Referenzszenarien) identisch.

<sup>117</sup> Brunke, J. Chr. U., 2017: Energieeinsparpotenziale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland. Eine Analyse mit Hilfe von Energieeinsparpotenzialen

<sup>118</sup> Selectra, 2019

### Beispiel: CO<sub>2</sub>-Steuer, freie Zuteilung und Benchmarks

Ein Beispiel, wie ein solches System für Deutschland aussehen könnte, verdeutlicht folgendes Gedankenexperiment: Im ersten Schritt eines solchen Regimes und bei der Einführung einer nationalen CO<sub>2</sub>-Steuer könnten Wettbewerbsfähigkeits-Gefährdungen und Leakage-Risiken ermittelt werden. Diese Analyse würde voraussichtlich nicht nur energieintensive Industrien, sondern auch handelsintensive Gewerbe und Industrien umfassen. Daraufhin sollten der Begünstigten-Kreis und der Entlastungsumfang nachvollziehbar für Dritte ausgerichtet werden.

Die Zuteilung von kostenlosen CO<sub>2</sub>-Zertifikaten könnte ohne individuelle oder sektorale Zielvorgaben erfolgen und die von Carbon Leakage-gefährdeten Industrien und Gewerbe allesamt umfassen. Entsprechend den veränderten Rahmenbedingungen könnten die Unternehmen – jedoch ohne steuerliche Belastung – CO<sub>2</sub>-Reduktionsmaßnahmen selbstständig planen und umsetzen. In der Folge könnte das Prinzip der branchenweiten Benchmarks und Emissionsreduktionspfade verfeinert werden. Diese könnten durch individuelle Emissionsreduktionspfade der Unternehmen obligatorisch oder fakultativ, also im eigenen Ermessen (z. B. bei Nichterfüllung der Emissionsreduktionspfade der jeweiligen Branche), ergänzt werden.

Zielvereinbarungen über individuelle Emissionsreduktionspfade der Unternehmen zur Befreiung von der Schweizer Lenkungsabgabe außerhalb des Schweizer Emissionshandels sind ein Beispiel für ein solches Instrumentarium.<sup>119</sup> Im Gegenzug zu der Verpflichtung, die Treibhausgasemissionen (Umfang und Zeitraum können variieren) zu reduzieren, wird ihnen eine Befreiung zugeteilt. Die Einhaltung wird nach Ablauf der Vereinbarung überprüft. Denkbar wäre in der Umsetzung individueller Zielvereinbarungen die Etablierung eines Sanktionsregimes, das beispielsweise je nach Umfang der Zielvereinbarungsverfehlungen eine teilweise oder vollständige Entrichtung der CO<sub>2</sub>-Steuer ex post nach sich ziehen könnte. Hingegen sollten Übererfüllungen von Emissionsreduktionen, etwa aus der ersten Stufe oder aus vorangegangenen Zielvereinbarungen, übertragbar sein.

In einer dritten Stufe könnte ein Degressionspfad für die freie Allokation von Freiemissionen etabliert werden, der mit Zielvereinbarungen der Branchen sowie den Benchmarks korrespondiert. Ausnahmetatbestände zur Beibehaltung der Höhe der freien Allokation sollten nur nach Einzelfallprüfung im Ausnahmefall, etwa bei der Herstellung von CO<sub>2</sub>-intensivem Primäraluminium, Primärstahl oder Zellstoff, möglich sein.

All diese Stufen sind angelehnt an ähnliche Mechanismen, die sich bereits im EU ETS und im Schweizer Emissionshandelssystem etabliert haben. In diesem Zusammenhang ist jedoch darauf hinzuweisen, dass eine degressive Zuteilung von Freiemissionen auf Grundlage von branchenweiten Benchmarks und Zielvereinbarungen unbedingt komplementär durch Markteinführungsförderprogramme zugunsten CO<sub>2</sub>-armer bzw. -freier industrieller Produktionsprozesse sowie durch die Schaffung von Sonderabschreibungstatbeständen ergänzt werden sollte. Eine in regelmäßigen Abständen stattfindende unabhängige Revision der Carbon Leakage-Schutzmaßnahmen sollte kontinuierlich die Auswirkungen der Maßnahmen überprüfen und ggf. Mechanismen zur Verbesserung oder Entschärfung (z. B. Aussetzen der Degression) dieser beinhalten.

Eine wesentliche Carbon Leakage-Schutzmaßnahme besteht bereits und sollte in Anbetracht kurzfristig ansteigender Strompreise – zumindest temporär – wieder angehoben werden. Es handelt sich um die Strompreiskompensation. Denkbar wäre in diesem Zusammenhang die Erteilung einer höheren Strompreiskompensation bei Verwendung von EE-Strom.

### 3.5 Steueraufkommen der CO<sub>2</sub>-Modelle

Neben der Lenkungswirkung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung ist der fiskalische Effekt einer neuen Steuer von Bedeutung. Dabei sind die Gesichtspunkte Finanzierung der Energiewende, Verteilungsgerechtigkeit und Vermeidung unerwünschter Begleitschäden zu beachten. Die obigen Berechnungen zeigen deutliche Unterschiede in der Einnahme- und Verteilungswirkung der untersuchten Modelle zur CO<sub>2</sub>-Bepreisung. Eine detaillierte Erläuterung der Methodik und der Datengrundlage zur Berechnung von Steueraufkommen befindet sich in Anhang 8.

#### CO<sub>2</sub>-Ersatz-Steuer für das bestehende Steuer- und Abgabensystem

Eine Neujustierung der bisherigen Steuern und Abgaben auf Energieerzeugnisse wurde anhand einer CO<sub>2</sub>-Input-Besteuerung in Höhe von 50 und 100 EUR/t CO<sub>2</sub> für den Strom und Wärme sowie jeweils in Höhe von 200 Euro für den Energieverbrauch für den Verkehr modelliert.

Bei einer Besteuerung in Höhe von 50 EUR/t CO<sub>2</sub> beläuft sich das Steueraufkommen im Jahr der Einführung auf 61,5 Mrd. Euro (Abbildung 42). Damit würden Mehreinnahmen von 15,3 Mrd. Euro im Jahr der Einführung im Vergleich zum Status Quo (2015: 46,2 Mrd. Euro) generiert. Dadurch könnte beispielsweise der prognostizierte Kostenanstieg von bestehenden EE-Anlagen in EEG-För-

derung in den Jahren 2021 bis 2023 bestritten werden. Bis 2035 gehen die Einnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Steuer in Höhe von 50 EUR/t CO<sub>2</sub> auf 24,2 Mrd. Euro/a zurück. In der Folge wäre eine Revision der Energiebesteuerung aus fiskalischen Gründen bereits gegen Ende der 2020er wieder erforderlich, die ggf. eine stufenweise Erhöhung nach sich ziehen könnte.

Die Besteuerung in Höhe von 100 EUR/t CO<sub>2</sub> würde im Vergleich zum Status Quo (2015: 46,2 Mrd. Euro) die Steuereinnahmen nahezu verdoppeln: auf 89,8 Mrd. Euro im Jahr der Einführung der Steuer. Infolge der prognostizierten Emissionsreduktionen und des Wechsels hin zu CO<sub>2</sub>-ärmeren oder -freien Energieträgern würden die Einnahmen aus der Steuer auf 40,4 Mrd. Euro im Jahr 2035 zurückgehen. In der Folge wird spätestens ab 2035 eine Neufassung der Energiebesteuerung erforderlich, um Mindereinnahmen zu vermeiden. Zwischen den Jahren 2020 und 2035 werden insgesamt Mehreinnahmen generiert, die ggf. zur Finanzierung der Energiewende und anderer Transformationsprozesse oder deren Flankierung herangezogen werden könnten (Abbildung 42).

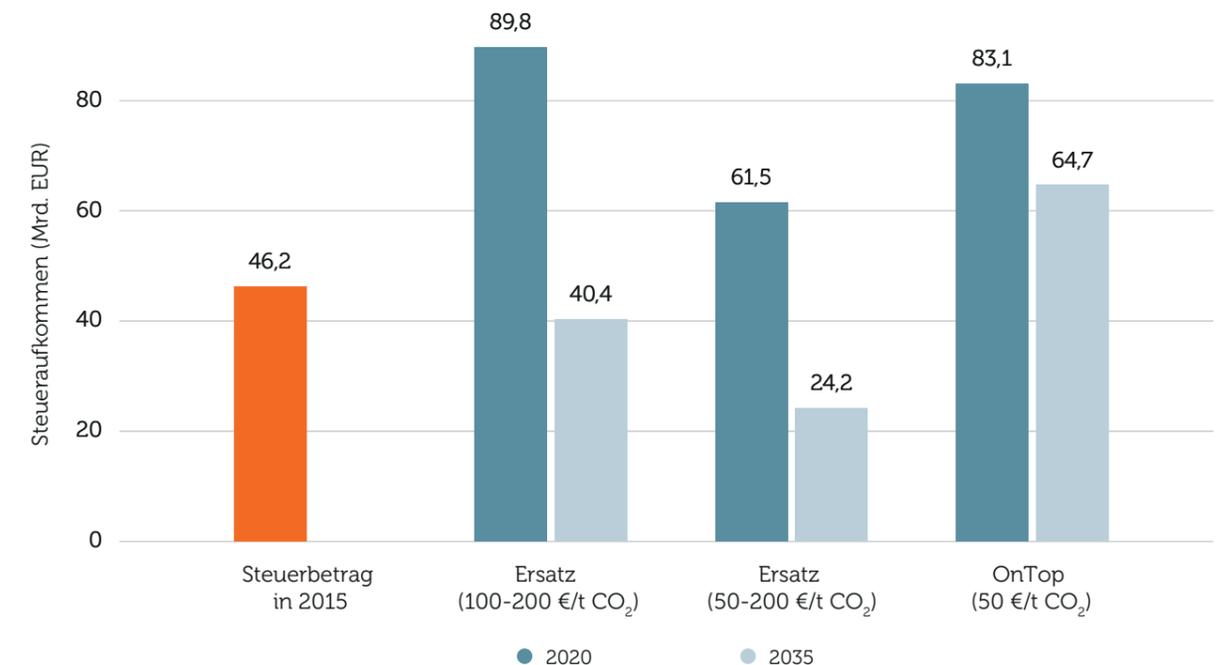
#### CO<sub>2</sub>-OnTop-Steuer des bisherigen Steuer- und Abgabensystems

Eine Input-bezogene CO<sub>2</sub>-Verbrauchssteuer ergänzend zu den bestehenden Steuern und Abgaben für Energie-

produkte (OnTop) zeigt erhebliche Mehreinnahmen. Diese würden im Jahr der Einführung 83,1 Mrd. Euro betragen und bis 2035 auf 64,7 Mrd. Euro zurückgehen. Im Jahr der Einführung würden im Vergleich zum Status Quo (2015: 46,2 Mrd. Euro) 36,9 Mrd. Euro Mehreinnahmen generiert. Sie würden bis 2035 auf 18,5 Mrd. Euro zurückgehen und eine Neubewertung aus fiskalpolitischer Sicht zu dem Zeitpunkt erforderlich machen.

Im Modell würden die direkten und indirekten Kostenbelastungen für die privaten, gewerblichen und industriellen Verbraucher weiter ansteigen und zu der geringsten Lenkungswirkung gegenüber der als Ersatz modellierten CO<sub>2</sub>-Besteuerung in Höhe von 50 und 100 Euro je t CO<sub>2</sub> in den Energieverbrauch für Strom und Wärme und 200 Euro je t CO<sub>2</sub> für den Energieverbrauch für Mobilität führen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Sockel an verbrauchsbezogenen Steuern, Abgaben und EEG-Umlage erhalten bliebe. Zwar könnten die zusätzlichen finanziellen Mehreinnahmen zur Kostenabsenkung bestehender Steuern und Abgaben, etwa der EEG-Umlage, verwendet werden, jedoch wäre der Umverteilungs- und Austarierungsaufwand um sozial- und industriepolitischen Schiefen präventiv zu begegnen, ungleich größer als eine reine Ersatz-Input-Besteuerung.

Abbildung 42 : Entwicklung des Steueraufkommens bei verschiedenen CO<sub>2</sub>-Modellen 2020 und 2035



Quelle: eigene Darstellung<sup>126</sup>

<sup>119</sup> Bundesamt für Umwelt BAFU, 2019

<sup>120</sup> Versteuerte Menge 2015: Energiesteuerstatistik, 2017 (siehe Anhang 6)

# 4

## Fazit

Insgesamt hat der Vergleich verschiedener Modelle einer CO<sub>2</sub>-Steuer folgende Erkenntnisse erbracht:

- Für den Strommarkt bedeuten die untersuchten CO<sub>2</sub>-Steuermodelle, dass die Stromgestehungs- sowie Grenzkosten der fossilen Stromerzeugung so angehoben werden, dass sich die erneuerbaren Energien am Markt finanzieren würden. Die EEG-Umlage liefe de facto aus. Die Braun- und Steinkohleverstromung liefe mit einer Steuer von 100 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> analog zum KWSB-Szenario aus. Dennoch blieben Braun- und Steinkohle – wenn auch in deutlich geringerem Umfang als heute – bis über das Jahr 2035 im Spiel. Neben den erneuerbaren Energien würde Erdgas eine tragende Rolle im Strom- und Wärmemarkt spielen. Ggf. bräuchte es unter einer Übergangsphase gesonderte Finanzierungsmechanismen für die Residuallastdeckung bzw. die Bereitstellung von Kapazität (Speicher, Grundlastkraftwerke o. ä.).
- Allen CO<sub>2</sub>-Steuermodellen ist gemein, dass für die deutsche Stromerzeugung ein Außenschutz organisiert werden müsste, um deutsche Stromerzeuger nicht gegenüber anderen europäischen Stromerzeugern zu benachteiligen. Die Möglichkeit eines diskriminierungsfreien Grenzsteuerausgleichs für importierten Strom, der sich an der CO<sub>2</sub>-Intensität des Importstroms orientiert, wäre zu diskutieren.
- Die Untersuchung hat gezeigt, dass nicht nur eine OnTop-Steuer von 50 EUR/t CO<sub>2</sub>, sondern auch eine CO<sub>2</sub>-Ersatzsteuer von 100 EUR/t CO<sub>2</sub> zu deutlichen Mehrbelastungen für die untersuchten fünf energieintensiven Industrien in der Höhe von bis ca. 3,5 Mrd. Euro führen könnten. Eine CO<sub>2</sub>-Ersatzsteuer mit einem Tarif von 50 EUR/t CO<sub>2</sub> führt dagegen zu jährlichen Kostensenkungen für alle Industrien zwischen -117 Mio. und -1,9 Mrd. Euro. Für die energieintensiven Industrien müssten somit in zwei von den drei untersuchten Modellen entsprechenden Carbon Leakage-Schutzmechanismen neu austariert werden. Schon der derzeitige Anstieg des ETS-Zertifikatspreises ist für viele Marktteilnehmer eine Herausforderung. Das gilt erst recht bei Einführung einer zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Steuer. Hierbei sind der Stand der Technik und Wissenschaft ebenso zu berücksichtigen wie der Reinvestitionszyklus der betroffenen Unternehmen.
- Eine den EU ETS ergänzende nationale CO<sub>2</sub>-Bepreisung könnte dazu beitragen, die Emissionen in den untersuchten Branchen erheblich zu reduzieren. Das Reduktionspotenzial liegt zwischen einem Drittel (Glas) und zwei Dritteln (Aluminium) der aktuellen Emissionen.
- Betrachtet man die Steuereinnahmen, wäre nur ein Steuersatz von 100 € t/CO<sub>2</sub> (200€ t/CO<sub>2</sub> bei Kraftstoffen) hoch genug, um das bisherige Verbrauchsteueraufkommen des Energiesektors deutlich zu überschreiten. Dies würde eine staatliche, innovationspolitische Begleitung der Energiewende finanziell ermöglichen. Mit einem niedrigeren Steuersatz wäre das Steueraufkommen geringer und müsste entsprechend kompensiert werden.

# A1

## Anhang 1

### Übersicht des Benchmarkings nach Branchen und deren Produkten

#### 1. Herstellung und Verarbeitung von Roheisen oder Stahl sowie von Aluminium und Anoden:

- 1.1 Aluminium
- 1.2 Vorgebrannte Anoden
- 1.3 Eisenerzsinter
- 1.4 Eisenguss
- 1.5 Heißmetall (flüssiges Roheisen)
- 1.6 EAF-hochlegierter Stahl
- 1.7 EAF-Kohlenstoffstahl

#### 2. Herstellung von Kalk, Magnesit, Dolomit, Zement und Gips:

- 2.1 Grauzementklinker
- 2.2 Weißzementklinker
- 2.3 Kalk (Branntkalk)
- 2.4 Sinterdolomit
- 2.5 Dolomittkalk
- 2.6 Gips
- 2.7 Getrockneter Sekundärgips
- 2.8 Gipsplatten

#### 3. Herstellung von keramischen Erzeugnissen:

- 3.1 Dachziegel
- 3.2 Pflasterziegel
- 3.3 Sprühgetrocknetes Pulver
- 3.4 Vormauerziegel

#### 4. Herstellung und Verarbeitung von Glas und Mineralwolle:

- 4.1 Flaschen und Behälter aus gefärbtem Glas
- 4.2 Flaschen und Behälter aus nicht gefärbtem Glas
- 4.3 Floatglas
- 4.4 Mineralwolle
- 4.5 Produkte aus Endlosglasfasern

**5. Gewinnung von Zellstoff und Herstellung von Papier, Karton oder Pappe:**

- 5.1 Gestrichenes Feinpapier
- 5.2 Ungestrichenes Feinpapier
- 5.3 Gestrichener Karton
- 5.4 Ungestrichener Karton
- 5.5 Kurzfaser-Sulfatzellstoff
- 5.6 Langfaser-Sulfatzellstoff
- 5.7 Sulfitzellstoff, thermo-mechanischer und mechanischer Zellstoff
- 5.8 Testliner und Fluting
- 5.9 Tissuepapier
- 5.10 Zeitungsdruckpapier
- 5.11 Faserstoff aus wiederaufbereitetem Papier

**6. Herstellung von organischen Grundchemikalien und Polymeren:**

- 6.1 Aromaten
- 6.2 Ethylenoxid (EO)/Ethylenglykol (EG)
- 6.3 Phenol/Aceton
- 6.4 Steamcracken (chemische Wertprodukte)
- 6.5 Styrol
- 6.6 Vinylchloridmonomer (VCM)
- 6.7 E-PVC
- 6.8 S-PVC

**7. Herstellung weiterer chemischer Produkte:**

- 7.1 Industrieruß
- 7.2 Salpetersäure
- 7.3 Adipinsäure
- 7.4 Ammoniak
- 7.5 Synthesegas
- 7.6 Wasserstoff
- 7.7 Soda (Natriumcarbonat)

**8. Weitere Herstellungsprozesse:**

- 8.1 Koks
- 8.2 Raffinerieprodukte

Quelle: Kupferinstitut/SPC

Tabelle 11: Produkte-Benchmark

Produkt	Benchmarkwert EUA/t
1. Adipinsäure	2,79
2. Aluminium	1,514
3. Ammoniak	1,619
4. Aromaten	0,0295
5. Dachziegel	0,144
6. Dolomitkalk	1,072
7. Eisenerzsinter	0,171
8. Eisenguss	0,325

Produkt	Benchmarkwert EUA/t
9. E-PVC	0,238
10. Ethylenoxid/Ethylenglycol	0,512
11. Flaschen und Behälter aus Farbglas	0,306
12. Flaschen und Behälter aus farblosem Glas	0,382
13. Floatglas	0,453
14. Gestrichener Karton	0,273
15. Gestrichenes Feinpapier	0,318
16. Getrockneter Sekundärgips	0,017
17. Gips	0,048
18. Gipskarton	0,131
19. Grauzementklinker	0,766
20. Heißmetall	1,328
21. Im Elektrolichtbogenverfahren gewonnener hochlegierter Stahl	0,352
22. Im Elektrolichtbogenverfahren gewonnener Kohlenstoffstahl	0,283
23. Industrieruß („Carbon Black“)	1,954
24. Kalk	0,954
25. Koks	0,286
26. Kurzfaser-Sulfat Zellstoff	0,12
27. Langfaser-Sulfat Zellstoff	0,06
28. Mineralwolle	0,682
29. Pflasterziegel	0,192
30. Phenol/Aceton	0,266
31. Produkte aus Endlosglasfasern	0,406
32. Raffinerieprodukte	0,0295
33. Salpetersäure	0,302
34. Sinterdolomit	1,449
35. Sodaasche	0,843
36. Sprühgetrocknetes Pulver	0,076
37. S-PVC	0,085
38. Steamcracken	0,702
39. Styrol	0,527
40. Sulfitzellstoff, thermo-mechanischer und mechanischer Zellstoff	0,02
41. Synthesegas	0,242
42. Testliner und Fluting	0,248
43. Tissuepapier	0,334
44. Ungestrichener Karton	0,237
45. Ungestrichenes Feinpapier	0,318
46. Vinylchloridmonomer (VCM)	0,204
47. Vorgebrannte Anoden	0,324
48. Vormauerziegel	0,139
49. Wasserstoff	8,85
50. Weißzementklinker	0,987
51. Zeitungsdruckpapier	0,298
52. Zellstoff aus wiederaufbereitetem Papier	0,039

Quelle: eigene Darstellung auf Basis DEHSt, Leitfaden Teil 3c, Juli 2017

Tabelle 12: Übersicht der Benchmarks nach Branchen

Branchen	Anzahl der Produkte
Herstellung und Verarbeitung von Roheisen oder Stahl sowie von Aluminium und Anoden	7
Herstellung von Kalk, Magnesit, Dolomit, Zement und Gips	8
Herstellung von keramischen Erzeugnissen	4
Herstellung und Verarbeitung von Glas und Mineralwolle	5
Gewinnung von Zellstoff und Herstellung von Papier, Karton oder Pappe	11
Herstellung von organischen Grundchemikalien und Polymeren	8
Herstellung weiterer chemischer Produkte	7
Weitere Herstellungsprozesse	2
Insgesamt	52

Quelle: eigene Darstellung auf Basis DEHSt, Greenhouse Gas Emissionen 2016

Exemplarisch werden die beiden Produkttypen Aluminium (Primäraluminium) und Adipinsäure (ein Vorprodukt der Chemie- und Lebensmittelindustrie) anhand ihrer Produkt-Emissionswerte (Benchmark) nachfolgend in den Tabellen 12 und 13 dargestellt.

Tabelle 13: Aluminium Produkt-Emissionswert

Aluminium
<b>Produktspezifischer Emissionswert:</b> 1,514 (Emissionsberechtigungen/Tonne)
<b>Produkteinheit:</b> Tonne nichtlegiertes flüssiges Roh-Aluminium
<b>Definition und Beschreibung der einbezogenen Verfahren und Emissionen:</b>
<ol style="list-style-type: none"> <li>CO<sub>2</sub>-Emissionen, die aus der Reaktion der Kohlenstoffanode mit Sauerstoff von Aluminiumoxid resultieren.</li> <li>CO<sub>2</sub>-Emissionen, die aus der Reaktion der Kohlenstoffanode mit Sauerstoff aus anderen Quellen, hauptsächlich aus der Luft, resultieren.</li> <li>CO<sub>2</sub>-Emissionen, die unter Annahme einer vollständigen Umwandlung von Kohlenstoffmonoxid (CO) in CO<sub>2</sub> resultieren.</li> <li>Emissionen der perfluorierten Kohlenwasserstoffe (PFC), Perfluormethan (CF<sub>4</sub>) und Perfluorethan (C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>), die während der als „Anoden-Effekt“ bekannten Störung des Elektrolyseprozesses gebildet werden, nachdem der Aluminiumoxid-Anteil im Elektrolysebad so weit absinkt, dass die Elektrolyse unterbrochen wird.</li> </ol>
Aus Warmhalteöfen und dem Gießen von Aluminium resultierende Emissionen fallen nicht unter diesen Produkt-Emissionswert. Emissionen, die in Zusammenhang mit Stromerzeugung und -verbrauch stehen, sind von den Systemgrenzen ausgeschlossen, unabhängig davon, wo und wie dieser Strom erzeugt wird. Aus der Anodenherstellung resultierende Emissionen werden auch ausgeschlossen.

Quelle: eigene Darstellung auf Basis DEHSt, Leitfaden Teil 3c Juli 2017

Tabelle 14: Adipinsäure Produkt-Emissionswert

Adipinsäure
<b>Produktspezifischer Emissionswert:</b> 2,79 (Emissionsberechtigungen/Tonne) (Dieser Produkt-Emissionswert basiert auf einem GWP-Faktor für N <sub>2</sub> O von 310)
<b>Produkteinheit:</b> Tonne getrocknete, gereinigte Adipinsäure in Speichersilos gelagert oder in Bigbags verpackt.
<b>Definition und Beschreibung der einbezogenen Verfahren und Emissionen:</b> Einbezogen sind sämtliche Prozesse, die direkt oder indirekt mit der Erzeugung des Produkts, für das der Emissionswert gilt, sowie mit der Minderung von N <sub>2</sub> O in Zusammenhang stehen.  Das bedeutet insbesondere, dass die folgenden Emissionen berücksichtigt werden:
<ol style="list-style-type: none"> <li>CO<sub>2</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen direkt von den Anlagen: <ul style="list-style-type: none"> <li>» Adipinsäure-Fertigungseinheit</li> <li>» N<sub>2</sub>O-Minderungseinheit</li> </ul> </li> <li>CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den bei der N<sub>2</sub>O-Minderungseinheit verwendeten direkten Energiebrennstoffen</li> <li>CO<sub>2</sub>-Emissionen aus indirektem CO<sub>2</sub>: <ul style="list-style-type: none"> <li>» Nettodampfproduktion (Dampfverbrauch minus Dampfückgewinnung) der Adipinsäure-Fertigungseinheit und der N<sub>2</sub>O-Minderungseinheit</li> </ul> </li> <li>CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Verarbeitung und Behandlung der Nebenprodukte Glutarsäure und Bernsteinsäure</li> </ol>
Die auf Stromerzeugung und -verbrauch bezogenen Emissionen werden von den Systemgrenzen ausgeschlossen, ungeachtet wo und wie dieser Strom erzeugt wird. Die Herstellung von KA-Öl und Salpetersäure ist auch ausgeschlossen.

Quelle: eigene Darstellung auf Basis DEHSt, Leitfaden Teil 3c Juli 2017

# A2

## Anhang 2

Im Folgenden werden einige bestehende Vorschläge für die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer in Deutschland vorgestellt. Dabei werden die in Tabelle 2 aufgeführten Punkte zur Einordnung der Vorschläge erweitert.

### CO<sub>2</sub>-Abgabe e. V.

Einen umfassenden Vorschlag für eine Klima- bzw. Lenkungsabgabe auf fossile Energieträger hat der CO<sub>2</sub>-Abgabeverein 2017 veröffentlicht. Dieser berücksichtigt auch Kohlendioxidäquivalente wie Methan und Lachgas.<sup>121</sup> Die CO<sub>2</sub>-Abgabe bemisst sich nach den Treibhausgasemissionen des jeweiligen Brennstoffes und soll die bisherige Besteuerung mit dann größerer Lenkungswirkung aufkommensneutral ablösen.

Der Vorschlag favorisiert eine Abgabe, da die Einnahmen im Gegensatz zu einer Steuer zweckgebunden verwendet werden können. Die CO<sub>2</sub>-Abgabe soll die entfallenden Einnahmen aus der EEG-Umlage, den Energiesteuern auf Heizöl und Heizgas, der Stromsteuer sowie aus der KWKG-Umlage aufkommensneutral kompensieren. Dabei soll der Bestandsschutz für die EEG- und KWKG-Vergütung erhalten bleiben. Statt diese über die EEG- und KWKG-Umlage zu finanzieren, sollen sie über die CO<sub>2</sub>-Abgabe refinanziert werden. CO<sub>2</sub>-intensive Unternehmen, die am EU ETS-Handel teilnehmen, sollen in Höhe der jeweiligen EU ETS-Kosten von der Abgabe befreit werden. Sofern nachgewiesene Wettbewerbsnachteile gegenüber ausländischen Unternehmen entstehen, sollten diese Unternehmen durch den Gesetzgeber entlastet werden und sich dafür zur Verringerung ihrer Emissionen verpflichten.<sup>122</sup>

Die CO<sub>2</sub>-Abgabe soll dem Vorschlag des Vereins folgend mit 40 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> beginnen und sukzessive auf 80 EUR im Jahr 2031 bzw. 145 Euro im Jahr 2050 ansteigen. Der Verzicht auf Steuern und Energieabgaben soll in ers-

ter Linie Privathaushalte und KMUs entlasten. Hingegen wird die energieintensive Industrie in diesem Steuer-Szenario bereits bei der Einstiegshöhe von 40 EUR je Tonne CO<sub>2</sub> mit zusätzlichen 1,7 Milliarden Euro im Jahr belastet. Da die CO<sub>2</sub>-Abgabe aufkommensneutral ausgestaltet ist, sieht der Vorschlag keine finanziellen Spielräume oder Mittel für Industrieprogramme zur Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten vor. Dies birgt die Gefahr, dass bereits mit einer geringen CO<sub>2</sub>-Abgabe eine Abwanderung energieintensiver Industrien (Carbon Leakage) forciert wird. Besonders betroffen wären Industrien mit hohen produktionsbedingten Emissionen.

### Schultz Projekt Consult

Der Vorschlag der Schultz Projekt Consult ist ein Beispiel für die sektorenübergreifende CO<sub>2</sub>-Besteuerung. In diesem Fall greift sie als Input-Steuer und setzt somit bei den Energieproduzenten an. Das bedeutet, dass die Besteuerung am CO<sub>2</sub>-Gehalt des Primärenergieträgers ansetzt. Beim Strom wird der CO<sub>2</sub>-Gehalt der Stromproduktion (CO<sub>2</sub>-Fracht) besteuert.<sup>123</sup> Der Vorschlag spricht sich für eine Ersatz-Steuer aus und sieht eine ausnahmslose Streichung aller bisherigen Energiesteuern und -abgaben vor.<sup>124</sup> Alle heutigen Abgaben sollen durch eine sektorenübergreifende CO<sub>2</sub>-Besteuerung ersetzt werden.

Um Doppelbelastungen für die Energiewirtschaft und die energieintensiven Industrien zu vermeiden, sollen die Kosten für die erworbenen Zertifikate des EU ETS rückerstattet werden. Da die Grenzkosten für die Stromerzeugung durch die 100-Euro-CO<sub>2</sub>-Steuer ansteigen werden, schlägt sich dies in höheren Großhandelspreisen nieder. Dies führt dazu, dass weniger effiziente Kraftwerke eine höhere Kostenlast als effizientere Kraftwerke tragen, wodurch sich eine neue Merit-Order ergibt. Energie- und stromkostenintensive Industrieunternehmen müssten vor dem Hintergrund einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung mit einem Kos-

tenzuwachs für Energie rechnen, sofern diese auf CO<sub>2</sub>-intensiven Primärträgern basiert. Dieser Effekt würde die Integration erneuerbarer Energieanlagen in den Strommarkt unterstützen.

Wegen steigender Gestehungs- sowie Grenzkosten für die deutschen fossilbasierten Kraftwerke besteht eine Carbon Leakage-Problematik, welche gelöst werden muss. Verschiedene Formen eines Grenzsteuerausgleichs werden vorgeschlagen. Außerdem sollen die Einnahmen der CO<sub>2</sub>-Besteuerung dafür verwendet werden, CL-Industrien zu schützen. Diesem Vorschlag folgend, sollen die Einnahmen zu einem großen Teil dafür genutzt werden, den Strukturwandel zu finanzieren, der bei einer wirksamen CO<sub>2</sub>-Steuer zu erwarten ist. Insbesondere Menschen aus Industrieregionen, die in den energieintensiven Branchen und der Energiewirtschaft arbeiten, sollen beim Einsetzen der CO<sub>2</sub>-Steuer berücksichtigt und unterstützt werden.<sup>125</sup>

### RWI – research with impact

„Eckpunkte einer CO<sub>2</sub>-Preisreform“ lautet das Papier aus dem November 2018, welches einen weiteren Vorschlag für die Einführung eines CO<sub>2</sub>-Preises liefert. Das von Prof. Dr. Edenhofer und Prof. Dr. Schmidt erstellte Konzept einer CO<sub>2</sub>-Steuer ist ein mehrfach gestuftes Modell, wobei ein CO<sub>2</sub>-Preis von 40 Euro je Tonne im Jahr 2020 vorgesehen ist. Bei diesem Vorschlag wird die Steuer über alle drei Energiesektoren erhoben. Die Steuer bildet einen Kompromiss zwischen OnTop- und Ersatzsteuer und beabsichtigt mindestens die Übernahme der Ausnahmeregelungen des EU ETS.

### Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft

Ein weiterer Vorschlag, der sektorenübergreifend eine aufkommensneutrale CO<sub>2</sub>-Verbrauchsbesteuerung favorisiert, ist der des Forums Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS). Der Einstiegspreis der CO<sub>2</sub>-Steuer liegt hier bei 30 Euro je Tonne CO<sub>2</sub>. Mittelfristig soll eine Erhöhung des CO<sub>2</sub>-Preises auf das tatsächliche Niveau der externen Kosten erfolgen. Dabei werden für den Stromsektor die Kosten aus dem EU ETS-Bereich berücksichtigt. Es wird auch ein CO<sub>2</sub>-Mindestpreis für den europäischen Emissionshandel gefordert.

Durch die CO<sub>2</sub>-Steuer sieht auch dieser Vorschlag eine kostendämpfende Wirkung auf die EEG-Umlage. Eine Rückverteilung aus dem Verkehrs- und Wärmesektor in Form eines „Energiewendebonus“ an die Bevölkerung und Unternehmen ist ebenfalls angedacht. Haushalte sollen eine vollständige Pro-Kopf-Erstattung von 120 Euro im Jahr und

Unternehmen bis zu zwei Dritteln ihrer Energiesteuerzahlung zurückerhalten. Ein Drittel der Einnahmen aus dem Verkehrs- und Wärmesektor soll in klimafreundliche Energiewendemaßnahmen geleitet werden.

Insgesamt soll keine Mehrbelastungen für Haushalte entstehen und Haushalte mit geringen Einkommen bzw. Singlehaushalte sollen sogar leicht entlastet werden. Soziale Akzente kann das Modell durch flankierende Abfederungen der Energiesteuer und Anpassung von Sozialleistungen setzen. Die Beachtung von Doppelbelastungen durch Anrechnung des EU ETS im Stromsektor und die Einführung eines EU ETS-Mindestpreises sind eher eine Reform der bestehenden Energiebesteuerung als deren Neufassung.

### Bundesverband Erneuerbare Energie

Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) hat eine CO<sub>2</sub>-Steuer für den Strom- und Wärmesektor vorgeschlagen. Dieser Vorschlag entspricht einer gestuften CO<sub>2</sub>-Steuer OnTop. Die weitgehend aufkommensneutrale Steuer soll die bestehende Energiebesteuerung um eine CO<sub>2</sub>-Komponente ergänzen bzw. die aktuelle Strombesteuerung durch eine verbrauchsorientierte CO<sub>2</sub>-Besteuerung ersetzen. Anfänglich ist ein CO<sub>2</sub>-Preis von 20 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> vorgesehen. Der EU ETS-Preis kommt unabhängig von der Steuer noch dazu. Die CO<sub>2</sub>-Steuer von 30 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> im Wärmesektor beschränkt sich auf Wohngebäude.

Der BEE geht von einer dämpfenden Wirkung von um die 0,5 Cent je Kilowattstunde für die EEG-Umlage aus. Bei einer CO<sub>2</sub>-Steuer von zehn bis 75 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> rechnet der BEE mit einem Anstieg des Strompreises von 0,8 bis 2,9 Cent je Kilowattstunde. In diesem Zusammenhang wird vorgeschlagen, die Erhebung der Stromsteuer auszusetzen.

Die Mehreinnahmen aus dem Wärmesektor sollen vollständig an die Bürgerinnen und Bürger rückerstattet werden. Für Unternehmen soll die Ausgestaltung eines Transfermodells die Rückvergütung sicherstellen.

### Verein Bürgerlobby Klimaschutz

Von der Schweizer Lenkungsabgabe inspiriert (siehe Kap. 1.3.1) zeigt sich das verbrauchsbesteuernde Abgabemodell des Vereins Bürgerlobby Klimaschutz. Dieses sieht vor, neben dem Strom- und Wärme- auch den Verkehrssektor mit einzubeziehen. Im Konzept ist ein anfänglicher Preis von 20 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> (plus EU ETS-Preis) vorgesehen, der nach zwei Jahren auf 40 Euro verdoppelt

<sup>121</sup> CO<sub>2</sub>Abgabe e. V. (Hrsg.), 2017

<sup>122</sup> Das Modell der CO<sub>2</sub>-Abgabe sieht vor, das Problem des Außenschutzes von nicht CO<sub>2</sub>-bepreistem Strom durch eine WTO- und EU-konforme Grenzsteuerausgestaltung für Strom anzugehen. Dadurch sollen Verlagerungen der Stromerzeugungskapazitäten ins Ausland verhindert werden bzw. in annähernd gleicher Höhe der CO<sub>2</sub>-Abgabe fossile Stromimporte besteuert werden.

<sup>123</sup> Bereits 2016 von Schultz Projekt Consult entwickelt, ist das Konzept eines der ersten und stellt ein sehr umfassendes Modell zugunsten einer nationalen CO<sub>2</sub>-Besteuerung in Deutschland dar.

<sup>124</sup> In dem SPC-Modell würde die EEG-Umlage deutlich reduziert oder sogar entfallen.

<sup>125</sup> Die Veränderung des Energiesteuerrechts hin zu einer reinen Besteuerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen beziehungsweise der CO<sub>2</sub>-Äquivalente ist ein nicht zu unterschätzendes Unterfangen. Ein solcher maximalinvasiver Umbau des Energiesteuerrechts wäre verfassungskonform gestaltbar, das haben Gutachten zu den rechtlichen Rahmenbedingungen gezeigt: Vgl. Kupfer, Karrer, Toussaint, 2017; Kahl, Simmel, Stiftung Umweltenergie recht (Hrsg.), 2017. Für viele Akteure wären Übergangszeiträume zu prüfen.

und zu einem späteren Zeitpunkt weiter ansteigen soll. Auch dieser Vorschlag beabsichtigt Aufkommensneutralität. So sollen mittels einer Klimadividende die Einnahmen der CO<sub>2</sub>-Abgabe in einem pro Kopf gleichen Betrag ausgeschüttet werden. Angestrebtes Ziel ist neben der Etablierung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises die Absenkung der EEG-Umlage. Durch die Konzentration dieses CO<sub>2</sub>-Abgabevorschlags auf Privathaushalte werden die energieintensiven Industrien in der Betrachtung etwas vernachlässigt. Aber auch hier gilt, dass die Ausnahmetatbestände für die Industrien weiter bestehen bleiben sollen, insbesondere für die, die bereits am EU ETS teilnehmen.

# A3

## Anhang 3

Datengrundlage und Methodik

### Stromwirtschaft

Stromgestehungskosten (beispielhafte Kraftwerke im Vergleich im Jahr 2018)

Thematik	Quellenangaben
Investitionskosten	Fraunhofer ISE Stromgestehungskosten EE <sup>1</sup>
Variable Betriebskosten	Fraunhofer ISE Stromgestehungskosten EE
Fixe Betriebskosten	Fraunhofer ISE Stromgestehungskosten EE
Brennstoffkosten	Fraunhofer ISE Stromgestehungskosten EE
CO <sub>2</sub> -Zertifikate	Eigene Annahmen <sup>2</sup>
CO <sub>2</sub> -Steuersatz	Eigene Annahmen <sup>2</sup>
Nettoleistung	Fraunhofer ISE Stromgestehungskosten EE
Wirkungsgrad	Fraunhofer ISE Stromgestehungskosten EE
Volllaststunden	Fraunhofer ISE Stromgestehungskosten EE
Lebensdauer	Fraunhofer ISE Stromgestehungskosten EE
CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor	Eigene Annahmen <sup>2</sup>

<sup>1</sup> Fraunhofer ISE, 2018

<sup>2</sup> Siehe Tabelle 3

Datengrundlage und Methodik  
**Stromwirtschaft**

Stromgestehungskosten 2035 – Beispielhafte Kraftwerke im Vergleich

Thematik	Quellenangaben
Investitionskosten	50Hertz Energiewende Outlook 2035 <sup>1</sup>
Variable Betriebskosten	50Hertz Energiewende Outlook 2035
Fixe Betriebskosten	50Hertz Energiewende Outlook 2035
Brennstoffkosten	50Hertz Energiewende Outlook 2035
CO <sub>2</sub> -Zertifikate	Eigene Annahmen <sup>2</sup>
CO <sub>2</sub> -Steuersatz	Eigene Annahmen <sup>2</sup>
Nettoleistung	50Hertz Energiewende Outlook 2035
Wirkungsgrad	50Hertz Energiewende Outlook 2035
Volllaststunden	50Hertz Energiewende Outlook 2035
Lebensdauer	50Hertz Energiewende Outlook 2035
CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor	Eigene Annahmen <sup>2</sup>

<sup>1</sup> Fraunhofer ISE, 2018  
<sup>2</sup> Siehe Tabelle 3

Datengrundlage und Methodik  
**Stromwirtschaft**

Grenzkosten (beispielhafte Kraftwerke im Vergleich im Jahr 2018)

- Vorgehensweise
- Die Stromgestehungskosten ergeben sich aus:
    - Investitionskosten €/kW
    - Zinssatz %
    - Lebensdauer Jahre
    - Brennstoffkosten €/MWth
    - CO<sub>2</sub>-Zertifikatekosten
    - CO<sub>2</sub>-Steuerkosten
    - Wirkungsgrad %
    - CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor t CO<sub>2</sub>/MWth
    - Jährliche Gesamtkosten = (Fixe Betriebskosten €/kW/Jahr + Variable Betriebskosten €/MW<sub>el</sub>)
  - Für die Berechnungen jedes einzelnen Beispielkraftwerks wurde das Erzeugungskostenrechner-Tool von Agora Energiewende verwendet. Das Excel-Tool kann unter folgendem Link heruntergeladen werden: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/EEG-20/Agora\\_Erzeugungskostenrechner\\_V1.0.xlsx](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/EEG-20/Agora_Erzeugungskostenrechner_V1.0.xlsx)
  - Für das Jahr 2035 wurde die Datengrundlagen zur Berechnung der Stromgestehungskosten aus dem 50Hertz Energiewende Outlook 2035<sup>1</sup> Endbericht (prosumerorientierte Energiewende Szenario) angenommen.

50Hertz Energiewende Outlook 2035	Stromerzeugung 2035	
	TWh	Anteil %
Braunkohle	64,81	10,9
Steinkohle	61,64	10,4
Kernenergie	0	0
Erdgas	84,55	14,3
Mineralölprodukte	0	0
Erneuerbare	360,16	60,8
Übrige Energieträger	20,9	3,5
Bruttoleistung insgesamt	592,06	100

- Der IHK-Stromerzeugungskostenrechner wurde für die KWK-Stromerzeugungskosten verwendet. [https://www.hannover.ihk.de/fileadmin/data/Dokumente/Themen/Energie/bhkw\\_rechner\\_01.xls](https://www.hannover.ihk.de/fileadmin/data/Dokumente/Themen/Energie/bhkw_rechner_01.xls)
- Für CO<sub>2</sub>-Zertifikate wurde folgendes angenommen:

CO <sub>2</sub> -Zertifikate: €/t CO <sub>2</sub>	2015	2020	2025	2030	2035
	15 €/t CO <sub>2</sub>	18 €/t CO <sub>2</sub>	23 €/t CO <sub>2</sub>	28 €/t CO <sub>2</sub>	42 €/t CO <sub>2</sub>

# Anhang 4

## Datengrundlage und Methodik Stromwirtschaft

Grenzkosten (beispielhafte Kraftwerke im Vergleich im Jahr 2018)

### Vorgehensweise

- Grenzkosten verschiedener Kraftwerke ergeben sich aus:
  - Brennstoffkosten €/MWh<sub>th</sub>
  - CO<sub>2</sub>-Zertifikatekosten
  - CO<sub>2</sub>-Steuerkosten
  - Wirkungsgrad % (η)
  - CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor t CO<sub>2</sub>/MWh<sub>th</sub>
  - Variable Betriebskosten €/MWh<sub>el</sub>

$$\text{Grenzkosten} = \frac{\text{Brennstoffpreis}}{\eta} + \text{Zertifikatepreis} + \frac{\text{spez. Emissionsfaktor}}{\eta} + \text{var. Betriebskosten}$$

- Für CO<sub>2</sub>-Zertifikate wurde folgendes angenommen:

CO <sub>2</sub> Zertifikate: €/t CO <sub>2</sub>	2015	2020	2025	2030	2035
	15 €/t CO <sub>2</sub>	18 €/t CO <sub>2</sub>	23 €/t CO <sub>2</sub>	28 €/t CO <sub>2</sub>	42 €/t CO <sub>2</sub>

- Für CO<sub>2</sub>-Steuerkosten wurden die tatsächlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen der einzelnen Kraftwerke mit Hilfe eines Excel-Tools berechnet. Die tatsächlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen ergeben sich aus: Nettoleistung, Wirkungsgrad und Volllaststunden des Kraftwerks.

# Anhang 5

## Datengrundlage und Methodik Stromwirtschaft

Merit-Order (2017 und 2035)

Thematik	Quellenangaben
Liste Kraftwerke	Umweltbundesamt Datenbank „Kraftwerke in Deutschland“ <sup>1</sup>
Brennstoffkosten	Fraunhofer ISE Stromgestehungskosten EE <sup>2</sup>
Variable Betriebskosten	Fraunhofer ISE Stromgestehungskosten EE
Nettoleistung	Umweltbundesamt Datenbank „Kraftwerke in Deutschland“
Stromerzeugung von jedem Kraftwerk im Jahr 2017	Fraunhofer Energy Chart <sup>3</sup>
Wirkungsgrad	50Hertz Energiewende Outlook 2035 <sup>4</sup>
Volllaststunden	Fraunhofer Energy Chart
Lebensdauer	50Hertz Energiewende Outlook 2035
CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor	Eigene Annahmen <sup>5</sup>
CO <sub>2</sub> -Zertifikate	Eigene Annahmen
CO <sub>2</sub> -Steuersatz	Eigene Annahmen
Stromnachfrage 2017	Agora Energiewende: Aktuelle Stromdaten/Agorameter <sup>6</sup>
EE-Stromerzeugung 2017	Agora Energiewende: Aktuelle Stromdaten/Agorameter

<sup>1</sup> UBA (3), 2018

<sup>2</sup> Fraunhofer ISE, 2018

<sup>3</sup> Siehe Grenzkosten Vorgehensweise im Anhang 4

<sup>4</sup> Fraunhofer ISE, Energy Charts

<sup>5</sup> 50Hertz Energiewende Outlook 2035

<sup>6</sup> Agora Energiewende, Aktuelle Stromdaten/Agorameter

Datengrundlage und Methodik  
**Stromwirtschaft**

Die Merit Order des Jahres 2017

Vorgehensweise



- Für die Erstellung der Merit Order wurde zuerst der dazugehörige Kraftwerkspark mit dem Kraftwerkstyp und den installierten elektrischen Nettoleistungen der einzelnen Kraftwerke vorbereitet. Dafür dient die Liste „Kraftwerke in Deutschland“ des Umweltbundesamtes als Datengrundlage.
- Die Wirkungsgrade wurden über eine Funktion des Kraftwerkstyps und des Baujahres berechnet (als Datengrundlage wurde die Wirkungsgrad-Tabelle aus dem 50Hertz Energiewende Outlook 2035 Endbericht angenommen).
- Zunächst wurden die Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke berechnet.
- Grenzkosten verschiedener Kraftwerke ergeben sich aus:
  - Brennstoffkosten €/MWh<sub>th</sub>
  - CO<sub>2</sub>-Zertifikatekosten
  - CO<sub>2</sub>-Steuerkosten
  - Wirkungsgrad % (η)
  - CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor t CO<sub>2</sub>/MWh<sub>th</sub>
  - Variable Betriebskosten €/MWh<sub>et</sub>

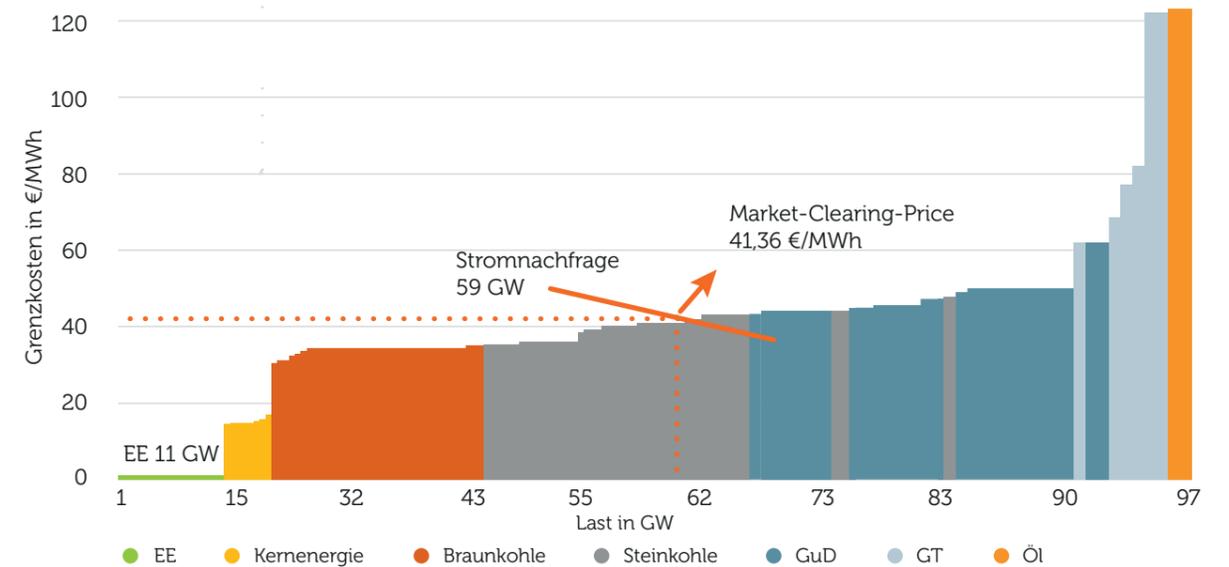
$$\text{Grenzkosten} = \frac{\text{Brennstoffpreis}}{\eta} + \text{Zertifikatepreis} + \frac{\text{spez. Emissionsfaktor}}{\eta} + \text{var. Betriebskosten}$$

- Für CO<sub>2</sub>-Zertifikate wurde folgendes angenommen:

CO <sub>2</sub> Zertifikate: €/t CO <sub>2</sub>	2015	2020	2025	2030	2035
	15 €/t CO <sub>2</sub>	18 €/t CO <sub>2</sub>	23 €/t CO <sub>2</sub>	28 €/t CO <sub>2</sub>	42 €/t CO <sub>2</sub>

- Nach der Berechnung der einzelnen Kraftwerksgrenzkosten ergibt sich die Merit Order durch Sortierung des Kraftwerksparks in aufsteigender Reihenfolge der Grenzkosten. Auf der horizontalen Achse wurde die kumulierte installierte Leistung abgebildet.

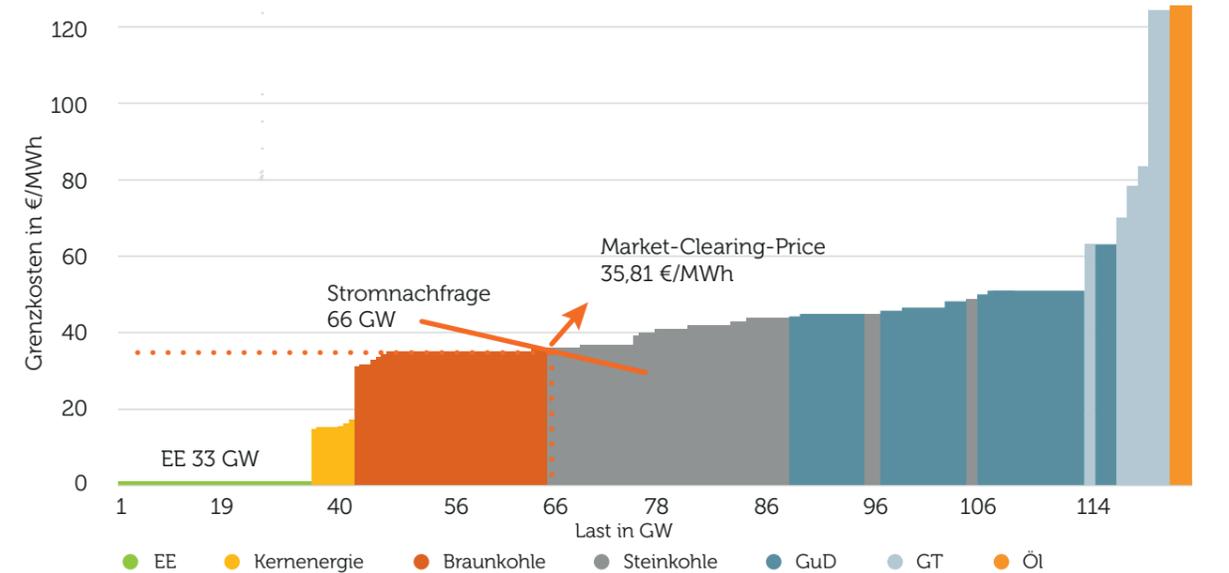
Abbildung 43: Merit-Order (Wintertag 2017) ohne CO<sub>2</sub>-Steuer



Quelle: eigene Berechnungen

An dem exemplarisch ausgesuchten Wintertag, dem 22. Januar 2017, führte der im Jahresdurchschnitt (25 GW) relativ geringe Anteil an erneuerbaren Energien (11 GW) zu einem erhöhten Market-Clearing-Price von 41,36 Euro/MWh. Bei einer niedrig verfügbaren Menge des volatilen EE-Strom rückt Strom aus Steinkohle-Kraftwerken nach.

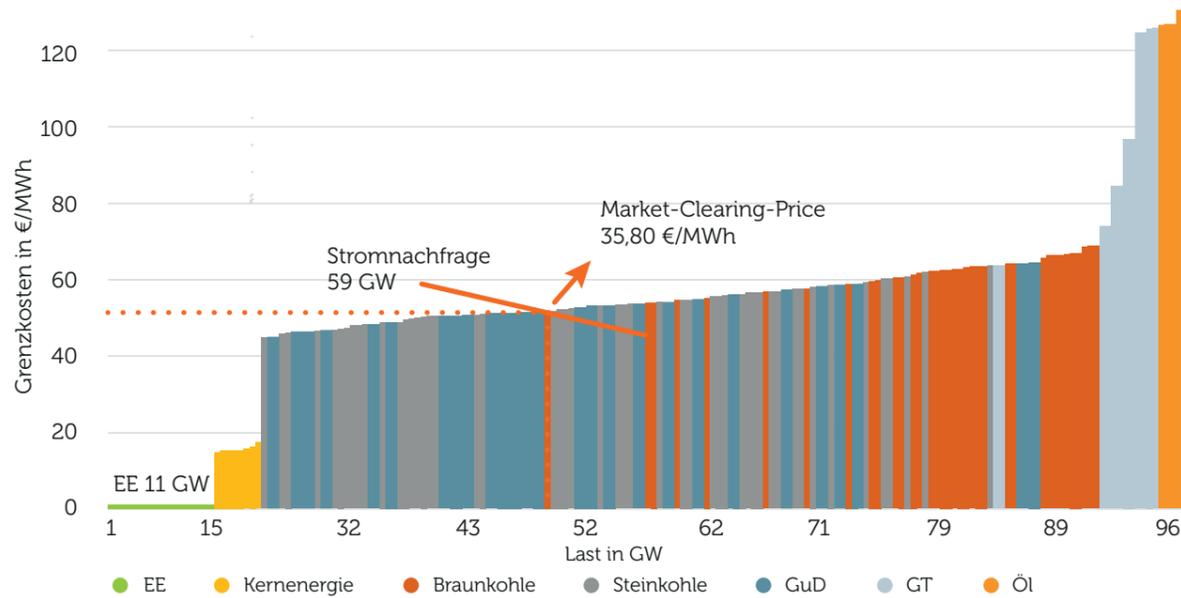
Abbildung 44: Merit-Order (Sommertag 2017) ohne CO<sub>2</sub>-Steuer



Quelle: eigene Berechnungen

An dem exemplarisch ausgesuchten Sommertag, dem 12. Juni 2017, resultierte der relativ hohe Anteil an erneuerbaren Energien (33 GW) im Vergleich zum Jahresdurchschnitt (25 GW) in einem niedrigen Market-Clearing-Price von 35,81 Euro/MWh. Dieser liegt somit um 0,9 Euro niedriger als im Jahresdurchschnitt und um 5,55 Euro niedriger als an dem exemplarisch ausgesuchten Wintertag am 22. Januar. Durch die höheren Grenzkosten der Steinkohle entfällt diese fast vollständig aus der marktgesteuerten Stromlieferung.

Abbildung 45: Merit-Order (Wintertag 2017) mit 50-Euro-Ersatz-CO<sub>2</sub>-Steuer

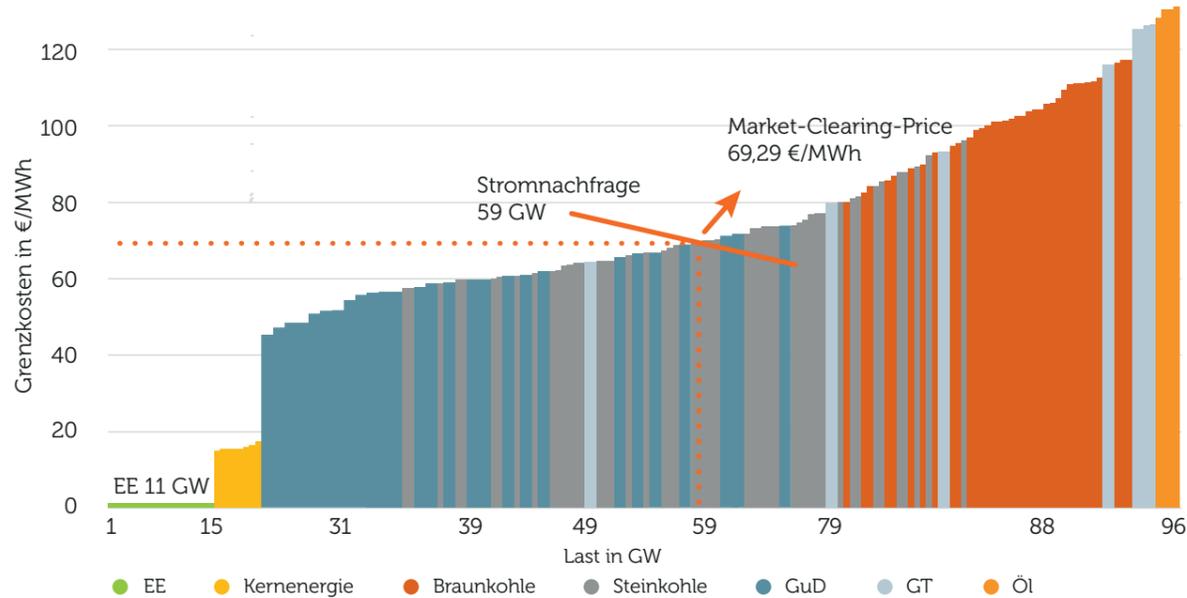


Quelle: eigene Berechnungen

Eine modellierte Merit-Order mit einer Besteuerung von 50 €/t CO<sub>2</sub> würde an demselben exemplarischen Wintertag den modellierten Jahresdurchschnitt des Market-Clearing-Price von 51,30 €/MWh nur geringfügig mit 53,80 €/MWh überschreiten. Im Vergleich zur Merit-Order

des 22. Januar 2017 ohne CO<sub>2</sub>-Steuer würden durch die gestiegenen Grenzkosten verstärkt flexible GuD- und Steinkohlekraftwerke zum Einsatz kommen und Braunkohlekraftwerke, die eine höhere CO<sub>2</sub>-Intensität aufweisen, nahezu aus der Merit-Order drängen.

Abbildung 46: Merit-Order (Wintertag 2017) mit 100-Euro-Ersatz-CO<sub>2</sub>-Steuer

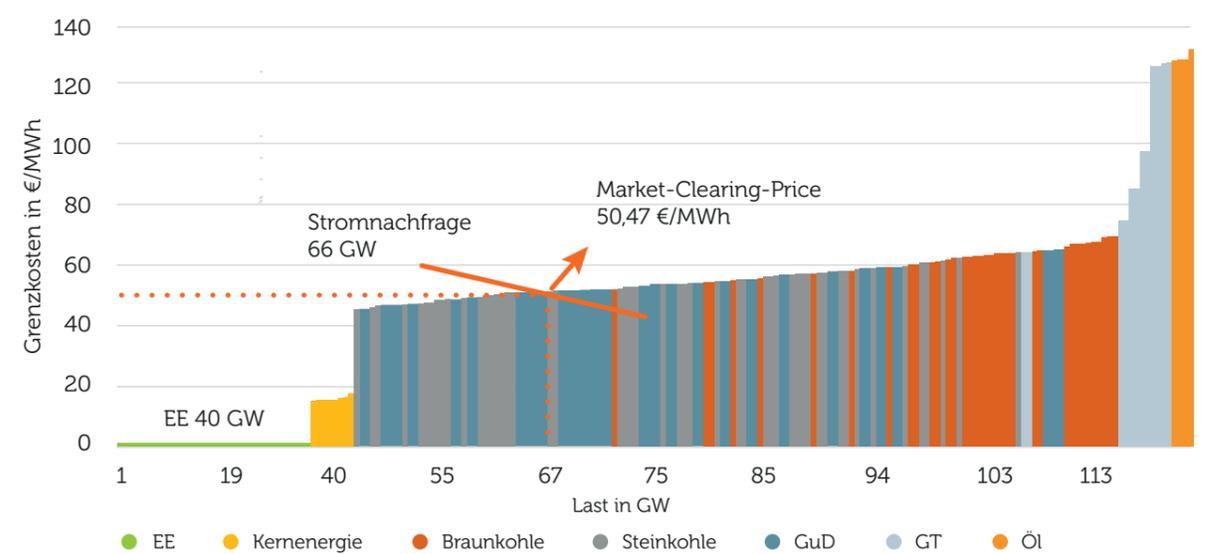


Quelle: eigene Berechnungen

Eine modellierte Merit-Order mit einer Besteuerung von 100 €/t CO<sub>2</sub> würde an dem Wintertag den modellierten Jahresdurchschnitt des Market-Clearing-Price von 63,60 €/MWh um 5,69 EUR mit 69,29 €/MWh überschreiten. Im Vergleich zur Merit-Order des 22. Januar 2017 ohne CO<sub>2</sub>-

Steuer würden durch die gestiegenen Grenzkosten verstärkt flexible GuD- und Steinkohlekraftwerke zum Einsatz kommen und Braunkohlekraftwerke, die eine höhere CO<sub>2</sub>-Intensität aufweisen, komplett aus der Merit-Order drängen.

Abbildung 47: Merit-Order (Sommertag 2017) mit 50-Euro-Ersatz-CO<sub>2</sub>-Steuer

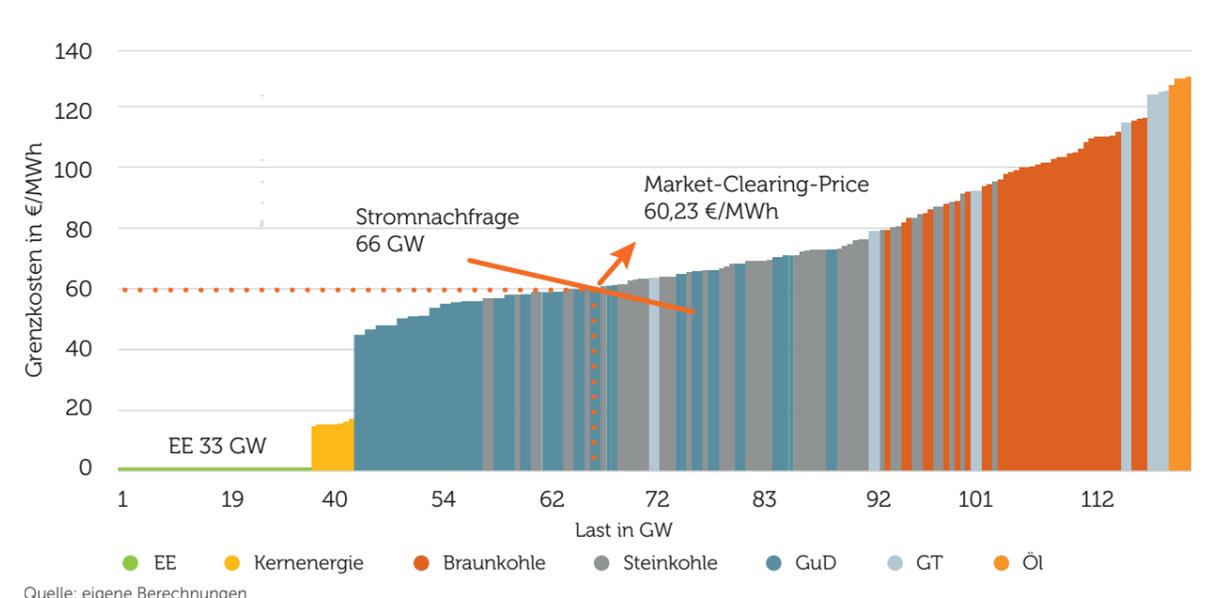


Quelle: eigene Berechnungen

Eine modellierte Merit-Order mit einer Besteuerung von 50 €/t CO<sub>2</sub> würde an dem exemplarisch ausgesuchten Sommertag, dem 12. Juni 2017, mit einem sehr hohen Anteil von 33 GW erneuerbaren Energien bei einer Stromnachfrage von 66 GW in einem Market-Clearing-Price von 50,47 €/MWh resultieren. In diesem Szenario würde

sich ein Merit-Order-Effekt einstellen und den Market-Clearing-Price von 51,30 €/MWh im Jahresdurchschnitt um 0,83 EUR unterschreiten. Zugleich würden neben der Kernkraft nur noch flexible GuD-, Steinkohlekraftwerke und die erneuerbaren Energien in der Merit-Order berücksichtigt.

Abbildung 48: Merit-Order (Sommertag 2017) mit 100-Euro-Ersatz-CO<sub>2</sub>-Steuer



Quelle: eigene Berechnungen

Eine modellierte Merit-Order mit einer Besteuerung von 100 €/t CO<sub>2</sub> würde an dem Sommertag in einem MPC von 60,23 €/MWh resultieren. In diesem Szenario würde sich ein Merit-Order-Effekt einstellen und den MPC von 63,30 €/MWh im Jahresdurchschnitt um 3,37 EUR unter-

schreiten. Zugleich würden neben der Kernkraft nur noch flexible GuD- und vereinzelt Steinkohlekraftwerke neben den erneuerbaren Energien in der Merit-Order berücksichtigt.

Datengrundlage und Methodik  
**Stromwirtschaft**

Stromgestehungskosten 2035 – Beispielhafte Kraftwerke im Vergleich

Thematik	Quellenangaben
Liste Kraftwerke	Eigene Annahmen <sup>1</sup>
Brennstoffkosten	50Hertz Energiewende Outlook 2035 <sup>2</sup>
Variable Betriebskosten	50Hertz Energiewende Outlook 2035
Nettoleistung	Eigene Annahmen <sup>3</sup>
Stromerzeugung von jedem Kraftwerk im Jahr 2017	Eigene Annahmen
Volllaststunden	50Hertz Energiewende Outlook 2035
Volllaststunden	Eigene Annahmen
Lebensdauer	50Hertz Energiewende Outlook 2035
CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor	Eigene Annahmen
CO <sub>2</sub> -Zertifikate	Eigene Annahmen
CO <sub>2</sub> -Steuersatz	Eigene Annahmen
Stromnachfrage 2035	DENA-LEITSTUDIE, Integrierte Energiewende <sup>4</sup>
EE Stromerzeugung 2035	DENA-LEITSTUDIE, Integrierte Energiewende
Konventionelle Kraftwerke 2035 Stromerzeugung	DENA-LEITSTUDIE, Integrierte Energiewende

Datengrundlage und Methodik  
**Stromwirtschaft**

Die Merit Order des Jahres 2035

Vorgehensweise

- Für das Jahr 2035 wurde die Liste „Kraftwerke in Deutschland“ des Umweltbundesamtes modifiziert und der Kraftwerkspark mit Kraftwerkstyp und der installierten elektrischen Nettoleistung der einzelnen Kraftwerke vorbereitet. Die Anteile der einzelnen Energieträger im Kraftwerkspark wurden unter Berücksichtigung des Szenarios „Technologiemix-80“ der DENA-LEITSTUDIE prognostiziert. Die folgende Tabelle dient als Datengrundlage für die Struktur der Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2035 nach Energieträgern.

	Installierte Leistung (MW)	Stromerzeugung (TWh)	Installierte Leistung (%)	Stromerzeugung (%)
Braunkohle	12000	66	5	11
Steinkohle	12841	38	5	7
Erdgas	60000	89	24	15
Kernenergie	0	0	0	0
Mineralöl	2000	0	1	0
Wind	95000	280	37	48
Solar	60000	58	24	10
EE Sonstige	9500	48	4	8
Sonstige	2000	2	1	0

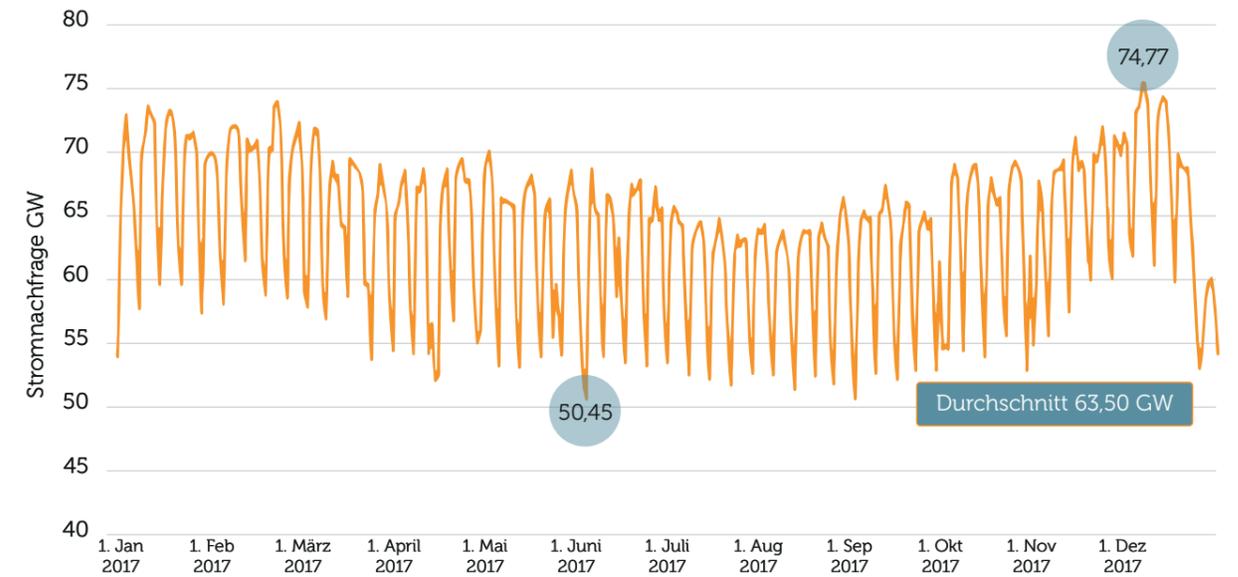
- Die Wirkungsgrade wurden über eine Funktion des Kraftwerkstyps und des Baujahres berechnet (als Datengrundlage wurde die Wirkungsgradtabelle aus dem 50Hertz Energiewende Outlook 2035 Endbericht angenommen).
- Zunächst wurden die Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke berechnet. (Siehe Grenzkosten – Beispielhafte Kraftwerke im Vergleich Vorgehensweise)
- Nach der Berechnung der einzelnen Kraftwerksgrenzkosten ergibt sich die Merit Order durch Sortierung des Kraftwerksparks in aufsteigender Reihenfolge der Grenzkosten. Auf der horizontalen Achse wurde die kumulierte installierte Leistung abgebildet.
- Die durchschnittliche Stromnachfrage wurde unter Berücksichtigung des Szenarios „Technologiemix-80“ der DENA-LEITSTUDIE prognostiziert.
- Die durchschnittliche Last der erneuerbaren Energien lag im Jahr 2017 bei 25,5 % der installierten Leistung. Dieser Prozentsatz wurde auch für die Berechnung der durchschnittlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2035 angenommen.

Datengrundlage und Methodik  
**Stromwirtschaft**

Annahmen zu den Wirkungsgraden der Kraftwerke

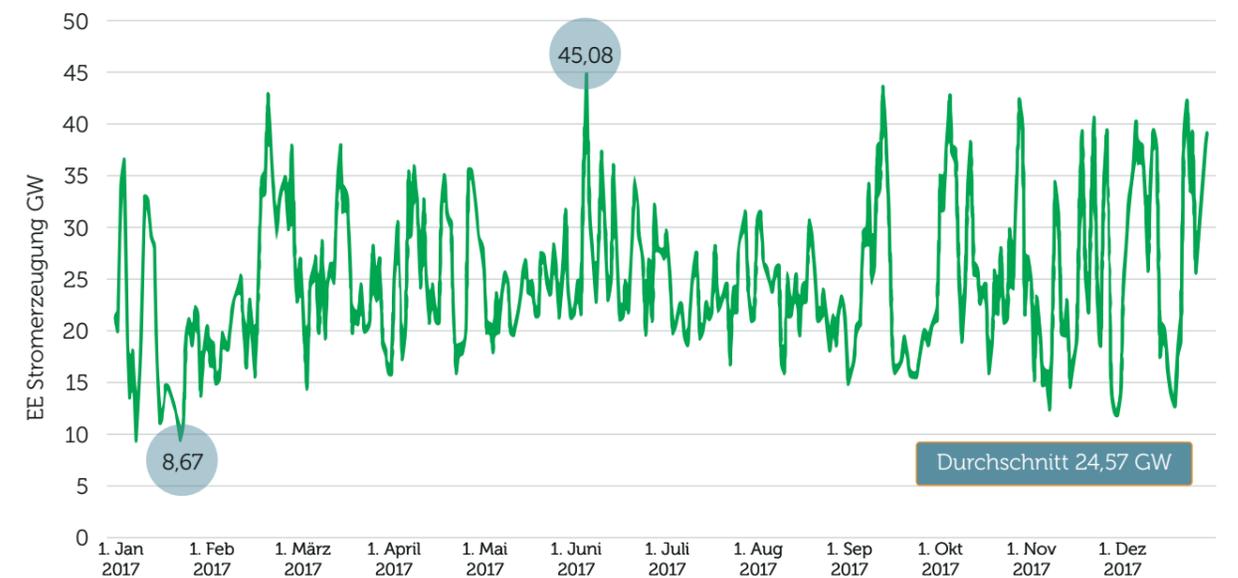
	Von Baujahr	Bis Baujahr	Wirkungsgrad bei Volllast (%)	Wirkungsgrad bei Mindestlast (%)
Kernkraftwerk			34	29
Braunkohlekraftwerk		1990	36	29
Braunkohlekraftwerk	1991	2000	40	33
Braunkohlekraftwerk	2001	2010	43	37
Braunkohlekraftwerk	2011	2020	47	42
Braunkohlekraftwerk	2021		50	46
Braunkohlekraftwerk		1990	41	33
Steinkohlekraftwerk	1991	2000	44	37
Steinkohlekraftwerk	2001	2010	47	41
Steinkohlekraftwerk	2011	2020	50	45
Steinkohlekraftwerk	2021		55	50
Erdgas-GUD-Kraftwerk (CCGT)		1990	52	35
Erdgas-GUD-Kraftwerk (CCGT)	1991	2000	55	40
Erdgas-GUD-Kraftwerk (CCGT)	2001	2010	57	44
Erdgas-GUD-Kraftwerk (CCGT)	2011	2020	59	48
Erdgas-GUD-Kraftwerk (CCGT)	2021	2200	62	52
Gasturbine (OCGT)		1990	32	6
Gasturbine (OCGT)	1991	2000	34	10
Gasturbine (OCGT)	2001	2010	36	14
Gasturbine (OCGT)	2011	2300	38	18
Ölkraftwerk		1990	33	17
Ölkraftwerk	1991	2000	35	21
Ölkraftwerk	2001	2010	37	25
Ölkraftwerk	2011		41	31

Abbildung 49: Stromnachfrage im Jahr 2017



Quelle: eigene Darstellung auf Basis Agora Energiewende: Aktuelle Stromdaten/Agrometer<sup>132</sup>

Abbildung 50: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2017



Quelle: eigene Darstellung auf Basis Agora Energiewende: Aktuelle Stromdaten/Agrometer<sup>133</sup>

<sup>126</sup> Agora Energiewende, Aktuelle Stromdaten/Agrometer

<sup>127</sup> Agora Energiewende, Aktuelle Stromdaten/Agrometer

# A6

## Anhang 6

Datengrundlage und Methodik

### Modellierung der sektoralen Energiekosten für verschiedene Marktteilnehmer

Vorgehensweise und Datengrundlage für Industrien und alle Marktteilnehmer

Befüllung des Modells mit den Regel- und Minderungssätzen für die einzelnen Marktteilnehmer

2015–2035

	Strombeschaffung	Netzentgelte	Konzessionsabgabe	Umlagen und Aufschläge	Stromsteuer	EEG-Umlage
Single-Haushalt	7	6,5	2,04	0,5	2,1	6,2
Familien-Haushalt	7	6,5	2,04	0,5	2,1	6,2
KMU/Gewerbe	5,5	4,9	1,7	0,4	1,5	6,2
Industrie (Teilprivilegiert)	2,6	2,1	0,1	0,2	1,0	0,62
Industrie (max. Privilegierung)	2,1	2,1	0,1	0,1	0,2	0,05
Energieintensive Industrien	Siehe Anhang 3&4	3,3	0,1	0,4	0,8	1,9

Eine Tabelle zu den Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke über die Zeit (Strom) und angenommene Stromgestehungskosten finden Sie in Anhang 3 & 4.

#### 1.2 Wärme

- Für die Berechnung des Wärmepreises wurden die handelsüblichen Brennstoffpreise der einzelnen Primärenergieträger je Kilowattstunde thermisch verwendet. Quellen für die im Modell verwendeten Brennstoffpreise für das Basisjahr 2015 sind Brennstoffpiegel & Mineralölrundschau sowie das Deutsche Pelletinstitut DEPI.

Datengrundlage und Methodik

### Modellierung der sektoralen Energiekosten für verschiedene Marktteilnehmer



#### 1. Kostenbestandteile für die Berechnung der Energiepreise der verschiedenen Verbraucher

##### 1.1 Strom



Zusammensetzung Strompreis und Höhe der Preisbestandteile in Deutschland 2015



- Strombeschaffung/ Stromgestehungskosten
- Netzentgelte
- Konzessionsabgabe
- Umlagen und Aufschläge:
  - EEG-Umlage
  - KWK-Aufschlag
  - Offshore-Haftungsumlage
  - §19 StromNEV
  - Umlage für abschaltbare Lasten
- Stromsteuer
- Mehrwertsteuer



Minderungssätze, Ausnahmen und Befreiungen der Strompreis-Komponenten für verschiedene Marktteilnehmer

- Aktuelle Preise und Preisspannen:**
- Statistisches Bundesamt
  - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
  - Übertragungsnetzbetreiber
  - Bundesnetzagentur
  - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
  - Bundesverband der Energie-Abnehmer e. V.
  - Eigene Berechnungen

- Gesetzestexte:**
- Stromsteuergesetz
  - Erneuerbare-Energien-Gesetz
  - Stromnetzentgeltverordnung
  - Konzessionsabgabenverordnung
  - Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Datengrundlage und Methodik

## Modellierung der sektoralen Energiekosten für verschiedene Marktteilnehmer

Kostenbestandteile für die Berechnung der Energiepreise der verschiedenen Verbraucher

### 1.3 Mobilität/Kraftstoffe

- Die Energiekosten für Mobilität wurden ausschließlich in die Betrachtung für alle Marktteilnehmer integriert. In dieser allgemeineren Übersicht wird auch die energieintensive Industrie (EID) berücksichtigt.
- Bei der spezifischen Berechnung der Energiekosten für die EID wurden Kraftstoffe nicht einbezogen. Grund war das Fehlen einer entsprechenden Datengrundlage.
- Da der Schwerpunkt der Studie auf der Entwicklung des Strompreises liegt, ist die Höhe der einzelnen Mobilitätskosten in der Entwicklung 2015 – 2025 – 2035 für alle Marktteilnehmer als gleich und konstant angenommen. Ausnahme bilden die Kosten für die Emissionen (Zertifikate und CO<sub>2</sub>-Steuer), welche entsprechend den gesetzten Rahmenbedingungen im Modell geändert wurden.

	Strombeschaffung	Netzentgelte	Konzessionsabgabe	Umlagen und Aufschläge	Stromsteuer
Otto-Kraftstoff (Benzin)	38	65	14	22	0
Diesel-Kraftstoff	37	47	15	18	0

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWW)

### 2. Annahmen über die Energieverbräuche der Marktteilnehmer



Bestimmung der sektoralen Energieverbräuche (Strom, Wärme, Kraftstoffe) für verschiedene Marktteilnehmer bzw. Verbraucher.



#### Bilanzen für Strom, Wärme und Mobilität:

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (Basisjahr 2015)
- Eigene Berechnung

Datengrundlage und Methodik

## Modellierung der sektoralen Energiekosten für verschiedene Marktteilnehmer

Die Merit Order des Jahres 2035

Aufnahme der Verbräuche für alle 3 Sektoren in das Modell. Dabei wird differenziert nach den verschiedenen Marktteilnehmern bzw. Verbrauchern.



	Stromverbrauch in kWh/a	Wärmeverbrauch in kWh/a	Kraftstoffverbrauch in Litern/a
Single-Haushalt	1.750	7.000	315 Benzin 105 Diesel (Gesamt: 420 Liter)
Familien-Haushalt	3.500	14.000	588 Benzin 252 Diesel (Gesamt: 840 Liter)
KMU und Gewerbe	100.000	220.000	6.250 Benzin 18.750 Diesel (Gesamt: 25.000 Liter)
Industrie (Teilprivilegiert)	10.000.000	40.000.000	250.000 Benzin 2.250.000 Diesel (Gesamt: 2.500.000 Liter)
Industrie (max. Privilegierung)	100.000.000	400.000.000	2.500.000 Benzin 22.500.000 Diesel (Gesamt: 25.000.000 Liter)



Spezifizierung der sektoralen Endenergieverbräuche für die ausgewählten energieintensiven Industrien in einem Jahr. Berücksichtigt wurden Einsparpotentiale und Anpassungen des Endenergieverbrauchs.



#### Bilanzen für die Verbräuche von Strom und Wärme sowie verschiedene Industrien:

- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (Basisjahr 2015)
- Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015, Fraunhofer Institut, 2016
- Energieeinsparpotentiale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland, Jean Christian Ulf Brunke, IER Universität Stuttgart, 2017
- Eigene Berechnung

Datengrundlage und Methodik

## Modellierung der sektoralen Energiekosten für verschiedene Marktteilnehmer

### 2.1 Energieverbräuche der energieintensiven Industrien

	Jahr	Stromverbrauch in TWh/a	Wärmeverbrauch in TWh/a
Aluminium-Industrie	2015	18,17	14,97
	2025	18,10	14,71
	2035	22,63	9,70
Chemie-Industrie	2015	51,86	109,51
	2025	49,60	101,00
	2035	48,38	98,22
Glas-Industrie	2015	4,94	18,63
	2025	4,74	17,86
	2035	4,37	16,43
Papier-Industrie	2015	20,00	42,18
	2025	18,46	36,39
	2035	17,33	33,65
Stahl-Industrie	2015	36,75	146,78
	2025	34,11	136,84
	2035	54,73	101,64

- Quellen für die Verbräuche von 2015 sind die AG Energiebilanzen und die Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015 des Fraunhofer Instituts.
- Bei der Stahl- und Aluminiumindustrie wird im dynamischen Energiemix von Wärme zu Strom gewechselt. Wärme wurde bisher bei den Emissionen nicht belastet und wird dadurch teurer. Strom hingegen wurde bisher belastet. Diese Belastung entfällt mit Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer als Ersatz allerdings vollständig. Dadurch wird Strom, relativ zur bisherigen Situation betrachtet, günstiger, während Wärme relativ betrachtet teurer wird. Deshalb die Anpassung bei der wärmeintensiven Stahl- und Aluminiumproduktion hin zu einem höheren Stromeinsatz in der Zukunft.

Datengrundlage und Methodik

## Modellierung der sektoralen Energiekosten für verschiedene Marktteilnehmer

### 3. Höhe der CO<sub>2</sub>-Fracht (kg CO<sub>2</sub>/kWh) des dynamischen Energiemixes

	Jahr	Stromverbrauch in TWh/a	Wärmeverbrauch in TWh/a
Alle Marktteilnehmer	2015	0,5	0,29
	2025	0,47	0,25
	2035	0,19	0,15
Aluminium-Industrie	2015	0,94	0,24
	2025	0,39	0,24
	2035	0,19	0,20
Chemie-Industrie	2015	0,94	0,23
	2025	0,39	0,23
	2035	0,19	0,19
Glas-Industrie	2015	0,94	0,21
	2025	0,39	0,21
	2035	0,19	0,21
Papier-Industrie	2015	0,94	0,20
	2025	0,39	0,20
	2035	0,19	0,18
Stahl-Industrie	2015	0,94	0,29
	2025	0,39	0,29
	2035	0,19	0,19

Für die CO<sub>2</sub>-Fracht der einzelnen Energieträger wurden die folgenden Werte angesetzt:

**Strom:** Braunkohle (1,0); Steinkohle (0,8); Erdgas (0,45); Erneuerbare (0,05)

**Wärme:** Braunkohle (0,41); Steinkohle (0,34); Erdgas (0,20); Erneuerbare (0,05)

Datengrundlage und Methodik

## Modellierung der sektoralen Energiekosten für verschiedene Marktteilnehmer

### 3.1 Zusammensetzung des dynamischen Energiemixes

Wärmemix in %

	Jahr	Stein- kohle	Braun- kohle	Mineral- öle	Gase	Erneuer- bare	Sonsti- ge, Müll	Fern- wärme
Alle Marktteilnehmer	2015	25	15	0	50	10	0	0
	2025	20	20	0	50	10	0	0
	2035	0	0	0	75	15	10	0
Aluminium-Industrie	2015	18	0	6	73	0	0	2
	2025	18	0	6	73	1	0	2
	2035	0	0	0	89	9	0	2
Chemie-Industrie	2015	7	2	4	53	1	8	25
	2025	7	2	4	53	1	8	25
	2035	0	0	4	53	15	8	20
Glas-Industrie	2015	0	0	5	93	1	1	0
	2025	0	0	5	93	1	1	0
	2035	0	0	5	93	1	1	0
Papier-Industrie	2015	5	4	1	52	18	2	18
	2025	5	4	1	52	18	2	18
	2035	0	0	1	54	25	2	18
Stahl-Industrie	2015	56	1	1	40	1	0	1
	2025	56	1	1	40	1	0	1
	2035	0	0	1	83	15	0	1

**Anmerkung:**

Berücksichtigt sind der deutsche Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 als auch die Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ zum Kohleausstiegspfad bis 2035/2038.

Datengrundlage und Methodik

## Modellierung der sektoralen Energiekosten für verschiedene Marktteilnehmer

Strommix in %

	Jahr	Stein- kohle	Braun- kohle	Mineral- öle	Gase	Erneuer- bare	Sonstige, Müll
Alle Marktteilnehmer	2015	19	25	15	10	31	0
	2025	15	26	0	14	45	0
	2035	0	0	0	35	65	0
Alle Industrien	2015	30	70	0	0	0	0
	2025	12	20	0	17	45	6
	2035	0	0	0	35	65	0

**Anmerkung:**

Berücksichtigt sind der deutsche Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 als auch die Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ zum Kohleausstiegspfad bis 2035/2038.

### 4. Emissionen der energieintensiven Industrien innerhalb des europäischen Emissionshandels

Die gemeldeten (verifizierten) Emissionen der energieintensiven Industrien und die frei zugeteilten Emissionszertifikate werden von der deutschen Emissionshandelsstelle erfasst bzw. zugeteilt. Die folgenden Rahmenbedingungen für 2015, das Basisjahr der Studie, sind im Berechnungsmodell berücksichtigt.

	Gemeldete Emissionen (t CO <sub>2</sub> Äq/a)	Frei zugeteilte Emissionszertifikate (t CO <sub>2</sub> Äq/a)
Aluminium-Industrie	2.590.000	2.471.000
Chemie-Industrie	17.856.000	19.574.000
Glas-Industrie	4.134.000	3.455.000
Papier-Industrie	5.470.000	6.674.000
Stahl-Industrie	37.081.000	33.241.000

Quelle: Deutsche Emissionshandelsstelle

Der tatsächliche Zertifikatepreis für eine Tonne Kohlenstoffdioxid-Äquivalent im Basisjahr 2015 (Handelsperiode 3 des EU-ETS) ist in die Berechnung eingegangen. Die Entwicklung des Zertifikatepreises für die weiteren Zeiträume wurde in folgender Höhe angenommen:

CO <sub>2</sub> Zertifikate: €/t CO <sub>2</sub>	2015	2020	2025	2030	2035
	15 €/t CO <sub>2</sub>	18 €/t CO <sub>2</sub>	23 €/t CO <sub>2</sub>	28 €/t CO <sub>2</sub>	42 €/t CO <sub>2</sub>

Weitere Angaben zur Annahme der Preisprognose finden Sie in Anhang 3 und 4.

### Legende zum Datenblatt für die energieintensive Industrie

#### I. Marktteilnehmer bzw. Industrie

II. Berechnete Steuer-Variante – Ersatz oder OnTop? (Das Modell berechnet entweder eine CO<sub>2</sub>-Ersatz-Steuer, die als Ersatz für die bisherigen staatlichen Abgaben und Umlagen eingeführt wird, oder eine CO<sub>2</sub>-OnTop-Steuer, bei der die Steuer auf die bisherige Kostenbelastung addiert wird. Die beiden Varianten der Ersatzsteuer unterscheiden sich einzig in Höhe der Steuer, welche im ersten Fall bei 50 €/t CO<sub>2</sub> und im zweiten Fall bei 100 €/t CO<sub>2</sub> liegt.)

III. Höhe der Steuer für Strom, Wärme und die prozessbedingten Emissionen in €/t CO<sub>2</sub>.

IV. und V. Erläuterung des jeweiligen Steuer-Szenarios.

VI. Im Abschnitt „Entwicklung des Strompreises“ wird die Entwicklung der einzelnen Preiskomponenten im Strombereich über 20 Jahre für die jeweils betrachtete Industrie dargestellt. Die Preisentwicklung wird einmal für den Industrie-Strommix und beispielhaft für vier Szenarien mit jeweils 100 Prozent Primärenergieträgern für Unternehmen abgebildet, die Strom aus einem Energieträger decken wollen. Der Industrie-Strommix greift die tatsächlichen Energieträger für Strom der spezifischen Industrie im Jahr 2015 auf und prognostiziert deren Entwicklung bzw. deren Anpassung an die Steuer in den nächsten 20 Jahren. Der Strompreis setzt sich aus den folgenden Parametern zusammen:

#### 2015

1. Strombeschaffung/Grenzkosten
2. Netzentgelte
3. Konzessionsabgabe
4. Staatliche Abgaben:
  - KWK-Aufschlag
  - §19 StromNEV-Umlage
  - Offshore-Haftungsumlage
  - Umlage für abschaltbare Lasten
  - Stromsteuer
  - EEG-Umlage
5. Emissionen:
  - (EU ETS à CO<sub>2</sub>-Zertifikate)

#### 2025 und 2035

1. Strombeschaffung/Grenzkosten
2. Netzentgelte
3. Konzessionsabgabe
4. Staatliche Abgaben: fallen weg
5. CO<sub>2</sub>-Steuer (Emissionsabgabe)\*:
  - (EU ETS à CO<sub>2</sub>-Zertifikate)
  - CO<sub>2</sub>-Steuer

In der Berechnung wirkt die CO<sub>2</sub>-Steuer (Emissionsabgabe) als effektiver CO<sub>2</sub>-Preis. Das bedeutet, dass die Summe der Emissionsabgabe konstant bleibt (50 oder 100 € je nach Steuermodell) und der Zertifikatspreis vom Gesamtbetrag subtrahiert werden muss.

Jahr	100 € Steuermodell	50 € Steuermodell
2025*	CO <sub>2</sub> -Steuer (Emissionsabgabe) 100 €	CO <sub>2</sub> -Steuer (Emissionsabgabe) 50 €
	davon: – EU ETS à CO <sub>2</sub> -Zertifikate 23 € – Effektiver CO <sub>2</sub> -Steuerbetrag 77 €	davon: – EU ETS à CO <sub>2</sub> -Zertifikate 23 € – Effektiver CO <sub>2</sub> -Steuerbetrag 27 €
2035*	CO <sub>2</sub> -Steuer (Emissionsabgabe) 100 €	CO <sub>2</sub> -Steuer (Emissionsabgabe) 50 €
	davon: – EU ETS à CO <sub>2</sub> -Zertifikate 42 € – Effektiver CO <sub>2</sub> -Steuerbetrag 58 €	davon: – EU ETS à CO <sub>2</sub> -Zertifikate 42 € – Effektiver CO <sub>2</sub> -Steuerbetrag 8 €

VII. Im Abschnitt „Entwicklung der jährlichen Energiekosten“ werden die absoluten Energiekosten der Industrie und deren Entwicklung über die Jahre abgebildet. Bei der Darstellung wurden die anfallenden Kosten für Emissionen (Zertifikate und Steuern) aus den Energiekosten für Strom und Wärme abgezogen und als eigener Kostenblock aufgenommen.

VIII. Im Abschnitt „Freigesetzte Emissionen“ werden die Emissionen der Sektoren Strom und Wärme sowie die prozessbedingten Emissionen der Industrie je Tonne Kohlenstoffdioxid-Äquivalente pro Jahr dargestellt.

IX. An dieser Stelle werden der durchschnittliche Industrie-Energiemix sowie ein beispielhafter Kostenvergleich mit jeweils 100 Prozent Primärenergieträgern für Unternehmen, die Strom und Wärme aus einem Energieträger decken wollen, verglichen.

X. An dieser Stelle wird ein Referenzszenario modelliert, bei dem alle staatlichen Steuern und CO<sub>2</sub>-Zertifikate unverändert bleiben, aber keine CO<sub>2</sub>-Steuer erhoben wird. So können die Energiekosten aus 2035 ohne Steuer mit den Kosten nach Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer bei einem durchschnittlichen Industrie Strom- und Wärmemix verglichen werden.

#### Datengrundlage und Annahmen:

Hier findet sich eine Erläuterung der Datengrundlage und der Annahmen in den jeweiligen Bereichen (Strom, Wärme und Emissionen). Die CO<sub>2</sub>-Fracht gibt an, wie viele CO<sub>2</sub>-Emissionen eine Kilowattstunde Strom im jeweiligen Industrie-Strom- und Wärmemix verursacht.

Anhang 6.1 – Anhang zur Berechnung der Kupferindustrie

Datengrundlage und Methodik

## Modellierung der sektoralen Energiekosten für verschiedene Marktteilnehmer

Strommix 2015 (ohne CO<sub>2</sub>-Steuer)

	Strombeschaffung	Netzentgelte	Konzessionsabgabe	Umlagen und Aufschläge	Stromsteuer	EEG-Umlage
AURUBIS AG	2,6	1,0	0,1	0,1	0,2	0,05

Strommix 2035 (mit CO<sub>2</sub>-Steuer)

	Strombeschaffung	Netzentgelte	Konzessionsabgabe	Umlagen und Aufschläge	Stromsteuer	EEG-Umlage
AURUBIS AG	5,3	1,0	0,1	0	0	0

Eine Tabelle zu den Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke über die Zeit (Strom) und angenommene Stromgestehungskosten finden Sie in Anhang 3 & 4

1.2 Wärme

- Für die Berechnung der 100-Prozent-Szenarien des Wärmepreises wurden die handelsüblichen Brennstoffpreise der einzelnen Primärenergieträger je Kilowattstunde thermisch verwendet. Quellen für die im Modell verwendeten Brennstoffpreise für das Basisjahr 2015 sind Brennstoffspiegel & Mineralölrundschau sowie das Deutsche Pelletinstitut DEPI.

Spezifizierung der sektoralen Endenergieverbräuche für die ausgewählten energieintensiven Industrien in einem Jahr. Berücksichtigt wurden Einsparpotentiale und Anpassungen des Endenergieverbrauchs.

- Bilanzen für die Verbräuche von Strom und Wärme sowie verschiedene Industrien:**
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (Basisjahr 2015)
  - Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015, Fraunhofer Institut, 2016
  - Energieeinsparpotentiale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland, Jean Christian Ulf Brunke, IER Universität Stuttgart, 2017
  - Eigene Berechnung

Datengrundlage und Methodik

## Modellierung der sektoralen Energiekosten für verschiedene Marktteilnehmer

Energieverbräuche der betrachteten AURUBIS-Standorte

Hamburg	Jahr	Stromverbrauch in MWh/a	Wärmeverbrauch in MWh/a
Primärkupfer	2015	661.323	751.281
	2025	720.299	843.694
	2035	779.274	936.107

Lünen	Jahr	Stromverbrauch in MWh/a	Wärmeverbrauch in MWh/a
Sekundärkupfer	2015	153.532	279.016
	2025	132.526	222.018
	2035	118.276	198.145

- Quelle für die Energieverbräuche in 2015 ist die AURUBIS AG. Die Jahre 2025 und 2035 sind extrapolierte Werte basierend auf der tatsächlichen Entwicklung des Energieverbrauchs in den Jahren 2015 bis 2018. Hierbei hat keine Bereinigung um Stillstandzeiten stattgefunden, die an den beiden Produktionsanlagen vorlagen.

Strommix in %

	Jahr	Steinkohle	Braunkohle	Mineralöle	Gase	Erneuerbare	Sonstige, Müll
Hamburg	2015	100	0	0	0	0	0
	2025	60	0	0	20	20	0
	2035	0	0	0	50	50	0
Lünen	2015	100	0	0	0	0	0
	2025	60	0	0	20	20	0
	2035	0	0	0	50	50	0

Datengrundlage und Methodik

## Modellierung der sektoralen Energiekosten für verschiedene Marktteilnehmer

### 3. Emissionen der energieintensiven Industrien innerhalb des europäischen Emissionshandels

CO <sub>2</sub> -Fracht (kg CO <sub>2</sub> /kWh) für Energiemix	Jahr	Strom CO <sub>2</sub> -Fracht (kg/kWh <sub>el</sub> )	Wärme CO <sub>2</sub> -Fracht (kg/kWh <sub>th</sub> )
Hamburg	2015	0,75	0,16
	2025	0,55	0,16
	2035	0,25	0,13
Lünen	2015	0,75	0,14
	2025	0,55	0,13
	2035	0,25	0,13

Für die CO<sub>2</sub>-Fracht der einzelnen Energieträger wurden die folgenden Werte angesetzt:

**Strom:** Braunkohle (1,0); Steinkohle (0,8); Erdgas (0,45); Erneuerbare (0,05)

**Wärme:** Braunkohle (0,41); Steinkohle (0,34); Erdgas (0,20); Erneuerbare (0,05)

Die gemeldeten (verifizierten) Emissionen der energieintensiven Industrien und die frei zugeteilten Emissionszertifikate werden von der deutschen Emissionshandelsstelle erfasst bzw. zugeteilt. Die folgenden Rahmenbedingungen für 2015, das Basisjahr der Studie, sind im Berechnungsmodell berücksichtigt.

Hamburg	Gemeldete Emissionen (t CO <sub>2Ag</sub> /a)	Frei zugeteilte Emissionszertifikate (t CO <sub>2Ag</sub> /a)
Jahr 2015	171.383	229.517
Jahr 2018	165.028	216.715

Lünen	Gemeldete Emissionen (t CO <sub>2Ag</sub> /a)	Frei zugeteilte Emissionszertifikate (t CO <sub>2Ag</sub> /a)
Jahr 2015	172.418	138.502
Jahr 2018	166.918	130.778

Quelle: Deutsche Emissionshandelsstelle

Der tatsächliche Zertifikatepreis für eine Tonne Kohlenstoffdioxid-Äquivalent im Basisjahr 2015 (Handelsperiode 3 des EU-ETS) ist in die Berechnung eingegangen. Die Entwicklung des Zertifikatepreises für die weiteren Zeiträume wurde in folgender Höhe angenommen:

CO <sub>2</sub> Zertifikate: €/t CO <sub>2</sub>	→	2015	2025	2035
		15 €/t CO <sub>2</sub>	23 €/t CO <sub>2</sub>	42 €/t CO <sub>2</sub>

Weitere Angaben zur Annahme der Preisprognose finden Sie in Anhang 3 und 4.

### Legende zum Datenblatt für die Kupferindustrie (AURUBIS AG)

**I. Marktteilnehmer** Die AURUBIS AG als wichtigster Vertreter der europäischen Kupferindustrie.

**II. CO<sub>2</sub>-Modell-Variante:** In dieser Studie wird ein Ersatz-Steuermodell gerechnet. Hierbei wird die CO<sub>2</sub>-Steuer als Ersatz für alle bisherigen staatlichen Abgaben und Umlagen eingeführt. Dadurch wird die Energiebesteuerung vereinfacht und an der Emissionsfreisetzung orientiert. Das Gegenteil hierzu ist die CO<sub>2</sub>-OnTop-Steuer, bei der die Steuer auf die bisherige Kostenbelastung addiert wird. In dieser Studie wird das nicht gestufte Szenario gerechnet, bei dem die CO<sub>2</sub>-Steuer ab 2025 in voller Höhe greift.

**III. Höhe der CO<sub>2</sub>-Steuer:** Die Steuer wird für die Bereiche Strom, Wärme und alle prozessbedingten Emissionen gerechnet. Nicht berücksichtigt sind die vor- und nachgelagerten Emissionen, die bei der AURUBIS AG etwa 50 Prozent ausmachen (Scope 3, 2018) und bei den Lieferanten, Kunden und Dienstleistern anfallen. Wie aus dem europäischen Emissionshandel bekannt, fällt die CO<sub>2</sub>-Steuer in Euro pro Tonne Kohlenstoffdioxid an. In dieser Studie wird mit 100 EUR/t CO<sub>2</sub> gerechnet.

**IV. und V.** Erläuterung des jeweiligen Steuer-Szenarios.

**VI.** Entwicklung des Strompreises: In diesem Abschnitt wird die Entwicklung der einzelnen Preiskomponenten im Strombereich über 20 Jahre für die energieintensive Kupferindustrie in Deutschland dargestellt. Die Preisentwicklung wird zum einen für den bestehenden und prognostizierten AURUBIS-Strommix an den Standorten Hamburg und Lünen errechnet. Weiterhin wird der sich durch die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer ergebende Strompreis für vier weitere Primärenergieträger (100-Prozent-Szenarien) abgebildet, um die Datengrundlage für energiepolitische Fragen der AURUBIS AG zu erweitern.

Der Strompreis setzt sich aus den folgenden Parametern zusammen:

**2015**

1. Strombeschaffung/Grenzkosten
2. Netzentgelte
3. Konzessionsabgabe
4. Staatliche Abgaben:
  - KWK-Aufschlag
  - §19 StromNEV-Umlage
  - Offshore-Haftungsumlage
  - Umlage für abschaltbare Lasten
  - Stromsteuer
  - EEG-Umlage
5. Emissionen:
  - (EU ETS à CO<sub>2</sub>-Zertifikate)

**2025 und 2035**

1. Strombeschaffung/Grenzkosten
2. Netzentgelte
3. Konzessionsabgabe
4. Staatliche Abgaben: fallen weg
5. CO<sub>2</sub>-Steuer (Emissionsabgabe)\*:
  - (EU ETS à CO<sub>2</sub>-Zertifikate)
  - CO<sub>2</sub>-Steuer

Jahr	100 € Steuermodell	
2025*	CO <sub>2</sub> -Steuer (Emissionsabgabe) 100 €	davon: – EU ETS à CO <sub>2</sub> -Zertifikate 23 € – Effektiver CO <sub>2</sub> -Steuerbetrag 77 €
2035*	CO <sub>2</sub> -Steuer (Emissionsabgabe) 100 €	davon: – EU ETS à CO <sub>2</sub> -Zertifikate 42 € – Effektiver CO <sub>2</sub> -Steuerbetrag 58 €

**VII. Entwicklung der jährlichen Energiekosten:** Abbildung der absoluten Energiekosten und deren Entwicklung über die betrachteten Jahrzehnte (2015 – 2035). Bei der Darstellung werden die anfallenden Kosten für Emissionen (Zertifikate und Steuer) aus den Energiekosten für Strom und Wärme herausgerechnet und dem Studien-Schwerpunkt folgend als eigener Kostenblock gezeigt.

**VIII. Freigesetzte Emissionen:** Aufgeschlüsselte Darstellung der drei Emissionsblöcke (Strom, Wärme, prozessbedingte Emissionen) der AURUBIS AG in Tonnen Kohlenstoffdioxid-Äquivalenten pro Jahr. Betrachtet wurden die Emissionen, die im Produktionsprozess der Kupfer-Produktion anfallen. Nicht berücksichtigt sind die vor- und nachgelagerten Emissionen der Lieferanten, Kunden und Dienstleister, welche den Unternehmensangaben folgend etwa 50 Prozent der gesamten Emissionen ausmachen (Scope 3, Umwelterklärung 2018, S. 16).

**IX. Entwicklung der Energiekosten:** An dieser Stelle wird die Kostenentwicklung der AURUBIS AG im Bereich Energie in Prozent gezeigt. Verglichen wird der AURUBIS-Energiemix 2015 mit den Kosten des Energiemix 2035. Auch hier erfolgt wieder der Vergleich mit den 100-Prozent-Szenarien.

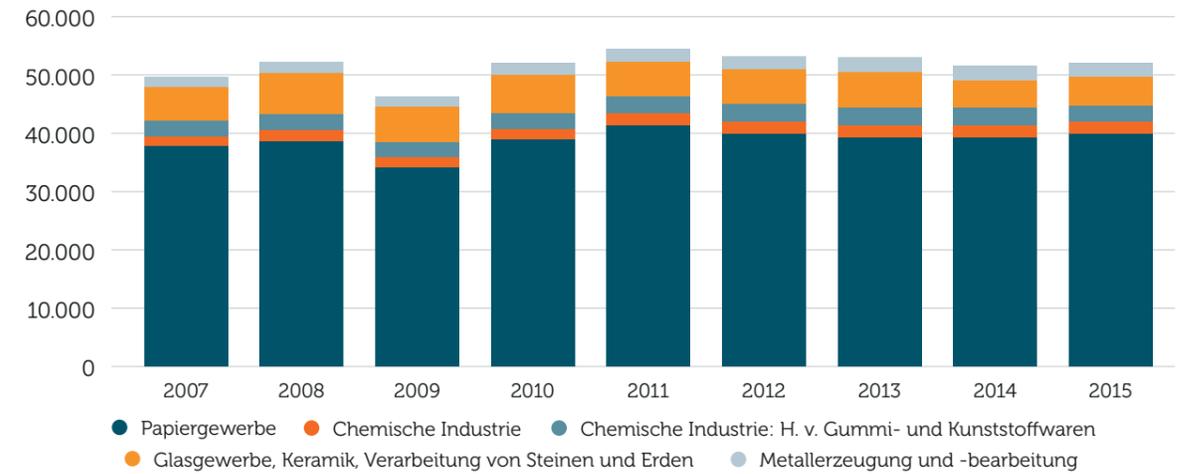
**X. Kostenentwicklung gegenüber Referenzszenario:** Hier wird die Kostenentwicklung durch die CO<sub>2</sub>-Steuer von 2015 auf 2035 als absolute Summe gezeigt und einem modellierten Referenzszenario (RS) ohne eingeführte CO<sub>2</sub>-Steuer gegenübergestellt. Bei dem RS entfallen im Gegenzug zur Ersatz-Steuer nicht die staatlichen Abgaben im Strombereich (Stromsteuer, EE-Umlage). Da die energieintensive AURUBIS AG von diesen Abgaben weitgehend befreit ist, wird dieses Privileg auch in die Zukunft prognostiziert. Die Preise für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate entsprechen der Höhe im CO<sub>2</sub>-Steuer-Szenario.

**Datengrundlage und Annahmen:**

Hier findet sich eine Erläuterung der Datengrundlage und der Annahmen in den jeweiligen Bereichen (Strom, Wärme und Emissionen). Die CO<sub>2</sub>-Fracht gibt an, wie viele CO<sub>2</sub>-Emissionen eine Kilowattstunde Strom im jeweiligem Industrie-, Strom- und Wärmemix verursacht.

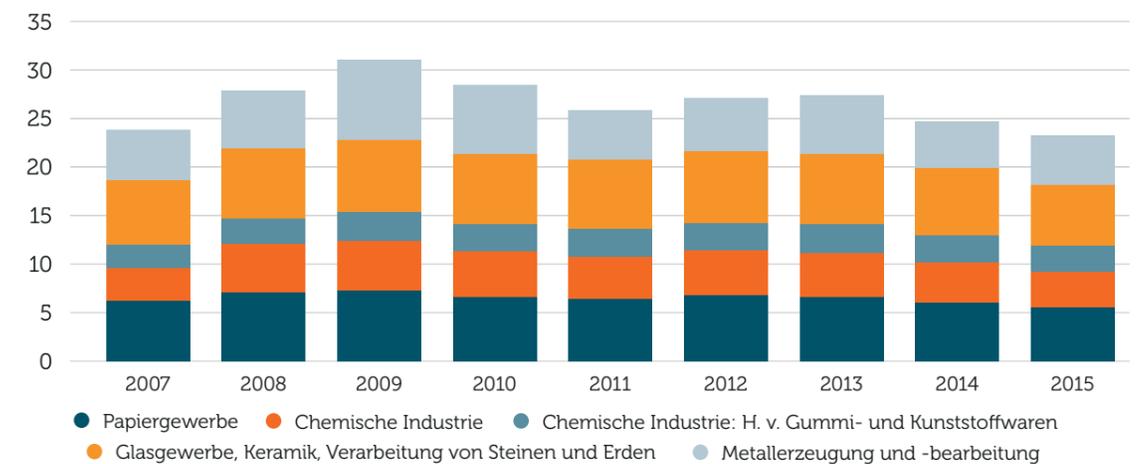
# Anhang 7

Energiekosten in ausgewählten verarbeitenden Gewerben



Quelle: BMWi, Energiedaten 13.06.2017, eigene Darstellung

Energiekosten in ausgewählten verarbeitenden Gewerben



Quelle: BMWi, Energiedaten 13.06.2017, eigene Darstellung

## Energiekosten in ausgewählten verarbeitenden Gewerben



Quelle: BMWi, Energiedaten 13.06.2017, eigene Darstellung

# A8

## Anhang 8

Tabelle 15: Steueraufkommen Ersatz 50 €/t CO<sub>2</sub>

Energieart	versteuerte Menge 2015	Einheit	Steuerbeträge in 2015 Mrd. €	2020	2035
				Steuersätze nach CO <sub>2</sub> -Inhalt (Steuersatz: 50 €/t CO <sub>2</sub> , 200 €/t CO <sub>2</sub> Kraftstoffe) Mrd. €	Steuersätze nach CO <sub>2</sub> -Inhalt (Steuersatz: 50 €/t CO <sub>2</sub> , 200 €/t CO <sub>2</sub> Kraftstoffe) Mrd. €
<b>Mineralöle</b>					
Benzin	24.556.234	m <sup>3</sup>	16,0	11,1	3,0
Gasöle (Diesel)	43.279.571	m <sup>3</sup>	20,3	23,3	6,3
Heizöl leicht	19.606.808	m <sup>3</sup>	1,2	2,8	0,8
Heizöl schwer	876.969	t	0,02	0,1	0,0
<b>gesamt</b>			<b>37,5</b>	<b>37,3</b>	<b>10,1</b>
<b>Erdgas</b>					
Erdgas Wärme	716.000.000	MWh <sub>HS</sub>		7,2	4,5
Erdgas zur Stromerzeugung	110.000.000	MWh <sub>HS</sub>		0,0	1,2
Erdgas als Kraftstoff	2.149.817	MWh <sub>HS</sub>		0,01	0,67
<b>gesamt</b>			<b>4,5</b>	<b>7,2</b>	<b>6,4</b>
<b>Flüssiggase</b>					
Flüssiggas	1.706.722	t		0,3	0,3
LPG	241.113	t		0,02	0,03
<b>gesamt</b>			<b>0,2</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>
<b>Kohle</b>					
Steinkohle Wärme	748	PJ		3,5	1,4
Steinkohle Stromerzeugung	1.030	PJ		4,5	2,2
Braunkohle Wärme	144	PJ		0,8	0,0
Braunkohle Stromerzeugung	1.432	PJ		7,9	3,9
<b>gesamt</b>				<b>16,7</b>	<b>7,4</b>
<b>Stromsteuer</b>			<b>6,6</b>		
<b>Steueraufkommen gesamt</b>			<b>46,2</b>	<b>61,5</b>	<b>24,2</b>

Quelle: eigene Berechnungen<sup>130</sup>

Tabelle 16: Steueraufkommen Ersatz 100 €/t CO<sub>2</sub>

Energieart	versteuerte Menge 2015		2020		2035	
			Steuerbeträge in 2015	Steuersätze nach CO <sub>2</sub> -Inhalt (Steuersatz: 100 €/t CO <sub>2</sub> , 200 €/t CO <sub>2</sub> Kraftstoffe)	Steuersätze nach CO <sub>2</sub> -Inhalt (Steuersatz: 100 €/t CO <sub>2</sub> , 200 €/t CO <sub>2</sub> Kraftstoffe)	Mrd. €
<b>Mineralöle</b>		<b>Einheit</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>
Benzin	24.556.234	m <sup>3</sup>	16,0	11,1	3,0	
Gasöle (Diesel)	43.279.571	m <sup>3</sup>	20,3	23,3	6,3	
Heizöl leicht	19.606.808	m <sup>3</sup>	1,2	5,6	1,5	
Heizöl schwer	876.969	t	0,02	0,3	0,1	
<b>gesamt</b>			<b>37,5</b>	<b>40,2</b>	<b>10,9</b>	
<b>Erdgas</b>		<b>Einheit</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>
Erdgas Wärme	716.000.000	MWh <sub>HS</sub>		14,5	9,1	
Erdgas zur Stromerzeugung	110.000.000	MWh <sub>HS</sub>		1,0	3,4	
Erdgas als Kraftstoff	2.149.817	MWh <sub>HS</sub>		0,02	1,33	
<b>gesamt</b>			<b>4,5</b>	<b>15,5</b>	<b>13,8</b>	
<b>Flüssiggase</b>		<b>Einheit</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>
Flüssiggas	1.706.722	t		0,5	0,6	
LPG	241.113	t		0,04	0,06	
<b>gesamt</b>			<b>0,2</b>	<b>0,5</b>	<b>0,6</b>	
<b>Kohle</b>		<b>Einheit</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>
Steinkohle Wärme	748	PJ		7,0	2,7	
Steinkohle Stromerzeugung	1.030	PJ		9,1	4,5	
Braunkohle Wärme	144	PJ		1,6	0,0	
Braunkohle Stromerzeugung	1.432	PJ		15,8	7,9	
<b>gesamt</b>				<b>33,5</b>	<b>15,1</b>	
<b>Stromsteuer</b>			<b>6,6</b>			
<b>Steueraufkommen gesamt</b>			<b>46,2</b>	<b>89,8</b>	<b>40,4</b>	

Quelle: eigene Berechnungen<sup>131</sup><sup>131</sup> Versteuerte Menge 2015: Energiesteuerstatistik, 2017Tabelle 17: Steueraufkommen OnTop 50 €/t CO<sub>2</sub>

Energieart	versteuerte Menge 2015		2020		2035	
			Steuerbeträge in 2015	Steuersätze nach CO <sub>2</sub> -Inhalt (Steuersatz: 50 €/t CO <sub>2</sub> )	Steuersätze nach CO <sub>2</sub> -Inhalt (Steuersatz: 50 €/t CO <sub>2</sub> )	Mrd. €
<b>Mineralöle</b>		<b>Einheit</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>
Benzin	24.556.234	m <sup>3</sup>	16,0	2,8	0,7	
Gasöle (Diesel)	43.279.571	m <sup>3</sup>	20,3	5,8	1,6	
Heizöl leicht	19.606.808	m <sup>3</sup>	1,2	2,8	0,8	
Heizöl schwer	876.969	t	0,02	0,1	0,0	
<b>gesamt</b>			<b>37,5</b>	<b>11,5</b>	<b>3,1</b>	
<b>Erdgas</b>		<b>Einheit</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>
Erdgas Wärme	716.000.000	MWh <sub>HS</sub>		7,2	4,5	
Erdgas zur Stromerzeugung	110.000.000	MWh <sub>HS</sub>		1,0	2,2	
Erdgas als Kraftstoff	2.149.817	MWh <sub>HS</sub>		0,01	0,67	
<b>gesamt</b>			<b>4,5</b>	<b>8,2</b>	<b>7,4</b>	
<b>Flüssiggase</b>		<b>Einheit</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>
Flüssiggas	1.706.722	t		0,3	0,3	
LPG	241.113	t		0,02	0,03	
<b>gesamt</b>			<b>0,2</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	
<b>Kohle</b>		<b>Einheit</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>Mrd. €</b>
Steinkohle Wärme	748	PJ		3,5	1,4	
Steinkohle Stromerzeugung	1.030	PJ		4,6	2,3	
Braunkohle Wärme	144	PJ		0,8	0,0	
Braunkohle Stromerzeugung	1.432	PJ		8,0	4,0	
<b>gesamt</b>				<b>16,9</b>	<b>7,6</b>	
<b>Stromsteuer</b>			<b>6,6</b>			
<b>Steueraufkommen gesamt</b>			<b>46,2</b>	<b>83,1</b>	<b>64,7</b>	

Quelle: eigene Berechnungen<sup>132</sup><sup>132</sup> Versteuerte Menge 2015: Energiesteuerstatistik, 2017

Datengrundlage und Methodik

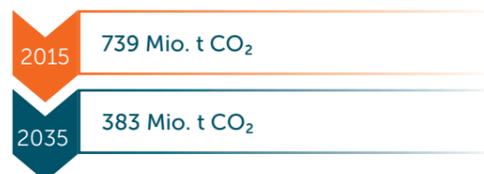
## Stromwirtschaft

### Steueraufkommen

### Vorgehensweise



- Versteuerte Menge Energieträger im Jahr 2015 = versteuerte Menge Energieträger im Jahr 2020
- Versteuerte Menge 2015 Quelle: Energiesteuerstatistik 2017
- Im Jahr 2035:
  - 10 % weniger Mineralöl -> Erdgas, EE-Erdgas und EE, LPG
  - Braunkohle Stromerzeugung -50 % -> Erdgas, EE-Erdgas und EE
  - Steinkohle Stromerzeugung -50 % -> Erdgas, EE-Erdgas und EE
  - Braunkohle Wärmeerzeugung -100 % -> Erdgas, EE-Erdgas und EE
  - Braunkohle Wärmeerzeugung -61 % -> Erdgas, EE-Erdgas und EE
  - CO<sub>2</sub> Reduktion -> SPC Prognose: in 2035 -48 % gegenüber 2015



## Literaturverzeichnis

50Hertz Energiewende Outlook 2035: [https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Netz/Netzentwicklung/Downloadbox%20Energiewende%20Outlook%202035%20\(engl\)/Presentation%20Media%20Interview.pdf?ver=2018-09-19-171418-670](https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Netz/Netzentwicklung/Downloadbox%20Energiewende%20Outlook%202035%20(engl)/Presentation%20Media%20Interview.pdf?ver=2018-09-19-171418-670)

AG Energiebilanz, Fraunhofer ISE, 2016: Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015, Fraunhofer Institute, 2016: [https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=isi\\_ageb\\_anwendungsbilanz\\_industrie\\_2016.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=isi_ageb_anwendungsbilanz_industrie_2016.pdf)

AG Energiebilanz, Fraunhofer ISE, 2017: Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2016, Fraunhofer Institute, 2017: [https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=isi\\_-\\_einzelbericht\\_industrie\\_2013\\_-\\_2016.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=isi_-_einzelbericht_industrie_2013_-_2016.pdf)

AG Energiebilanzen e. V., 2018: Bilanz 2016: [https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=bilanz16d.xls](https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=bilanz16d.xls)

Agora Energiewende, Aktuelle Stromdaten/Agorameter: <https://www.agora-energieende.de/service/aktuelle-stromdatenagorameter/chart/power-generation/21.08.2018/24.08.2018/>

Analyse der EEG-Umlage von 2010 bis 2018: Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Endbericht-Analyse-EEG-Umlage-2010-2018.pdf>

Bundesamt für Umwelt BAFU, 2017: Evaluation der Lenkungswirkung des Emissionshandelssystems: [https://www.efk.admin.ch/images/stories/efk\\_dokumente/publikationen/evaluationen/Evaluationen%20\(51\)/16393BE.pdf](https://www.efk.admin.ch/images/stories/efk_dokumente/publikationen/evaluationen/Evaluationen%20(51)/16393BE.pdf)

Bundesamt für Umwelt BAFU, 2019: Befreiung von der CO<sub>2</sub>-Abgabe nonEHS: Schritt für Schritt: <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fachinformationen/klimapolitik/co2-abgabe/befreiung-von-der-co2-abgabe-fuer-unternehmen/befreiung-von-der-co2-abgabe-nonEHS--schritt-fuer-schritt.html>

BDEW, 2018: Diskussionspapier Flex-Router-Konzept. Ein Impuls der Verteilnetzbetreiber der Projektgruppe DSO 2.0 im BDEW Berlin, 27. September 2018: [https://www.bdew.de/media/documents/Stn\\_20180927\\_DSO-Flex-Router-Impuls.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20180927_DSO-Flex-Router-Impuls.pdf)

BDEW, 2019: Strom Preis Analyse, Januar 2019: [https://www.bdew.de/media/documents/190723\\_BDEW-Strompreisanalyse\\_Juli-2019.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/190723_BDEW-Strompreisanalyse_Juli-2019.pdf)

BMUB, 2017: Die Reform des EU-Emissionshandels für die 4. Handelsperiode (2021–2030): [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Emissionshandel/eu-emissionshandel\\_reform\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Emissionshandel/eu-emissionshandel_reform_bf.pdf)

BMWi, 2018: Zahlen und Fakten. Energiedaten. Nationale und Internationale Entwicklung: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt.xls?\\_\\_blob=publicationFile&v=73](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt.xls?__blob=publicationFile&v=73)

Brunke, J. Chr. U., 2017: Energieeinsparpotenziale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland. Eine Analyse mit Hilfe von Energieeinsparkostenkurven: [https://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/9259/5/BRUNKE\\_ENERGIEEINSPARKOSTENKURVEN\\_209.pdf](https://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/9259/5/BRUNKE_ENERGIEEINSPARKOSTENKURVEN_209.pdf)

Bundesgesetz über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Gesetz), 2011: <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20091310/index.html>

BV Glas, 2016: Stellungnahme Klimaschutzplan 2050: [https://www.bvglas.de/media/Stellungnahme\\_Klimaschutzplan\\_2050.pdf](https://www.bvglas.de/media/Stellungnahme_Klimaschutzplan_2050.pdf)

CO<sub>2</sub>Abgabe e. V. (Hrsg.), 2017: Welchen Preis haben und brauchen Treibhausgase? Für mehr Klimaschutz, weniger Bürokratie und sozial gerechtere Energiepreise: [https://co2abgabe.de/wp-content/uploads/2017/06/Diskussionspapier\\_CO2-Abgabe\\_Stand\\_2017\\_06\\_18.pdf](https://co2abgabe.de/wp-content/uploads/2017/06/Diskussionspapier_CO2-Abgabe_Stand_2017_06_18.pdf)

Das Schweizer Parlament, 2017: <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefft?AffairId=20170071>

DEHSt, Greenhouse Gas Emissionen, 2016: [https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/EN/publications/2016\\_VET-Report.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/EN/publications/2016_VET-Report.pdf?__blob=publicationFile&v=4)

DEHSt, Leitfaden Teil 3c Juli 2017: [https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere\\_anlagen/2013-2020/Leitfaden-3c.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2013-2020/Leitfaden-3c.pdf?__blob=publicationFile&v=6)

DEHSt, Zuteilung 2013–2020: Ergebnisse der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen an Bestandsanlagen für die 3. Handelsperiode 2013–2020: [https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/Zuteilungsbericht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/Zuteilungsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

Dena, 2018: Leitstudie, integrierte Energiewende, Endbericht: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261\\_dena-Leitstudie\\_Integrierte\\_Energiewende\\_lang.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf)

Die Chemie. Dein Arbeitgeber, 2018: Standortfaktor Energie. Warum die Energiepreise der Chemie das Leben schwer machen: <https://www.chemie-arbeitgeber.de/standort/standortfaktor-energie/>

DIHK, 2017: Deutscher Industrie- und Handelskammertag: Stellungnahme Verbände EEG Finanzierung: [https://www.dihk.de/ressourcen/downloads/stellungnahme-verbaende-eeg-finanzierung/at\\_download/file?mdate=1510577021436](https://www.dihk.de/ressourcen/downloads/stellungnahme-verbaende-eeg-finanzierung/at_download/file?mdate=1510577021436)

DLR, 2017: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., Technologiebericht 2.2b. Dezentrale Kraftwerke: [https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7050/file/7050\\_Dezentrale\\_Kraftwerke.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7050/file/7050_Dezentrale_Kraftwerke.pdf)

Ecofys, 2018: Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem. Im Auftrag von DVGW: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201802-201657.pdf>

EEG, 2017: Anlage 4: [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/anlage\\_4.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/anlage_4.html)

EnEff: Industrie, Forschung für die energieeffiziente Industrie: <http://eneff-industrie.info/quickinfos/energieintensive-branchen/daten-zu-besonders-energiehungrigen-produktionsbereichen/>

Energate, 2017: <https://www.energata-messenger.de/news/177604/macron-setzt-co2-mindestpreis-auf-die-europaische-agenda>

Energiesteuerstatistik, 2018: [https://www.destatis.de/DE/Methoden/Qualitaet/Qualitaetsberichte/Steuern/energiesteuerstatistik.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.destatis.de/DE/Methoden/Qualitaet/Qualitaetsberichte/Steuern/energiesteuerstatistik.pdf?__blob=publicationFile&v=4)

enervis energy advisors GmbH/VZBV (Hrsg.), 2016: Optionen zur steuerlichen Finanzierung eines Energiewendefonds: [https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2017/03/28/langfassung\\_gutachten\\_steuerliche\\_optionen\\_finanzierung\\_energiewendefonds.pdf](https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2017/03/28/langfassung_gutachten_steuerliche_optionen_finanzierung_energiewendefonds.pdf)

EU, 2017: <http://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2017/11/22/reform-of-the-eu-emissions-trading-system-council-endorses-deal-with-european-parliament/pdf>

EUR-Lex, 1994: Die multilateralen Verhandlungen der Uruguay-Runde (1986–1994) – Anhang 1 – Anhang 1A – Übereinkommen über Subventionen und Ausgleichsmaßnahmen (WTO-GATT 1994): [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:21994A1223\(14\)&from=DE](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:21994A1223(14)&from=DE)

Fiedler, S., Freericks, Ch., FÖS (Hrsg.), 2016: Kurzanalyse für die Bundestagsfraktion B90/DIE GRÜNEN. Energiepreisentlastungen für die Eisen- und Stahlindustrie. Vergünstigungen und Befreiungen von Steuern und Abgaben auf Strom und CO<sub>2</sub>: <http://www.foes.de/pdf/2016-07-FOES-Kurzanalyse-Industrieausnahmen-Eisen-und-Stahlindustrie.pdf>

Finanzen.net, CO<sub>2</sub> European Emission Allowances: <https://www.finanzen.net/rohstoffe/co2-emissionsrechte>

Fleiter, T., Schlomann, B., Eichhammer, W., Fraunhofer ISI (Hrsg.), 2013: Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Fraunhofer Verlag. S. 300: [https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2013/Umweltforschungsplan\\_FKZ-370946130.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2013/Umweltforschungsplan_FKZ-370946130.pdf)

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH Ffe, 2018: CO<sub>2</sub>-Verminderung im Papiergewerbe: [https://www.ffegmbh.de/images/stories/veroeffentlichungen/720\\_Energiewende\\_in\\_der\\_Industrie/CO2\\_Verminderung\\_im\\_Papiergewerbe.pdf](https://www.ffegmbh.de/images/stories/veroeffentlichungen/720_Energiewende_in_der_Industrie/CO2_Verminderung_im_Papiergewerbe.pdf)

Fraunhofer ISE, 2018: Stromgestehungskosten. Erneuerbare Energien. März 2018: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018\\_ISE\\_Studie\\_Stromgestehungskosten\\_Erneuerbare\\_Energien.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf)

Fraunhofer ISE, Energy Charts: <https://www.energy-charts.de/>

GATT (General Agreement on Tariffs and Trade, dt. Allgemeines Zoll- und Handelsabkommen), 1994: <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilati on/19470239/200308120000/0.632.21.pdf>

GDA, 2017: Jahresbericht 2016: [http://www.aluinfo.de/files/\\_media/dokumente/Downloads/Jahresbericht/2017\\_GDA%20Jahresbericht.pdf](http://www.aluinfo.de/files/_media/dokumente/Downloads/Jahresbericht/2017_GDA%20Jahresbericht.pdf)

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017) Anlage 4 (zu den §§ 64, 103). Stromkosten- oder handelsintensive Branchen: [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/anlage\\_4.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/anlage_4.html)

Greenpeace. (2018). 2030 kohlefrei: [https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/2030\\_kohlefrei\\_fraunhofer\\_ise\\_greenpeace.pdf](https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/2030_kohlefrei_fraunhofer_ise_greenpeace.pdf)

Höhmann, Ingmar, Handelsblatt (Hrsg.), 2009: CO<sub>2</sub>-Ausstoss. Stahlbranche forscht fürs Klima: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/co2-ausstoss-stahlbranche-forscht-fuers-klima-seite-2/3269524-2.html>

Ifeu, Öko-Institute, Fraunhofer ISI und Hamburg Institut. (2017). Energie- und Klimaschutzziele 2030: [https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/170928\\_Endbericht\\_Energie-\\_und\\_Klimaschutzziele\\_2030.pdf](https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/170928_Endbericht_Energie-_und_Klimaschutzziele_2030.pdf)

IG BCE, Papier- und Zellstofferzeugung. Ein nachhaltiges Produkt: <https://www.igbce.de/arbeit/branchen/papier/papier/8966>

IHK Hannover, BHKW-Stromgestehungskostenrechner, 2016: [https://www.hannover.ihk.de/fileadmin/data/Dokumente/Themen/Energie/bhkw\\_rechner\\_01.xls](https://www.hannover.ihk.de/fileadmin/data/Dokumente/Themen/Energie/bhkw_rechner_01.xls)

International Energy Charter, 1994: DER VERTRAG ÜBER DIE ENERGIECHARTA und dazugehörige Dokumente: <https://energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Legal/ECT-de.pdf>

Kahl, H., Simmel, L., Stiftung Umweltenergierecht (Hrsg.), 2017: Europa- und verfassungsrechtliche Spielräume einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Deutschland. Oktober 2017: [http://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2017/10/stiftung\\_umweltenergierecht\\_wuestudien\\_06\\_co2\\_bepreisung.pdf](http://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2017/10/stiftung_umweltenergierecht_wuestudien_06_co2_bepreisung.pdf)

Kersting, S., Stratmann, K., Handelsblatt, 2018: Dax-30-Konzerne fordern einen CO<sub>2</sub>-Preis. Den Dax-Konzernen gehen die Pläne von Union und SPD beim Klima nicht weit genug. Sie befürworten die Einführung eines Preises für Kohlenstoffdioxid: [https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/klimaschutz-dax-30-konzerne-fordern-einen-co2-preis/20971104.html?nlayer=Newsticker\\_1985586](https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/klimaschutz-dax-30-konzerne-fordern-einen-co2-preis/20971104.html?nlayer=Newsticker_1985586)

Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Abschlussbericht (01.2019): [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaefigung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaefigung.pdf?__blob=publicationFile)

Kupfer, D., Karrer, T., Toussaint, A., 2017: Machbarkeitsstudie CO<sub>2</sub>-Abgabe: <https://co2abgabe.de/wp-content/uploads/2017/10/Machbarkeitsstudie-W2K-zur-CO2-Abgabe-September-2017.pdf>

Matschoss, P., Töpfer, K., IASS, 2015: Der EEG-Fonds. Ein ergänzender Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien. IASS Policy Brief 1/2015: [http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/eeg-fonds\\_digital.pdf](http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/eeg-fonds_digital.pdf)

Nader, N., Reichert, G., CEP, 2015: Erweitert den Emissionshandel! Effektive und effiziente Reduktion von Treibhausgasen im Straßenverkehr. ceplnput 05/2015: [https://www.cep.eu/Studien/ceplnput\\_ET5-Erweiterung/ceplnput\\_ET5-Erweiterung.pdf](https://www.cep.eu/Studien/ceplnput_ET5-Erweiterung/ceplnput_ET5-Erweiterung.pdf)

Netzentwicklungsplan Strom 2030. (2019): [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP\\_2030\\_V2019\\_1\\_Entwurf\\_Teil1\\_1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_1_Entwurf_Teil1_1.pdf)

OECD Schätzung vgl. BMWi, 2018: Faktenpapier „Global Forum on Steel Excess Capacity“ und Zahlen Weltstahlmarkt: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/F/faktenpapier-global-forum-on-steel-excess-capacity.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/F/faktenpapier-global-forum-on-steel-excess-capacity.pdf?__blob=publicationFile)

Öko-Institut, 2017: Wieviel kostet erneuerbarer Strom? Analyse der EEG-Umlage von 2010 bis 2018: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Endbericht-Analyse-EEG-Umlage-2010-2018.pdf>

Schaefer, T., IW Köln, 2017: Der Energiesoli – Alternative Finanzierungsmodelle für die Energiewende. IW policy paper 9/2017: [https://www.iwkoeln.de/fileadmin/publikationen/2017/345006/IW-policy-paper\\_2017\\_9\\_EEG\\_Finanzierung.pdf](https://www.iwkoeln.de/fileadmin/publikationen/2017/345006/IW-policy-paper_2017_9_EEG_Finanzierung.pdf)

Fournisseurs-Electricite: <https://www.fournisseurs-electricite.com/guides/prix/kwh-electricite/france#europe-professionnels>

Spiegel online: Preise für CO<sub>2</sub> – Dax-Konzerne dringen auf strengere Regeln beim Klimaschutz: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/klimaschutz-dax-konzerne-wohl-fuer-strenge-regeln-beim-klimaschutz-a-1194192.html>

Statista, 2019: Höhe der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Stromerzeugung in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2018 (in Millionen Tonnen): <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/38893/umfrage/co2-emissionen-durch-stromerzeugung-in-deutschland-seit-1990/>

- Stiftung 2 Grad, 2017: Große Teile der deutschen Wirtschaft wollen ambitionierten Klimaschutz im Koalitionsvertrag: [https://www.stiftung2grad.de/klimaschutz\\_koalitionsverhandlungen-3321](https://www.stiftung2grad.de/klimaschutz_koalitionsverhandlungen-3321)
- UBA, 2017: Umweltbundesamt, Kohlestrom: 50 Prozent weniger bis 2030 ist möglich – und nötig: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/kohlestrom-50-prozent-weniger-bis-2030-ist-moeglich>
- UBA (1), 2018: Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990–2016: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen>
- UBA (2), 2018: Umweltbundesamt, CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kilowattstunde Strom sinken weiter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-sinken>
- UBA (3), 2018: Umweltbundesamt Datenbank „Kraftwerke und Verbundnetze in Deutschland“ 2018: <https://www.umweltbundesamt.de/bild/kraftwerke-verbundnetze-in-deutschland>
- UBA (4), 2018: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommixes: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/5\\_abb\\_entw-spez-co2-emi\\_2018-06-06\\_0.png](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/5_abb_entw-spez-co2-emi_2018-06-06_0.png)
- VCI (1), 2018: Energiewende: Kostenbremse und alternative Finanzierung: <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/top-thema/argumente-positionen-energiewende-kostenbremse-und-alternative-finanzierung.pdf>
- VCI (2), 2018: Die chemisch-pharmazeutische Industrie in Deutschland. 12.2018 Bericht: <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/05-kapitel-energie-und-rohstoffeinsatz-2.xlsx>
- VCI (3), 2017: Chemiemärkte weltweit (Teil II), Die deutsche Chemie auf den weltweiten Märkten: <https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/chemiemaekrte-weltweit-deutsche-chemie-weltweit-folien-teil-2.pdf>
- VCI (4), 2018: Klimaschutz: Ausreichender Carbon-Leakage-Schutz beim Emissionshandel. 04.06.2018: <https://www.bayerische-chemieverbaende.de/wp-content/uploads/2017/03/argumente-positionen-klimaschutz-ausreichender-carbon-leakage-schutz-beim-emissionshandel-de.pdf>
- VCI (5), 2019: VCI-Quartalsbericht 1/2019 zur wirtschaftlichen Lage der Branche. Wenig Dynamik im Chemiegeschäft: <https://www.vci.de/die-branche/wirtschaftliche-lage/wenig-dynamik-im-chemiegeschaeft-bericht-vci-wirtschaftliche-lage-branche-1-quartal-2019.jsp>
- vdp, 2018: Verband Deutscher Papierfabriken: Kohleausstieg: Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie berücksichtigen – Strom muss bezahlbar, Versorgung sicher bleiben: <https://www.vdp-online.de/news-termine/pressemitteilungen-liste/pm-detail/article/kohleausstieg-wettbewerbsfaehigkeit-der-energieintensiven-industrie-beruecksichtigen-strom-muss-b.html>
- Wirtschaftsvereinigung Stahl Stahlinstitut VDEh, Daten zu besonders energiehungrigen Produktionsbereichen: <http://eneff-industrie.info/quickinfos/energieintensive-branchen/daten-zu-besonders-energiehungrigen-produktionsbereichen/>
- Wirtschaftsvereinigung Stahl Stahlinstitut VDEh, Energieeffizienz in der Stahlindustrie: <https://www.stahl-online.de/index.php/themen/energie-und-umwelt/energieeffizienz/>
- Wirtschaftsvereinigung Stahl Stahlinstitut VDEh, Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2014: [https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2013/12/Fakten\\_Stahlindustrie\\_2014-04\\_6.pdf](https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2013/12/Fakten_Stahlindustrie_2014-04_6.pdf)
- Wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestages, 2018: WTO-Konformität eines Grenzsteuerausgleichs bei nationalen Umwelt- und Klimaschutzmaßnahmen: <https://www.bundestag.de/resource/blob/550298/73381c7f00dc8c3e70bdbbb68a8e7673/wd-5-035-18-pdf-data.pdf>
- World Bank Group/Ecofys, 2017: State and Trends of Carbon Pricing 2017: [https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/28510/wb\\_report\\_171027.pdf](https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/28510/wb_report_171027.pdf)
- WWF. (2017). Zukunft Stromsystem Kohleausstieg 2035: [https://mobil.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF-Infografik\\_Zukunft\\_Stromsystem\\_-\\_Kohleausstieg\\_2035.pdf](https://mobil.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF-Infografik_Zukunft_Stromsystem_-_Kohleausstieg_2035.pdf)

Stiftung Arbeit und Umwelt  
der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie

Inselstraße 6  
10179 Berlin  
Telefon +49 30 2787 1325

Königsworther Platz 6  
30167 Hannover  
Telefon +49 511 7631 472

E-Mail: [arbeit-umwelt@igbce.de](mailto:arbeit-umwelt@igbce.de)  
Internet: [www.arbeit-umwelt.de](http://www.arbeit-umwelt.de)

