

DEUTSCHER BUNDESTAG  
Finanzausschuss  
18. Wahlperiode

Stadtgraben 9  
48143 Münster

Tel. +49 251 83-23022  
loeschel@uni-muenster.de

per Mail an [finanzausschuss@bundestag.de](mailto:finanzausschuss@bundestag.de)

Datum 11. Mai 2017

Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung zu dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung  
**„Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energie- und des Stromsteuergesetzes“**  
- BT-Drucksache 18/11493 -  
sowie zu dem zum Gesetzesentwurf gesondert eingebrachten Änderungsantrag der Fraktion DIE LINKE  
am 15. Mai 2017

Ausschussdrucksache 18(11)493

Diese schriftliche Stellungnahme zum Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromgesetzes setzt sich mit den Leitlinien für die Gestaltung von Entgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie auseinander. Der Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromgesetzes wird explizit mit der Reduktion von Treibhausgasemissionen begründet. Die Fortführung der Steuerbegünstigung bei Erdgas wird damit begründet, dass wegen des geringeren Marktanteils und schlechterer Tankstelleninfrastruktur gegenüber Flüssiggas zurzeit noch ein größerer Förderbedarf besteht. Im Folgenden werden ausgehend von dieser Diskussion die Schwächen des aktuellen Energiewende-Instrumentenmixes aufgezeigt und ein kohärenter, ökonomisch sinnvoller Ansatz zur Erreichung der Zielsetzungen des Gesetzes bzw. der Ziele der Energiewende skizziert. Dieser Vorschlag basiert auf einer umfassenden CO<sub>2</sub>-Bepreisung und komplementären Instrumenten zur Adressierung anderer Zielsetzungen. Hierbei ist Zielsetzung und Umfang der verschiedenen Instrumente zu klären: Es ist nicht unmittelbar klar, welche Sektoren gegenwärtig mit welchen CO<sub>2</sub>-Preisen konfrontiert sind. Es bedarf also, in einem ersten Schritt, eines umfassenden Bewertungsmaßstabs, mit dem die theoretische Forderung eines über alle Sektoren möglichst einheitlichen CO<sub>2</sub>-Preissignales in der Praxis nachgehalten werden kann. Es zeigt sich, dass eine große Heterogenität in der CO<sub>2</sub>-Bepreisung zwischen den Sektoren und innerhalb der Sektoren in Deutschland besteht. Es wird auch deutlich, dass andere Zielsetzungen jenseits des Klimaschutzes viel besser als bisher spezifiziert und die entsprechenden Instrumente und ihre Implementierung überprüft werden sollten. Auch international gibt es eine große Heterogenität auch zwischen Ländern für einzelne Sektoren. Dabei hat der Verkehrssektor über alle europäischen Länder hinweg die höchsten effektiven CO<sub>2</sub>-Preise unter den Sektoren. Deutschland zeigt hinsichtlich der restlichen Sektoren generell höhere effektive CO<sub>2</sub>-Preise als etwa Frankreich und das Vereinigte Königreich. Eine systematische Analyse der totalen CO<sub>2</sub>-Preise ist auch im internationalen Kontext erforderlich. Die Analyse dürfte einen großen Spielraum für die Überprüfung und ggf. Abschaffung von komplexen Förder- und Anreizmechanismen im Falle der Einführung des neuen Leitinstrumentes der Energiewende eröffnen.

Prof. Dr. Andreas Löschel, Universität Münster und University of Oxford  
11. Mai 2017

Diese Stellungnahme basiert auf gemeinsamer Arbeit von  
Prof. Dr. Andreas Löschel, Universität Münster und University of Oxford  
Prof. Dr. Cameron Hepburn, University of Oxford  
Oliver Kaltenecker, Universität Münster  
Dr. Linus Mattauch, University of Oxford

## I Stand der Energiewende

Diese schriftliche Stellungnahme zum Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromgesetzes setzt sich mit den Leitlinien für die Gestaltung von Entgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie auseinander. Der Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromgesetzes wird explizit mit der Reduktion von Treibhausgasemissionen begründet. Die Fortführung der Steuerbegünstigung bei Erdgas wird damit begründet, dass wegen des geringeren Marktanteils und schlechterer Tankstelleninfrastruktur gegenüber Flüssiggas zurzeit noch ein größerer Förderbedarf besteht. Im Folgenden werden ausgehend von dieser Diskussion die Schwächen des aktuellen Energiewende-Instrumentenmixes aufgezeigt und ein kohärenter, ökonomisch sinnvoller Ansatz zur Erreichung der Zielsetzungen des Gesetzes bzw. der Ziele der Energiewende skizziert. Dieser Vorschlag basiert auf einer umfassenden CO<sub>2</sub>-Bepreisung und komplementären Instrumenten zur Adressierung anderer Zielsetzungen.

Die Begrenzung des Klimawandels ist nicht nur eines der Oberziele der deutschen Energiewende. Auf globaler Ebene wurde in Artikel 2 des inzwischen auch von Deutschland ratifizierten Pariser Abkommens vereinbart, dass „der Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur deutlich unter 2°C über dem vorindustriellen Niveau gehalten wird und Anstrengungen unternommen werden, um den Temperaturanstieg auf 1,5°C über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen“ (UNFCCC 2015). Die Europäische Union verpflichtete sich im Pariser Abkommen zu einer gemeinsamen Reduktion ihrer Treibhausgase um (mindestens) 40 % bis 2030 gegenüber dem Niveau von 1990.

Auf nationaler Ebene legt die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept vom 28. September 2010 eine Minderung der gesamten Treibhausgase bis 2020 um 40 % und bis 2030 um 55 % gegenüber 1990 als Ziel fest (BMW/BMU 2010). Die Zielsetzung ist aus der aktuellen Perspektive sehr ambitioniert. Zwar konnten die Emissionen bis 2015 im Vergleich zu 1990 mit rund 27 % bereits erheblich vermindert werden. Die Treibhausgasemissionen sind in den vergangenen sieben Jahren – also seit 2009 – jedoch mehr oder weniger stagniert. Um die Lücke bis zum Zielwert für 2020 zu schließen, müsste es für die vier Jahre von 2017 bis 2020 zu einer jährlichen Reduktion um knapp 40 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente kommen. Vergleicht man dies mit Vergangenheitswerten, so muss sich das Tempo der Emissionsminderung gegenüber der Periode von 1990 bis 2015 (-1,3%/Jahr) etwa verdreifachen, gegenüber der Periode von 2005 bis 2015 wäre es sogar eine Vervielfachung.

Diese Bestandsaufnahme führt die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ in ihrer Stellungnahme zum

Monitoring-Bericht der Bundesregierung vom Dezember 2016 zu der Einschätzung, dass die Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 als ein zentrales politisches Ziel des Energiekonzepts der Bundesregierung mit großer Wahrscheinlichkeit verfehlt werden dürfte (Löschel et al. 2016).<sup>1</sup> Langfristig werden die Herausforderungen sogar noch größer: Bis 2050 sehen sowohl die europäischen Ziele als auch das deutsche Energiekonzept vor, eine Reduktion der gemeinschaftlichen bzw. deutschen Emissionen in einer Spannweite zwischen 80 % und 95 % gegenüber 1990 zu erreichen.

## II CO<sub>2</sub>-Bepreisung und Herausforderungen an den Instrumentenmix

Deutschland versucht mit einer Vielzahl von komplexen Fördermechanismen bzw. Instrumenten die Klimaschutzziele zu erreichen. Diese sind aber häufig kleinteilig, kurzfristig und nicht miteinander integriert ausgestaltet. Dies erschwert die Erreichung der Klimaziele und macht sie ohne weitere Maßnahmen unwahrscheinlich. In einigen Bereichen gibt es Hinweise, dass die Effizienz in der Umsetzung erheblich gesteigert werden kann und folglich die Kosten zur Erreichung der Energiewendeziele gesenkt werden können. Dies ist letztendlich auch für die Akzeptanz in der Bevölkerung wichtig. Insbesondere ist das heutige Anreizsystem nicht mit der Idee der Sektorkopplung vereinbar, die gerade für die Klimaschutzziele in der mittleren bis langen Frist eine wichtige Rolle spielt. Der aktuelle Instrumentenmix ist folglich an die Herausforderungen der deutschen Energiewende anzupassen. Die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ diskutiert in diesem Kontext nicht nur die Frage der Instrumente zur Erreichung der klimapolitischen Ziele, sondern auch die Weiterentwicklung der Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien und der Netzentgelte (Löschel et al. 2016). In diesem Zusammenhang ist der Entwurf zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromgesetzes zu betrachten.

Die ökonomische Theorie kennt eine recht einfache Regel für eine kosteneffiziente Klimapolitik, die Klimaschutzziele zu möglichst geringen Kosten erreicht. Geht es ausschließlich um die Reduzierung von Treibhausgasemissionen, so genügt allein ein umfassender Emissionshandel oder eine umfassende CO<sub>2</sub>-Abgabe auf alle fossilen Energieträger zur Erreichung der Vermeidungsziele unter gegebenen technischen Rahmenbedingungen. Alle CO<sub>2</sub>-Emissionen werden dann mit einem einheitlichen Preis belastet und dies führt in der Folge zu verschiedenen möglichen Vermeidungsreaktionen in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr – etwa zu einer vermehrten Nutzung erneuerbarer Energien oder zur Steigerung der Energieeffizienz. Eine einheitliche CO<sub>2</sub>-Bepreisung für alle Wirtschaftsakteure wäre aus klimapolitischer Sicht ein sinnvolles Leitinstrument

Instrumentenmixes finden sich in den Stellungnahmen der Expertenkommission. Diese hier vorgelegte Stellungnahme gibt ausschließlich meine persönliche Meinung wieder.

<sup>1</sup> Seit 2011 leite ich diese Kommission aus unabhängigen Energieexperten, die von der Bundesregierung berufen wurde. Grundsätzliche Überlegungen zu den hier beschriebenen Fragen und zur Ausgestaltung des

der Energiewende. Diese kann als CO<sub>2</sub>-Steuer oder im Rahmen eines Emissionshandelssystems umgesetzt werden, mit ihren jeweiligen Vor- und Nachteilen (vgl. Goulder und Schein 2013, Keohane 2009).

So kann zumindest teilweise das bestehende komplexe Anreizsystem durch einen umfassenden, aber schlankeren, weil zielgerichteten Preismechanismus ersetzt werden, der einen stabilen und langfristigen Rahmen für die Transformation des Energiesystems setzt. Andere Maßnahmen könnten und sollten im Gegenzug schrittweise abgebaut werden. Die Einführung einer allgemeinen CO<sub>2</sub>-Bepreisung würde aber nicht zwingend den Wegfall aller Maßnahmen im Kontext der Energiewende mit sich bringen: Komplementäre Elemente sind weiterhin geboten, um abseits der Treibhausgasemissionen weitere Marktunvollkommenheiten zu adressieren. Die ergänzenden Instrumente sind auf die Marktversagen etwa im Gebäudebereich, im Verkehr oder bei den Erneuerbaren zuzuschneiden. Beispiele sind hierfür Wissens-Spill-overs bei der Entwicklung innovativer Technologien, Finanzierungsrestriktionen, Pfadabhängigkeiten, begrenzte oder asymmetrische Informationen, Lock-ins, begrenzte Rationalität usw. In diesen Fällen können zusätzliche Instrumente durchaus ökonomisch sinnvoll sein. Allgemein gilt für die Erreichung von wirtschaftspolitischen Zielen, dass mindestens so viele eigene Instrumente wie Ziele benötigt werden (Tinbergen-Regel). Mehrere Ziele mit einem Instrument zu erreichen, ist nach dieser Regel nicht zu empfehlen, ebenso wenig die Verwendung mehrerer Instrumente zur Erreichung eines einzelnen Ziels.

Neben der Korrektur von Marktunvollkommenheiten ist natürlich auch die Erzielung eines bestimmten Steueraufkommens ein wichtiges Ziel der Besteuerung. Das ist auch bei dem hier diskutierten Energiesteuer- und Stromgesetz der Fall. An dieser Stelle kommt es nun zu einem Spannungsverhältnis mit der Maxime einheitlicher CO<sub>2</sub>-Preise: Die Theorie optimaler Besteuerung legt nahe, Steuersätze (also die Bepreisung) einzelner Güter so zu differenzieren, dass der Steuersatz umso kleiner ist, je empfindlicher die Nachfrage auf Preisänderungen reagiert.<sup>2</sup> Auf diese Weise werden Ausweichreaktionen klein gehalten und Wohlfahrt maximiert.

Überlegungen zur Einführung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung als Leitinstrument der Energiewende müssen diese weiteren Abwägungen im Detail adressieren und dürfen weder die Interaktionen mit anderen Maßnahmen der Energiewende noch die Einnahmenseite bzw. den budgetären Rahmen außer Acht lassen (Edenhofer et al. 2015).

### III Steuerbegünstigung für Erdgas als Beispiel

Die Diskussionen zur Änderung des Energiesteuergesetzes zeigen exemplarisch die Schwächen des aktuellen Energiewende-Instrumentenmixes. Die Steuerbegünstigung für

Erdgas (Compressed Natural Gas CNG/Liquefied Natural Gas LNG) läuft Ende des Jahres 2018 aus. Der Entwurf sieht nun vor, die Begünstigung für CNG/LNG bis Ende 2026 zu verlängern, wobei sie sich ab 2024 sukzessive verringert. Nicht verlängert wird hingegen die Steuerbegünstigung bei Flüssiggas (Liquefied Petroleum Gas, LPG, oder sogenanntes Autogas).

Konkret soll entsprechend § 2 Absatz 2 EnergieStG die Steuer betragen:

- „1. für 1 Megawattstunde Erdgas und 1 Megawattstunde gasförmige Kohlenwasserstoffe
  - a) bis zum 31. Dezember 2023 13,90 Euro,
  - b) vom 1. Januar 2024 bis zum 31. Dezember 2024 18,38 Euro,
  - c) vom 1. Januar 2025 bis zum 31. Dezember 2025 22,85 Euro,
  - d) vom 1. Januar 2026 bis zum 31. Dezember 2026 27,33 Euro;
2. für 1 000 kg Flüssiggase unvermischt mit anderen Energieerzeugnissen bis zum 31. Dezember 2018 180,32 Euro.“

Gegeben den vorherigen Überlegungen wird klar, dass die Steuer aus Klimaschutzperspektive einheitlich und zwar auf CO<sub>2</sub>-Basis ausgestaltet werden sollte. Eine Steuer sollte auch nicht etwa am Energieverbrauch festgemacht werden. So wird sichergestellt, dass tatsächlich das schädigende Verhalten bepreist wird („Verursacherprinzip“). Das aktuelle Fördersystem ist zu kleingliedrig ausgestaltet, mit unterschiedlichen Regelungen in unterschiedlichen Jahren und für unterschiedliche Energieträger. Eine direkte Orientierung an der ursächlichen Größe des Klimawandels, den Treibhausgasemissionen, erfolgt nicht. Es wird keine Perspektive bezüglich der CO<sub>2</sub>-Bepreisung in anderen Sektoren gegeben, dabei sollte doch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung über alle Sektoren und Energieträger hinweg in gleicher Höhe stattfinden. Dies ist scheinbar nicht vorgesehen. Auch fehlt eine Orientierung an der langfristigen Zeitachse der Energiewende, die Zielsetzungen bis 2030 oder sogar bis 2050 berücksichtigt.

Marktbasierte (Preis-)Instrumente stellen effektive Mechanismen der CO<sub>2</sub>-Reduktion dar. Sie erhöhen den Preis für fossile Energien und senken somit die Nachfrage nach diesen Energieformen (Arlinghaus 2015, Martin et al. 2016). Statt schädliches Verhalten einheitlich mit einem Preis zu belegen, wird hier aber eine Steuerbegünstigung festgeschrieben. Dies entspricht einer Absenkung des Preissignals auf CO<sub>2</sub>-Emissionen, was wie dargestellt ineffizient ist.

Die Fortführung der Steuerbegünstigung bei Erdgas wird damit begründet, dass wegen des geringeren Marktanteils und schlechterer Tankstelleninfrastruktur gegenüber Flüssiggas zurzeit noch ein größerer Förderbedarf besteht. Grundsätzlich kann –

<sup>2</sup> Nach der sogenannten Ramsey-Regel sind die Steuersätze invers proportional zur Preiselastizität der Nachfrage.

wie oben ausgeführt – das Vorhandensein eines Marktversagens den Einsatz eines ergänzenden Instruments sinnvoll machen. In diesem Fall könnte dies die vorgebrachte Netzwerkektionalität betreffen. In der Tat kann die Nichtberücksichtigung von Netzwerkeffekten zu Pfadabhängigkeiten und Lock-ins durch fehlende Infrastruktur führen, die unerwünschte Wohlfahrtswirkungen nach sich ziehen. Allerdings macht eine niedrigere Bepreisung (Steuerbegünstigung) den Klimaschutz teurer als notwendig. Entsprechend der Tinbergen-Regel sollte daher geprüft werden, ob das Infrastrukturproblem nicht direkt durch ein Instrument adressiert werden kann, etwa die Förderung der entsprechenden Tankstelleninfrastruktur. Dies dürfte die Effizienz des Instrumentenmixes steigern.

#### **IV Auf dem Weg zu einem einheitlichen CO<sub>2</sub>-Preissignal in Deutschland**

Der bevorzugte Ansatzpunkt für ein einheitliches CO<sub>2</sub>-Preissignal ist zunächst die globale Ebene oder zumindest die europäische Ebene, insbesondere das bereits existierende europäische Klimainstrument, der EU ETS. Dieser funktioniert gegeben seiner Rahmenbedingungen zur Erreichung der europäischen Klimaziele, kann aber bei Zertifikatepreisen, die seit Jahren auf einem Niveau von unter 10 €/t CO<sub>2</sub> verharren, die notwendigen Anreize zur Erreichung der deutschen Klimaziele nicht setzen. Europäischen Optionen zur Stärkung der Anreizwirkungen scheinen angesichts der notwendigen politischen Prozesse und Widerstände wenig wahrscheinlich.

Sollen die deutschen Klimaziele in der kurzen und mittleren Perspektive erreicht werden, sind zusätzliche rein nationale Preisanreize wohl unumgänglich – auch wenn ein europäisches Vorgehen kosteneffizienter wäre. Nationale Zusatzmechanismen wurden bislang in den Niederlanden, Großbritannien oder Frankreich implementiert bzw. erörtert. Großbritannien hat bereits im Jahr 2013 einen nationalen Mindestpreis für CO<sub>2</sub> eingeführt und den Kohleausstieg bis 2025 verkündet. Ein CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von augenblicklich £18/t CO<sub>2</sub> hat zu einem raschen und erheblichen Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen geführt (Zielpreis 2020 ist £30/t CO<sub>2</sub> in 2020). Frankreich wollte einen Mindestpreis von 30 €/t CO<sub>2</sub> erheben. Dies gilt es zu berücksichtigen. Im Falle nationaler zusätzlicher Anstrengungen muss zudem sichergestellt werden, dass die deutschen Minderemissionen möglichst nicht durch die Verwendung frei gewordener Zertifikate an anderer Stelle konterkariert werden. Dies könnte etwa durch Kauf und Stilllegung von Emissionsrechten durch die Bundesregierung erfolgen. Daneben sind bei der Implementierung alle emittierenden Sektoren, also Energieumwandlung (insbesondere Strom/Wärme), Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr und Haushalte zu betrachten.

Nationale Maßnahmen können unterschiedlich ausgestaltet sein, etwa als CO<sub>2</sub>-Zuschlag zur Energiesteuer oder als Mindestpreis für ETS-Zertifikate. In jedem Fall sollten sie möglichst einheitlich über alle Sektoren und Technologien wirken. Allerdings kommt es derzeit angesichts der

Vielzahl der bestehenden Fördermechanismen und Regulierungen zu ganz unterschiedlichen (und sich häufig gegenseitig überlagernden) CO<sub>2</sub>-Preissignalen in den verschiedenen Sektoren. Es ist nicht unmittelbar klar, welche Sektoren gegenwärtig mit welchen CO<sub>2</sub>-Preisen konfrontiert sind. Es bedarf also, in einem ersten Schritt, eines umfassenden Bewertungsmaßstabs, mit dem die theoretische Forderung eines über alle Sektoren möglichst einheitlichen CO<sub>2</sub>-Preissignales in der Praxis nachgehalten werden kann. Dazu müssen alle Preissignale systematisch erfasst werden. Grundsätzlich sind explizite oder implizite Preissignale zu unterscheiden (vgl. OECD 2013).

Explizite CO<sub>2</sub>-Preise sind direkt beobachtbar bzw. festgesetzt und reflektieren die Kosten der Emission einer Tonne CO<sub>2</sub>. Dies ist bei den marktbasierenden Instrumenten mit unmittelbarem CO<sub>2</sub>-Bezug (CO<sub>2</sub>-Emissionshandelssystem und CO<sub>2</sub>-Steuern) der Fall. Dagegen sind implizite CO<sub>2</sub>-Preise nicht direkt beobachtbar und reflektieren die Kosten der Vermeidung einer Tonne CO<sub>2</sub> aufgrund aller anderen Instrumente, die ebenfalls den CO<sub>2</sub>-Ausstoß reduzieren (Förderung erneuerbarer Energien, Standards etc.). Wegen ihrer Nicht-Beobachtbarkeit müssen implizite CO<sub>2</sub>-Preise geschätzt werden (z. B. über Modellsimulationen, vgl. unten). Als Summe von direkten und indirekten CO<sub>2</sub>-Preisen bilden die (sektoralen) totalen CO<sub>2</sub>-Preise einen umfassenden Bewertungsmaßstab dafür, wie stark unterschiedliche Sektoren mit Preisen für CO<sub>2</sub> belastet werden.

Steuerbelastungen entstehen im deutschen Verkehrs- und im Wärmesektor durch die Energiesteuer. Im Verkehrssektor fällt der Steuersatz für Benzin und Diesel mit 654,50 €/1.000 l bzw. 470,40 €/1.000 l relativ hoch aus (vgl. § 2 Absatz 1 Nr. 1 und Nr. 4 EnergieStG, jeweils geltend für einen Schwefelgehalt von höchstens 10 mg/kg). Umgerechnet mit dem CO<sub>2</sub>-Gehalt der jeweiligen Kraftstoffe ergeben sich CO<sub>2</sub>-Preise von 275,12 bzw. 177,37 €/t CO<sub>2</sub>. Im Vergleich dazu ist die Energiesteuerbelastung im Wärmemarkt gering. So ist Erdgas lediglich mit einem Steuersatz von 5,50 €/MWh belegt (§ 2 Absatz 3 Nr. 4 EnergieStG), dies entspricht einem CO<sub>2</sub>-Preis von 27,31 €/t CO<sub>2</sub>. Das im Wärmemarkt immer noch wichtige aber aus Klimasicht kritische Heizöl wird sogar noch niedriger besteuert, nämlich mit 25 €/1.000 kg (§ 2 Absatz 3 Nr. 2 EnergieStG) oder 7,89 €/t CO<sub>2</sub>. Im Stromsektor sind die Erzeuger – unter gewissen Voraussetzungen – von der Energiesteuer befreit (vgl. §§ 53, 53a und 53b EnergieStG). Der CO<sub>2</sub>-Preis der Stromerzeugung kann in diesen Fällen mit dem EU ETS-Zertifikatspreis gleichgesetzt werden, dieser betrug im Jahr 2015 7,68 €/t CO<sub>2</sub> (BDEW 2017). Neben diesem Betrag (sofern er an die Kunden vollständig weitergegeben wird) fällt auf Seiten des Stromverbrauchs die Stromsteuer an. Der Regelsteuersatz beträgt 2,05 ct/kWh (§ 3 StromStG), dies würde umgerechnet

38,32 €/t CO<sub>2</sub> entsprechen<sup>3</sup>, wenn das Ziel der Stromsteuer die Minderung der Treibhausgasemissionen wäre, was es wohl nicht ausschließlich ist. Werden noch die impliziten Belastungen aus EEG-Umlage und KWK-Zuschlag (für Haushaltskunden im Jahr 2015 in Höhe von 6,17 ct/kWh und 0,254 ct/kWh; BDEW 2017) hinzugerechnet (auch hier unter der Annahme, dass das EEG ein ausschließliches Instrument zum Klimaschutz ist), so ergibt sich ein Gesamt-CO<sub>2</sub>-Preis für den Stromverbrauch von ca. 166 €/t CO<sub>2</sub>. Das liegt fast auf dem Niveau der Bepreisung für Dieselkraftstoff im Verkehrssektor. Für weitere Berechnungen vgl. Agora Energiewende (2017).

Aus dieser Gegenüberstellung werden gleich mehrere Punkte deutlich. Erstens, augenscheinlich besteht eine große Heterogenität in der CO<sub>2</sub>-Bepreisung zwischen den Sektoren in Deutschland. Dies ist ökonomisch nicht sinnvoll und auch aus Sicht der angestrebten und richtigen Idee der Sektorkopplung kritisch zu beurteilen. Die Klimaschutzziele erfordern mittel- bis langfristig auch im Verkehrs- und Wärmesektor den verstärkten Einsatz von erneuerbaren Energien. Aus technischen, ökonomischen und nachhaltigkeitsbezogenen Gründen ist das Potential des direkten Einsatzes aber sehr begrenzt. Fällt die CO<sub>2</sub>-Bepreisung derart zulasten des Stroms aus, bleibt der Stromverbrauch im Wärme- und Transportsektor unattraktiv. Der Wettbewerb an den Sektorgrenzen ist gegenwärtig zugunsten der klimaschädlicheren Technologien verzerrt.

Zweitens, auch innerhalb der Sektoren kommt es zu Heterogenität. Das ist insbesondere im Stromsektor der Fall, in dem die CO<sub>2</sub>-Preisbelastung nach dieser Rechnung in der Erzeugung nur ca. ein Zwanzigstel der Belastung des Verbrauchs beträgt. Im Verkehrssektor ergibt sich Heterogenität durch die unterschiedliche Besteuerung von Energieträgern (siehe Benzin vs. Diesel). Ausnahmeregelungen, wie die vorgeschlagene Steuerbegünstigung im Entwurf zum EnergieStG, führen zu einer zusätzlichen ungleichen Behandlung von Emittenten innerhalb der Sektoren.

Drittens, das Belastungsniveau – zumindest abseits der Stromerzeugung und des Wärmesektors – ist hoch. Dies ist wohl darauf zurückzuführen, dass viele der Preisbestandteile für Energie nicht allein aus Klimaschutzgründen eingeführt wurden. Wie dargelegt ist vor diesem Hintergrund zu empfehlen, den klimaschutzbezogenen Anteil der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie zu identifizieren und eine Angleichung anzustreben. Die Vorschläge für das „richtige“ CO<sub>2</sub>-Preisniveau sind deutlich unter dem, was im Verkehrssektor oder beim Stromverbrauch gegenwärtig bezahlt wird – noch

einmal: gegeben der Annahme diese Preisbestandteile dienen dem Klimaschutz. Andere Zielsetzungen, wie etwa die Reduktion von lokalen Schadstoffen in der Luft, Infrastrukturfinanzierung, Gesundheitsvorteile durch Anreize für mehr nicht-motorisierten Verkehr und die Erzielung von Einnahmen, sollten besser als bisher spezifiziert werden und die entsprechenden Instrumente und ihre Implementierung überprüft werden.

## V CO<sub>2</sub>-Preise im internationalen Vergleich

Die expliziten und impliziten CO<sub>2</sub>-Preise unterscheiden sich augenblicklich sowohl im internationalen Vergleich als auch zwischen einzelnen Sektoren in Deutschland erheblich. Für einen internationalen Vergleich der expliziten CO<sub>2</sub>-Preise kann auf Berechnungen der OECD (2016) zurückgegriffen werden, die zur Beurteilung der Gesamtbelastung durch marktbasierende Instrumente, die sogenannte „effective carbon rate“ (kurz: ECR; deutsch etwa: effektiver CO<sub>2</sub>-Preis; in €/t CO<sub>2</sub>) vorschlagen. Die ECR ergibt sich aus der Summe<sup>4</sup> von CO<sub>2</sub>-Steuern<sup>5</sup>, CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten<sup>6</sup> und spezifischen Steuern des Energieverbrauchs<sup>7</sup>.

ECRs erlauben eine systematische komparative Analyse der kombinierten Preissignale verschiedener marktbasierter Instrumente. Mit Hilfe der ECRs nimmt die OECD (2016) einen Vergleich für 41 Länder und sechs Sektoren für das Berichtsjahr 2012 vor. Die Abbildung 1 zeigt für drei exemplarisch herausgegriffene europäische Länder, wie unterschiedlich die ECRs in den verschiedenen Ländern ausfallen.

Der Verkehrssektor zeigt über alle europäischen Länder hinweg die höchsten ECRs unter den Sektoren. Dies dürfte auch mit der Einnahmeerzielungsabsicht der Staaten verbunden sein. Da der Sektor nicht im EU ETS eingebunden ist, ergibt sich die Belastung rein aus Steuern. Die ECR in Deutschland beträgt nach Berechnungen der OECD 220 €/t CO<sub>2</sub>. Dieser ergibt sich aus dem gewichteten Mittel der oben genannten Steuersätze für Benzin und Diesel sowie den Steuervorschriften weiterer Kraftstoffe im Verkehr. Der Wert ist deutlich geringer als im Vereinigten Königreich, aber deutlich höher als in Frankreich (280 €/t CO<sub>2</sub> und 180 €/t CO<sub>2</sub>). Hinsichtlich der restlichen Sektoren zeigt Deutschland generell höhere ECRs als die beiden anderen Länder. Dies ist z. B. auch bei der Stromerzeugung der Fall, wo die Kombination aus EU ETS-Preissignal und Steuer-Preissignal zusammen auf eine ECR von 33 €/t CO<sub>2</sub> kommt. In den meisten europäischen Ländern, einschließlich Frankreich und dem Vereinigten Königreich, liegt der Wert darunter. Gleichzeitig finden sich in Europa

<sup>3</sup> Unterstellt wurde der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für den deutschen Strommix 2015 (UBA 2016).

<sup>4</sup> Da unterschiedliche Mehrwertsteuersätze ebenfalls die relativen Preise ändern, sollten diese im Prinzip ebenfalls berücksichtigt werden. Aufgrund von Datenproblemen sieht OECD (2016) jedoch davon ab. Auch Fördermaßnahmen für fossile Energie werden nicht betrachtet. Die spezifischen Steuern werden unabhängig von ihrer politischen Motivation oder Verwendungsabsicht berücksichtigt.

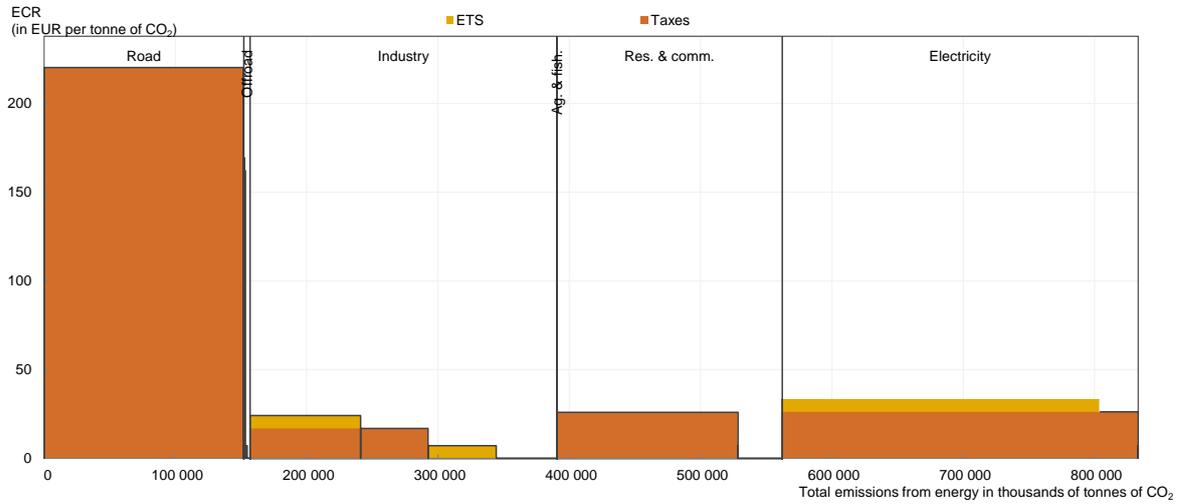
<sup>5</sup> Steuersatz richtet sich typischerweise nach dem CO<sub>2</sub>-Gehalt des Energieträgers.

<sup>6</sup> Unabhängig von der Allokationsmethode; als Opportunitätskosten der Emission einer zusätzlichen Einheit CO<sub>2</sub>.

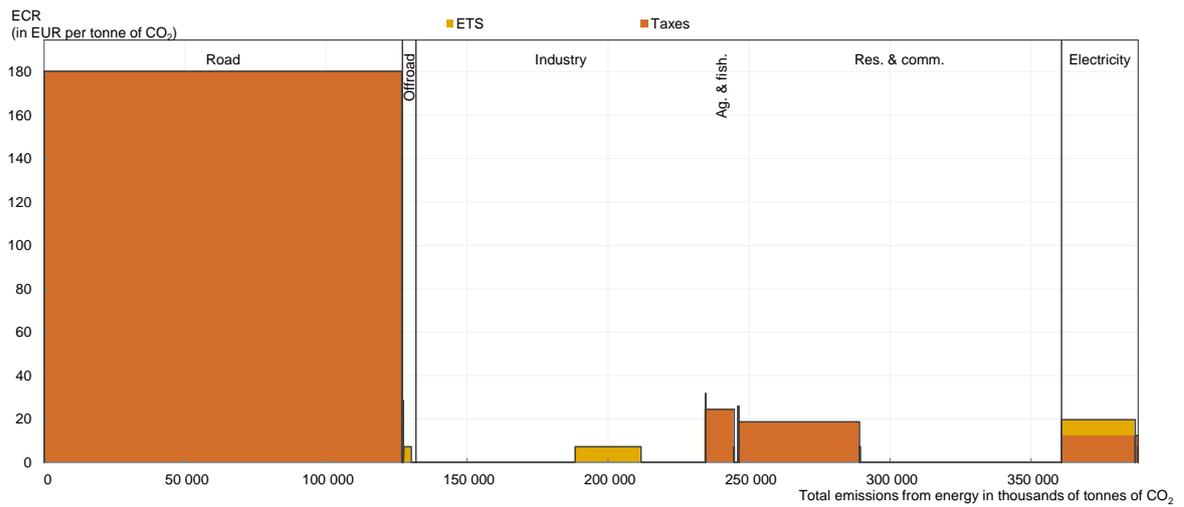
<sup>7</sup> Diese beziehen sich typischerweise auf physische Einheiten oder Energieeinheiten, wie im EnergieStG, können aber auf effektive Steuersätze entsprechend CO<sub>2</sub>-Gehalt umgestellt werden.

Abbildung 1: Durchschnittliche ECRs in Deutschland, Frankreich und im Vereinigten Königreich nach Sektoren

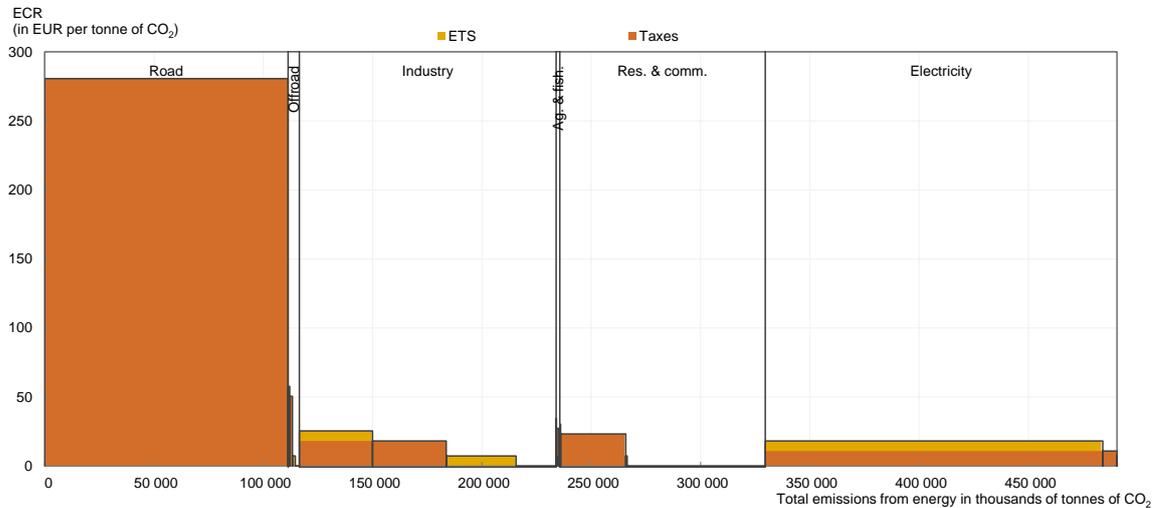
Deutschland



Frankreich



Vereinigtes Königreich



Quelle: Darstellung übernommen aus OECD (2016)

als in Deutschland, Beispiele sind die Niederlande (Stromerzeugung, Haushalte und Handel) oder Dänemark (Stromerzeugung). Aufgrund von Ausnahmetatbeständen zeigt der Industriesektor in Europa generell ein sehr heterogenes Bild.

Diese Betrachtung ist jedoch unvollständig, da keine Nicht-CO<sub>2</sub>-Preisinstrumente bzw. keine impliziten CO<sub>2</sub>-Preise berücksichtigt werden. Entsprechend den Berechnungen der OECD (2013) werden implizite CO<sub>2</sub>-Preise definiert als die Kosten eines Nicht-CO<sub>2</sub>-Preisinstrumentes dividiert durch die zurechenbaren vermiedenen Emissionen. Da sie nicht beobachtbar sind, müssen sie teils aufwändig geschätzt werden. Ein Beispiel dafür sind die impliziten CO<sub>2</sub>-Preise der Einspeisevergütung für Öko-Strom. Die Kosten des Instruments (Zähler) sind relativ einfach ermittelbar, nicht jedoch die durch erneuerbare Energien vermiedenen Emissionen (Nenner). Die zurechenbare Emissionsreduktion hängt von der verdrängten Erzeugung ab: wird ein altes Kohlkraftwerk ersetzt, werden mehr Emissionen vermieden als dies bei einem modernen Gaskraftwerk der Fall ist. Der verdrängte Erzeugungsmix ist dabei abhängig von Tageszeit, Temperatur etc. Nur eine detaillierte Modellierung kann alle diese Einflüsse adäquat berücksichtigen.

Ergebnisse der OECD (2013) für implizite CO<sub>2</sub>-Preise in ausgewählten Ländern zeigt Tabelle 1. Es ist augenscheinlich, dass implizite CO<sub>2</sub>-Preise eine beträchtliche Belastungswirkung haben, die in der Regel größer ist als die der expliziten CO<sub>2</sub>-Preise. In Deutschland kostet jede vermiedene Tonne CO<sub>2</sub> aufgrund der Einspeisevergütung für erneuerbare Stromerzeugung nach Berechnungen der OECD 95-115 €. In Frankreich liegen die Werte lediglich bei 34-

90 €/t CO<sub>2</sub>. Im Verkehrssektor liegen die impliziten CO<sub>2</sub>-Preise aufgrund von Biokraftstoffquoten sogar noch höher, nämlich bei 215 €/t CO<sub>2</sub> in Deutschland, 232 €/t CO<sub>2</sub> im Vereinigten Königreich und bis zu 465 €/t CO<sub>2</sub> in den USA. Nicht-Preis-Regulierungen im Verkehrsbereich verursachen also erhebliche implizite CO<sub>2</sub>-Kosten mit der Folge von großen Ineffizienzen. Paltsev et al. (2016) kommen bei der Betrachtung der Mehrkosten der Regulierung durch Pkw-Emissionsstandards im Verkehr zu dem Ergebnis, dass diese im Vergleich zu einem Emissionshandelssystem mit einheitlichen CO<sub>2</sub>-Preisen (bei gleicher Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen) zu EU-weiten Mehrkosten von 12 Mrd. € bis 2020 führen. Die impliziten CO<sub>2</sub>-Preise könnten hier mehr als 1.000 €/t CO<sub>2</sub> betragen. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist also darauf zu achten, dass hohe implizite CO<sub>2</sub>-Preise die Folge sowohl von ambitionierten Klimaschutzzielen als auch von ineffizient ausgestalteten Instrumenten sein können.

Abschließend sei bemerkt, dass totale CO<sub>2</sub>-Preise die im internationalen Kontext geführte Diskussion um gerechte Lastenverteilung informieren können. In diesem Zusammenhang geht es um die Vergleichbarkeit nationaler Anstrengungen bei der Reduktion von Treibhausgasen. Im Abkommen von Paris wurden national festgelegte Beiträge (Nationally Determined Contributions, NDCs) an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen übermittelt, welche die Klimaziele der einzelnen Staaten in den kommenden Jahren festschrieben. Die nationalen Reduktionsziele sind dabei je nach Land sehr unterschiedlich formuliert: mit 1990 vs. 2005 als Basisjahr für Reduktionsziele, mit Zielen bei

**Tabelle 1: Implizite CO<sub>2</sub>-Preise (€/t) in Deutschland und ausgewählten Ländern nach Sektoren**

Land / Sektor	Stromsektor		Verkehrssektor
	Einspeisevergütung	Andere	Biokraftstoffquoten <sup>1)</sup>
Deutschland	95-115	28-38 KWK-Zuschlag	215 Insgesamt, 307 Ethanol, 190 Biodiesel, 168 Pflanzenöl
Frankreich	34,3-90,0		
Vereinigtes Königreich	528-775 Photovoltaik, 131 Mikro-KWK, 110-161 Anaerobe Gärung, 110 Mikro-Bestandsanlagen, 16-635 Wind, 16-335 Wasserkraft		232 Insgesamt, 287 Ethanol, 211 Biodiesel
Vereinigte Staaten von Amerika			418-465
China	247-301 Jiangsu Photovoltaik, 40-50 Biomasse, 26-33 Wind	-12,4-7,6 Large Substitute for Small (LSS) Program, 50-93 Subvention für Photovoltaik in Gebäuden, 86-160 Golden Sun Demonstration Scheme	
Japan		100-165 Renewable Portfolio Standards	

1) Deutschland: zusammen mit Steuerbefreiungen; Vereinigtes Königreich: Renewable Transport Fuels Obligation; Vereinigte Staaten von Amerika: zusammen mit weiteren Instrumenten

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf OECD (2013)

Erneuerbaren vs. Energieeffizienz, mit Zielen gegenüber einem Business-As-Usual-Szenario vs. bestimmten Niveau in Basisjahr etc. Um hinsichtlich der nationalen Anstrengungen für den globalen Klimaschutz nicht „Apfel mit Birnen“ zu vergleichen, braucht es geeigneter Metriken. Die totalen CO<sub>2</sub>-Preise stellen dafür eine wichtige Größe dar (vgl. auch Aldy und Pizer 2016). Sie vermögen Umweltwirkungen (CO<sub>2</sub>-Emissionen) mit monetären Größen (insbesondere Kosten und Bruttoinlandsprodukt) zu verknüpfen.

## VI Die richtige Höhe des CO<sub>2</sub>-Preises

Bisher wurde noch keine Aussage darüber getroffen, wie hoch der CO<sub>2</sub>-Preis eigentlich sein sollte. Die volkswirtschaftliche Theorie gibt an, dass die optimale Korrektur einer Externalität durch eine Bepreisung in der Höhe der marginalen Schäden erfolgen sollte. Seit Jahrzehnten haben Ökonomen versucht, die sozialen Kosten des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes festzulegen, also die zusätzlichen Schäden, die durch die Emission einer zusätzlichen Tonne CO<sub>2</sub> verursacht werden. Diese werden übertragen in einen monetären Wert einer gleichwertigen Reduktion im Konsum. Dieser Kostensatz repräsentiert also gleichzeitig den Wert von vermiedenen Schäden aufgrund einer inkrementellen Reduktion an CO<sub>2</sub>-Emissionen: den gesellschaftlichen Nutzen einer CO<sub>2</sub>-Reduktion.

Die sozialen Kosten des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes sind ein umfassendes Maß für die Schäden des Klimawandels und berücksichtigen u. a. Produktivitätsänderungen in der Landwirtschaft, Auswirkungen auf die Gesundheit, Sachschäden durch vermehrte Überschwemmungen oder Veränderungen von Energiekosten aufgrund von veränderter Nutzung von Klimaanlagen oder Heizungen. Teilweise werden wegen fehlender Informationen denkbare Kostenkomponenten ausgespart oder sind mit entsprechenden Unsicherheiten verbunden.

In der Folge variieren die Schätzungen stark entsprechend der Modellstruktur und -annahmen, insbesondere auch ethischer Annahmen (Hepburn 2017). Eine zentrale Einflussgröße auf die Ergebnisse ist der Diskontierungssatz, da die Kosten auf ein bestimmtes Jahr abgezinst werden (vgl. auch unten). Konkrete Schätzungen für die sozialen Kosten variieren von 10 bis 1.000 €/t CO<sub>2</sub>. Die OECD (2016) verwendet in ihrer Studie zu ECRs eine konservative Schätzung der sozialen Kosten in Höhe von 30 €/t CO<sub>2</sub>. Das Umweltbundesamt schlägt in seiner Methodenkonvention einen Ansatz der Kosten in Höhe von 80 €<sub>2010</sub>/t CO<sub>2</sub> vor (UBA 2012). Die gegenwärtigen Kostensätze von ca. 30 bis 80 €/t CO<sub>2</sub> werden in der Zukunft ansteigen. Denn integrierte Bewertungsmodelle schätzen die Schäden durch die Emission einer Tonne CO<sub>2</sub> in einem bestimmten Jahr (z. B. 2010) und in den Folgejahren (z. B. bis 2300) und diskontieren die Schäden über die Zeit auf den Gegenwartswert in 2010 ab. Zwar werden die sozialen Kosten des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in 2030 oder 2050 durch die Tatsache gedämpft, dass weniger Jahre bis 2300 zur

Verfügung stehen als in 2010<sup>8</sup>, gleichzeitig werden die Kosten aber dadurch getrieben, dass Schäden zukünftiger Emissionen größer ausfallen, da die relevanten Systeme durch den Klimawandel stärker in Mitleidenschaft gezogen werden. Mit der Zeit nehmen auch die Kosten für die Vermeidungsoptionen immer mehr zu, da anfangs die günstigen Optionen realisiert werden. Entsprechend dieser Logik empfiehlt das Umweltbundesamt einen mittelfristigen Kostensatz für 2030 in Höhe von 145 €<sub>2010</sub>/t CO<sub>2</sub> und einen langfristigen Kostensatz für 2050 von 260 €<sub>2010</sub>/t CO<sub>2</sub> (UBA 2012). Diese Werte sind mit den klimaschutzbezogenen Entgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger zu vergleichen.

Angesichts der Unsicherheiten haben andere Forschungsansätze die Höhe von zielkonsistenten CO<sub>2</sub>-Preisen untersucht. Entsprechend könnten die für die Klimaziele der Bundesregierung nötigen CO<sub>2</sub>-Preise bestimmt werden. Einen Anhaltspunkt liefert der kürzlich veröffentlichte Projektionsbericht 2017 der Bundesregierung. Im Projektionsbericht werden Szenarien für die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland für den Zeitraum 2005 bis 2035 erarbeitet (BMUB 2017). Unterstellt wird ein ansteigender CO<sub>2</sub>-Zertifikate-Preis von 7,5 €/t im Jahr 2015 auf 15 €/t im Jahr 2020 und auf 33,5 €/t im Jahr 2030. Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario ergeben sich für das kurzfristige 2020-Ziel Treibhausgasemissionsreduktionen von -35,5 % gegenüber 1990. Im Szenario mit niedrigem Stromexportsaldo wird der CO<sub>2</sub>-Preis nur in Deutschland um 20 €/t CO<sub>2</sub> erhöht, was zu einer Minderung von -38,4 % gegenüber 1990 im Jahr 2020 führt. Ein zusätzliches CO<sub>2</sub>-Preissignal von 20 €/t CO<sub>2</sub> im Emissionshandel (also ein Preis von um die 35 €/t CO<sub>2</sub>) könnte die kurzfristigen Klimaziele fast erreichen.

Welche Konsequenzen ein bestimmter (gegenwärtiger) CO<sub>2</sub>-Preis für das energiewirtschaftliche System mit sich bringt, soll nachfolgend anhand von drei Vermeidungsoptionen dargestellt werden:

Auf der Erzeugerseite können veränderte CO<sub>2</sub>-Preise zu einem Brennstoffwechsel führen. Aus Klimasicht ist insbesondere der Wechsel zwischen Kohle- und Gaskraftwerken relevant, den Haupttreibern von CO<sub>2</sub>-Emissionen in der deutschen und europäischen Stromerzeugung. Beim sogenannten „fuel switching“ tauschen die genannten Kraftwerkstypen ihre Positionen in der Einsatzreihenfolge auf dem Strommarkt aufgrund der Veränderung ihrer Grenzkosten. Neben den uns interessierenden CO<sub>2</sub>-Kosten hängt der Wechsel natürlich auch von weiteren Faktoren wie Brennstoffkosten oder Wirkungsgraden ab (Bertrand 2014). Bei einem unterstellten Wirkungsgrad von 40 % eines Kohlekraftwerks bzw. 50 % eines Gaskraftwerks sowie unterstellten Brennstoffpreisen von 8 €/MWh für Kohle und 25 €/MWh für Gas ergibt sich ein Brennstoffwechsel bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 29 €/t.

<sup>8</sup> Sofern ein fixes Endjahr gewählt wird.

Die Einführung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung wäre auch für den Wärmemarkt relevant. Spürbare CO<sub>2</sub>-Preise reizen Wohnungs- und Hauseigentümer dazu an, die Heizkosten zu senken. Bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 100 €/t CO<sub>2</sub> ergäben sich bei einem Einfamilienhaus mit Öl-Standardheizkessel jährliche CO<sub>2</sub>-Kosten von z. B. 990 €/a.<sup>9</sup> Heizungssysteme mit niedrigeren CO<sub>2</sub>-Emissionen (beispielsweise basierend auf moderner Gas-Brennwerttechnik oder vollständig auf Erneuerbaren) könnten einen CO<sub>2</sub>-Kostenvorteil von 50 % oder mehr realisieren. Die Investition in ein anderes Heizungssystem könnte sich damit lohnen.

Im Verkehrssektor können Emissionsreduktionen u. a. durch Elektrifizierung erreicht werden. Wie stark in diesem Fall die Emissionen reduziert werden können, hängt von dem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung ab. Generell sind die Vermeidungskosten im Verkehrsbereich relativ hoch. Dies gilt auch für den Einsatz von Hybriden bzw. von reinen Elektroautos, deren Vermeidungskosten bei mehreren hundert €/t CO<sub>2</sub> liegen. Selbst bei Vorliegen so hoher CO<sub>2</sub>-Preise, können diese Vermeidungsoptionen außerdem nur dann realisiert werden, wenn die erforderliche Infrastruktur existiert (Crist 2012, van Vliet et al. 2011, Paltsev et al. 2016). Im Bereich der Mobilität agieren Verbraucher sehr wenig preiselastisch. Eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Verkehrssektor dürfte daher in mittlerer Sicht nur geringe Lenkungswirkung haben, auf lange Sicht aber eine zunehmende Bedeutung spielen.

Wie sind die budgetären Wirkungen des CO<sub>2</sub>-Preises von 30 €/t CO<sub>2</sub> zu beurteilen? Aktuell führt die Energiesteuer zu Steuereinnahmen öffentlicher Haushalte in Höhe von 39,8 Mrd. € (2014). Hinzu treten 6,6 Mrd. € aus der Stromsteuer (Destatis 2015). Ein CO<sub>2</sub>-Preis von 30 €/t würde, bei angenommen gleichbleibendem Energieverbrauch und bei Berücksichtigung der bedeutsamsten Energieträger des Energiesteuergesetzes, zu Einnahmen in Höhe von ca. 21 Mrd. € führen (vgl. Tabelle 2). In der Realität werden sie niedriger ausfallen wegen der Anpassungsreaktionen in der Wirtschaftsweise. Wie beschrieben sind adäquate mittel- bis langfristige CO<sub>2</sub>-Preise jedoch wesentlich höher und bereits heute sind (explizite und implizite)

CO<sub>2</sub>-Preise über 30 €/t häufig zu finden. Ein einheitlicher moderater CO<sub>2</sub>-Preis muss nicht grundsätzlich zu Steuermehrbelastungen führen, zukünftige ziel-konsistente CO<sub>2</sub>-Preise könnten jedoch zusätzliche Staatseinnahmen generieren. Es entsteht überdies aus Haushaltsperspektive ein großer Spielraum für die angeregte Prüfung und ggf. Abschaffung von komplexen Förder- und Anreizmechanismen im Falle der Einführung des neuen Leitinstrumentes der Energiewende. Wie mit den künftigen Einnahmen umgegangen werden sollte, wird neben weiteren Aspekten im folgenden Abschnitt diskutiert.

## VII Einnahmeverwendung, Wettbewerbsfähigkeit und soziale Gerechtigkeit

Die Einführung einer allgemeinen CO<sub>2</sub>-Bepreisung führt zu zusätzlichen Einnahmen, die neue finanzielle Handlungsspielräume eröffnen. Im Einklang mit dem Vorschlag die CO<sub>2</sub>-Bepreisung als Leitinstrument der deutschen Energiewende zu etablieren, sollten die aktuell existierenden komplexen Instrumente auf den Prüfstand gestellt und abgebaut werden, sofern diese nicht durch andere Marktfriktionen jenseits des Klimaproblems gerechtfertigt werden können. Dies umfasst sowohl teure Fördersysteme (insbesondere die EEG-Umlage und das KWK-G mit Volumina von insgesamt über 24 Mrd. €), als auch Steuergegenstände, wie der Verbrauch von elektrischem Strom entsprechend StromStG (Volumen von ca. 6,6 Mrd. €), die aus Klima- bzw. auch aus Sektorkopplungs-Perspektive sub-optimale oder sogar gegenläufige Anreize setzen. Die Einführung einer umfassenden CO<sub>2</sub>-Bepreisung soll also in Summe nicht zu mehr Belastungen führen, sondern Industrie und Haushalte durch Effizienzgewinne aus dem Abbau komplexer Instrumente umfangreich entlasten.

Mit Blick auf die deutsche Industrie erlaubt die allgemeine CO<sub>2</sub>-Bepreisung grundsätzlich auch Aspekte der internationalen Wettbewerbsfähigkeit zu berücksichtigen. Um die oben beschriebenen Prinzipien und deren Vorteile nicht zu konterkarieren, sollte dies nur punktuell und maßvoll geschehen. Derzeit werden im EU ETS besonders kritische Industrien durch kostenfreie Zuteilungen von Zertifikaten geschützt. Grundsätzlich schließt ein

Tabelle 2: Steuereinnahmen bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 30 €/t und unterstellt gleichbleibendem Energieverbrauch

Energieträger	Energieverbrauch <sup>1)</sup>	Emissionsfaktor	CO <sub>2</sub> Emissionen	CO <sub>2</sub> -Preis	Steuereinnahmen
	TJ	t CO <sub>2</sub> /TJ	t CO <sub>2</sub>	€/t CO <sub>2</sub>	Mio. €
	[1]	[2]	[3] = [1] x [2]	[4]	[5] = [3] x [4] / 1.000.000
Braunkohle	1.600.416	110,9	177.407.799	30,00	5.322
Steinkohle	1.708.196	93,6	159.818.793	30,00	4.795
Erdgas	2.531.802	55,9	141.618.752	30,00	4.249
Dieselmotortreibstoff	1.419.188	74,0	105.057.564	30,00	3.152
Ottomotortreibstoff	806.568	73,1	58.952.974	30,00	1.769
Heizöl leicht	735.334	74,0	54.429.423	30,00	1.633
Alle	8.801.504	79,2	697.285.306	30,00	20.919

1) Summe aus Umwandlungseinsatz und Endenergieverbrauch

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf der deutschen Energiebilanz 2014 der AG Energiebilanzen (2017)

<sup>9</sup> Unterstellte Jahresbrennstoffmenge 3.500 l x Brennwert 38,4 MJ/l x Emissionsfaktor 74 g CO<sub>2</sub>/MJ = 9,9 t CO<sub>2</sub>.

Mindestpreis im EU ETS oder auch eine CO<sub>2</sub>-Steuer eine Sonderbehandlung von energie- bzw. CO<sub>2</sub>-intensiven Industrien nicht aus. Zwar gibt es derzeit keine Evidenz für negative Auswirkungen etwa des EU ETS auf Umsätze, Produktion, Exporte oder Beschäftigte der regulierten Unternehmen (Petrick und Wagner 2014), dies kann sich aber mit substantiell höheren CO<sub>2</sub>-Preisen in der Zukunft ändern – auch wenn dies umso unwahrscheinlicher wird, je mehr Länder einen CO<sub>2</sub>-Preis auf ähnlichem Niveau einführen. Ein graduelles Einführen eines CO<sub>2</sub>-Preises, bestenfalls in einem koordinierten europäischen Vorgehen, erscheint aus dieser Sicht am erfolgversprechendsten.

Hinsichtlich der privaten Haushalte ist zu betonen, dass eine allgemeine CO<sub>2</sub>-Bepreisung so ausgestaltet werden kann, dass auch die soziale Gerechtigkeit in der Bevölkerung gewahrt bleibt. Bedenken, dass eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung regressiv wirken könnte, ergeben sich aus der empirischen Evidenz, dass Haushalte mit geringem Einkommen prozentual einen höheren Anteil ihres Einkommens für CO<sub>2</sub>-intensive Güter aufwenden. Forschungsergebnisse zeigen jedoch auch, dass die soziale Gerechtigkeit bei entsprechender Ausgestaltung nicht beeinträchtigt sein muss, wenn z. B. im Falle einer CO<sub>2</sub>-Steuer dafür etwa die Einkommenssteuer gesenkt wird (Klenert et al. 2016). Eine andere Möglichkeit wäre, allen Bürgern einen Pauschalbetrag zukommen zu lassen, wie in der Schweiz bereits praktiziert. Dort werden zwei Drittel der Einnahmen aus einer CO<sub>2</sub>-Abgabe verbrauchsunabhängig an die Bevölkerung zurückverteilt (Bundesamt für Umwelt 2017). Die Ausschüttung dieser „Klimadividende“ erfolgt dort über das Sozialversicherungssystem. Auch diese Ausgestaltung kann eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung progressiv wirken lassen (Klenert und Mattauch 2016). Darüber hinaus wird diese Form der Rückverteilung von der Bevölkerung als sehr fair wahrgenommen und kann aufgrund ihrer Einfachheit und bei hoher Sichtbarkeit die Akzeptanz einer CO<sub>2</sub>-Steuer stark erhöhen (Carattini et al. 2016). Ähnliches gilt für die Verwendung der Einnahmen aus dem Emissionshandel. Zudem könnte auch die Effizienz gesteigert werden, falls das Einkommenssteuersystem vorher suboptimal ausgestaltet war (Klenert et al. 2016).

## Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanzen (2017). Bilanz 2014. [http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=bilanz14d.xls](http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=bilanz14d.xls) (letzter Zugriff: 11.05.2017).
- Agora Energiewende (2017). Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. [https://www.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben\\_Umlagen/Agora\\_Abgaben\\_Umlagen\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf) (letzter Zugriff: 11.05.2017).
- Aldy, J.E., Pizer, W.A. (2016). Alternative Metrics for Comparing Domestic Climate Change Mitigation Efforts and the Emerging International Climate Policy Architecture. *Review of Environmental Economics and Policy*, 10(1), 3-24. <https://doi.org/10.1093/reep/rev013>.
- Arlinghaus, J. (2015). Impacts of Carbon Prices on Indicators of Competitiveness: A Review of Empirical Findings. *OECD Environment Working Papers*, No. 87. <http://dx.doi.org/10.1787/5js37p21grzq-en>.
- Bertrand, V. (2014). Carbon and Energy Prices under Uncertainty: A Theoretical Analysis of Fuel Switching with Heterogenous Power Plants. *Resource and Energy Economics*, 38, 198-220. <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2014.08.001>.
- BDEW (2017). BDEW-Strompreisanalyse Februar 2017 – Haushalte und Industrie. [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/9729C83961C37094C12580C9003438D3/\\$file/170216\\_BDEW\\_Strompreisanalyse\\_Februar2017.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/9729C83961C37094C12580C9003438D3/$file/170216_BDEW_Strompreisanalyse_Februar2017.pdf) (letzter Zugriff: 11.05.2017).
- BMUB (2017). Projektionsbericht 2017 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013. [http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14\\_lcds\\_pams\\_projections/projections/envwqc4\\_g/170426\\_PB\\_2017\\_-\\_final.pdf](http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envwqc4_g/170426_PB_2017_-_final.pdf) (letzter Zugriff: 09.05.2017).
- BMWi/BMU (2010). Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=3) (letzter Zugriff: 09.05.2017).
- Brauneis, A., Mestel, R., Palan, S. (2013). Inducing Low-Carbon Investment in the Electric Power Industry through a Price Floor for Emissions Trading. *Energy Policy*, 53, 190-204. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.10.048>.
- Bundesamt für Umwelt (2017). CO<sub>2</sub>-Abgabe. <https://www.bafu.admin.ch/co2-abgabe> (letzter Zugriff: 09.05.2017).
- Carattini, S., Baranzini, A., Thalmann, P., Varone, F., Vöhringer, F. (2016). Green Taxes in a Post-Paris World: Are Millions of Nays Inevitable? *Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment Working Paper*, No. 243. <https://infoscience.epfl.ch/record/220648/files/Working-Paper-243-Carattini-et-al.pdf> (letzter Zugriff: 09.05.2017).
- Crist, P. (2012). Electric Vehicles Revisited – Costs, Subsidies and Prospects. *International Transport Forum Discussion Papers*, No. 2012-O3. <https://doi.org/10.1787/2223439X>.
- Destatis (2015). Umweltnutzung und Wirtschaft. Tabellen zu den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen. Teil 5: Flächennutzung, Umweltschutzmaßnahmen. [https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/UmweltoekonomischeGesamtrechnungen/Querschnitt/UmweltnutzungundWirtschaftTabelle5850008157006Teil\\_5.xlsx?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/UmweltoekonomischeGesamtrechnungen/Querschnitt/UmweltnutzungundWirtschaftTabelle5850008157006Teil_5.xlsx?__blob=publicationFile) (letzter Zugriff: 11.05.2017).
- Edenhofer, O., Jakob, M., Creutzig, F., Flachsland, C., Fuss, S., Kowarsch, M., Lessmann, K., Mattauch, L., Siegmeier, J. (2015). Closing the Emission Price Gap. *Global Environmental Change*, 31, 132-143. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2015.01.003>.
- Goulder, L.H., Schein, A.R. (2013). Carbon Taxes Versus Cap and Trade: A Critical Review. *Climate Change Economics*, 4(3), 1-28. <http://www.jstor.org/stable/climchanecon.4.3.02>.
- Hepburn, C. (2017). Making Carbon Pricing a Priority. *Nature Climate Change* (angenommen).
- Keohane, N. (2009). Cap and Trade, Rehabilitated: Using Tradable Permits to Control U.S. Greenhouse Gases. *Review of Environmental Economics and Policy*, 3(1), 42-62. <https://doi.org/10.1093/reep/ren021>.
- Klenert, D., Mattauch, L. (2016). How to Make a Carbon Tax Reform Progressive: The Role of Subsistence Consumption. *Economics Letters*, 138, 100-103. <https://doi.org/10.1016/j.econlet.2015.11.019>.
- Klenert, D., Schwerhoff, G., Edenhofer, O., Mattauch, L. (2016). Environmental Taxation, Inequality and Engel's Law: The Double Dividend of Redistribution. *Environmental and Resource Economics*, 1-20. <http://doi.org/10.1007/s10640-016-0070-y>.

- Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., Ziesing, H.-J. (2016). Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Münster, Stuttgart. [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=7) (letzter Zugriff: 09.05.2017).
- Martin, R., Muûls, M., Wagner, U.J. (2016). The Impact of the European Union Emissions Trading Scheme on Regulated Firms: What Is the Evidence after Ten Years? *Review of Environmental Economics and Policy*, 10(1), 129-148. <https://doi.org/10.1093/reep/rev016>.
- OECD (2013). *Effective Carbon Prices*. OECD Publishing, Paris. <http://dx.doi.org/10.1787/9789264196964-en>.
- OECD (2016). *Effective Carbon Rates. Pricing CO<sub>2</sub> through Taxes and Emissions Trading Systems*. OECD Publishing, Paris. <http://dx.doi.org/10.1787/9789264260115-en>.
- Paltsev, S., Henry Chen, Y.-H., Karplus, V., Kishimoto, P., Reilly, J., Löschel, A., von Graevenitz, K., Koesler, S. (2016). Reducing CO<sub>2</sub> from Cars in the European Union. *Transportation*, 1-23. <http://dx.doi.org/10.1007/s11116-016-9741-3>.
- Petrick, S., Wagner, U.J. (2014). *The Impact of Carbon Trading on Industry: Evidence from German Manufacturing Firms*. Kiel Working Paper, No. 1912. Kiel Institute for the World Economy, Kiel. <https://www.ifw-members.ifw-kiel.de/publications/the-impact-of-carbon-trading-on-industry-evidence-from-german-manufacturing-firms/KWP%201912.pdf> (letzter Zugriff: 09.05.2017).
- UBA (2016). CLIMATE CHANGE 26/2016. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015. [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate\\_change\\_26\\_2016\\_entwicklung\\_der\\_spezifischen\\_kohlendioxid-emissionen\\_des\\_deutschen\\_strommix.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_26_2016_entwicklung_der_spezifischen_kohlendioxid-emissionen_des_deutschen_strommix.pdf) (letzter Zugriff: 11.05.2017).
- UBA (2012). Best-Practice-Kostensätze für Luftschadstoffe, Verkehr, Strom- und Wärmeerzeugung. Anhang B der „Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung der Umweltkosten“. [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba\\_methodenkonvention\\_2.0\\_-\\_anhang\\_b\\_0.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba_methodenkonvention_2.0_-_anhang_b_0.pdf) (letzter Zugriff: 09.05.2017).
- UNFCCC (2015). Paris Agreement. FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1. <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf> (letzter Zugriff: 09.05.2017).
- van Vliet, O., Sjoerd Brouwer, A., Kuramochi, T., van den Broek, M., Faaij, A. (2011). Energy Use, Cost and CO<sub>2</sub> Emissions of Electric Cars. *Journal of Power Sources*, 196(4), 2298-2310. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2010.09.119>.