

Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland

Internationale Vorbilder und Möglichkeiten für die Ergänzung des Emissionshandels

Kurzstudie im Auftrag der European Climate Foundation

AUTOREN

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.

Rupert Wronski, Swantje Kuchler
unter Mitarbeit von Helen Lückge, Kai Schlegelmilch und Karoline Duchene

Rechtsanwaltskanzlei Schnutenhaus & Kollegen

Iris Falke (Rechtsanwältin), Katharina Wandscher (Rechtsanwältin)

IMPRESSUM

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.

Schwedenstraße 15a

13357 Berlin

Tel +49 (0)30-7623991 - 30

Fax +49 (0)30-7623991 - 59

www.foes.de • foes@foes.de

und für das rechtliche Kapitel 5 in Zusammenarbeit mit der

Rechtsanwaltskanzlei Schnutenhaus & Kollegen

Drakestraße 49

12205 Berlin

Tel +49 (0)30-259296 - 30

Tel +49 (0)30-259296 - 40

info@schnutenhaus-kollegen.de • www.schnutenhaus-kollegen.de

Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland

INHALT	SEITE
Zusammenfassung der Ergebnisse.....	7
Summary of main findings	8
1 Fehlende Innovationsanreize durch das EU ETS.....	9
1.1 Status quo der Reformvorschläge zum EU ETS.....	10
1.2 Theoretische Überlegungen: CO ₂ -Mindestpreis als Ergänzung zum EU ETS	11
1.3 Kritik an nationalen CO ₂ -Mindestpreissystemen	13
2 Internationale Erfahrungen mit CO ₂ -Mindestpreisen	15
2.1 Großbritannien: Carbon Price Floor in der Stromerzeugung.....	15
2.2 Niederlande: Abschaffung der Energiesteuer ausnahmen in der Kohleverstromung	18
2.3 Vergleich der Länderbeispiele und Übertragbarkeit auf Deutschland	19
3 Überlegungen zur angemessenen Höhe eines CO ₂ -Mindestpreises.....	22
4 Ausgestaltungsoptionen eines CO ₂ -Mindestpreises in Deutschland.....	24
4.1 Option 1: CO ₂ -Steuer	24
4.2 Option 2: Steuer auf Zertifikate	26
4.3 Option 3: Energiesteuer mit CO ₂ -Komponente.....	26
4.4 Übersicht über die Optionen	29
5 Rechtliche Einschätzungen.....	31
5.1 Verfolgung von umwelt- und klimapolitischen Zielen durch ein Steuergesetz	31
5.2 Rechtliche Prüfung der einzelnen Ausgestaltungsoptionen für einen CO ₂ - Mindestpreis in Deutschland	32
5.2.1 Option 1: Besteuerung von CO ₂ -Emissionen	33
5.2.2 Option 2: Steuer auf den Verbrauch von Emissionszertifikaten	35
5.2.3 Option 3: Anpassung von bestehenden Steuerentlastungen bzw. Steuerbefreiungen im Rahmen des EnergieStG	36
5.3 Zusammenfassung.....	41
6 Schlussfolgerungen und Fazit.....	42
7 Literatur	44

Inhalt

In dieser Kurzstudie wird untersucht, inwiefern ein nationaler CO₂-Mindestpreis¹ in Deutschland das Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) sinnvoll ergänzen kann. Hintergründe der Fragestellung sind die auch in der dritten Handelsperiode deutlich gewordene geringe Anreizwirkung des EU ETS durch das volatile und dauerhaft niedrige Preissignal sowie die Unsicherheit über Reformen auf europäischer Ebene. Dabei wird die Ausgestaltung eines CO₂-Mindestpreises als komplementäres, nicht als konkurrierendes Instrument zum EU ETS untersucht.

Um die Diskussion einzubetten, wird zunächst eine theoretische Einordnung des Instruments CO₂-Mindestpreis vorgenommen. Anschließend werden unterschiedliche Modelle und Erfahrungen in Großbritannien und den Niederlanden überblicksartig miteinander verglichen. Darauf aufbauend wird unter Berücksichtigung rechtlicher Aspekte dargestellt, inwiefern das Instrument und die Erfahrungen anderer Länder grundsätzlich auf Deutschland übertragen werden können. Zu diesem Zweck werden drei verschiedene Ausgestaltungsoptionen vorgestellt und in Bezug auf die rechtliche Umsetzbarkeit, den Wirkungsbereich und das Aufkommenspotenzial verglichen.

¹ CO₂-Mindestpreise kursieren in der Literatur auch unter den Synonymen Carbon Price Floor (CPF) und Carbon Floor Price (CFP). Der Vollständigkeit halber müsste zudem eigentlich die Rede von einem CO_{2e}-Mindestpreis sein, um auch Emissionen anderer Treibhausgase entsprechend ihres globalen Erwärmungspotenzials abzubilden (vgl. DEHSt 2013a). Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird auf diese begriffliche Differenzierung aber verzichtet.

Abkürzungsverzeichnis

ARP	Auction Reserve Price
BAFU	Bundesamt für Umwelt (CH)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (D)
BVerfG	Bundesverfassungsgericht (D)
CB	Carbon Bank
CCA	Climate Change Agreement
CCL	Climate Change Levy
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified Emission Reduction
CESifo	Center for Economic Studies
CFP	Carbon Floor Price
CH ETS	Schweizer Emissionshandelssystem
CPF	Carbon Price Floor
CPSR	Carbon Price Support Rate
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
DW	Deutsche Welle
EC	European Commission
EDF	Environmental Defense Fund
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EKF	Energie- und Klimafonds
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnergieStRL	Energiesteuerrichtlinie der Europäischen Union
EP	Europäisches Parlament
ERU	Emission Reduction Unit
ESTV	Eidgenössische Steuerverwaltung (CH)
ET	Energy Tax
EUA	European Union Allowance
EU ETS	European Union Emission Trading System
FG	Finanzgericht
FR	Frankfurter Rundschau
FT	Fuel Tax
FÖS	Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft
GB	Großbritannien
GFT	General Fuel Tax
GG	Grundgesetz
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke
HMRC	Her Majesty's Revenue & Customs
IEA	International Energy Agency
IPPR	Institute for Public Policy Research
JI	Joint Implementation
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MoF	Ministry of Finance (NL)
MW	Megawatt
NL	Niederlande
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development

OVG	Oberverwaltungsgericht
PBL	Netherlands Environmental Assessment Agency
RET	Renewable Energy Tax
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
THG	Treibhausgase
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
UBA	Umweltbundesamt (D)
UNESCAP	Economic and Social Commission for Asia and the Pacific
VwGO	Verwaltungsgerichtsordnung
WBGU	Wissenschaftlicher Beirat globale Umweltveränderungen

Zusammenfassung der Ergebnisse

- Angesichts des dauerhaft niedrigen Preisniveaus der Zertifikate verfehlt der EU ETS eines seiner zentralen Ziele: die Lenkungswirkung in Richtung von Niedrigemissionstechnologien. **Daher bedarf es dringend politischer Maßnahmen**, um notwendige Investitionsentscheidungen in CO₂-arme Kraftwerke und Technologien anzustoßen. Um das niedrige CO₂-Preissignal im Rahmen des EU ETS dauerhaft auf einem höheren Niveau zu stabilisieren, sollten ambitionierte strukturelle Reformen auf europäischer Ebene erfolgen. Solange diese noch nicht umgesetzt sind und ihre Wirkung entfalten, ist die Ergänzung durch nationale Maßnahmen einzelner Mitgliedstaaten sinnvoll.
- **Mengeninstrumente wie der Emissionshandel und Preisinstrumente wie eine CO₂-Steuer als hybride Systeme widersprechen sich nicht grundsätzlich**, sondern können sich sinnvoll ergänzen. Ein nationales Instrument kann zudem als Druckmittel für die Realisierung einer gesamteuropäischen Lösung verstanden werden. Damit nationale Maßnahmen auch eine CO₂-Reduktion im europäischen Kontext bewirken, müsste das europäische Cap zeitnah angepasst werden (z.B. im Rahmen einer Marktstabilitätsreserve).
- Ein signifikant höheres CO₂-Preissignal durch einen nationalen CO₂-Mindestpreis führt im Idealfall zu einer Veränderung der Merit Order von Kohle- zu Gaskraftwerken. Dieser Effekt tritt allerdings voraussichtlich erst aber einer Höhe von 35 EUR je Tonne CO₂ ein und hätte die stärkste Wirkung auf Emissionseinsparungen, wenn das Instrument von Deutschland zusammen mit seinen unmittelbaren Nachbarländern umgesetzt würde. Auch geringere Preissteigerungen und eine unilaterale Umsetzung in Deutschland tragen jedoch dazu bei, die Rentabilität und damit den Einsatz CO₂-intensiver Kraftwerke zu reduzieren. **Die Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises kann den EU ETS daher sinnvoll ergänzen und sollte von Deutschland möglichst zusammen mit weiteren europäischen Mitgliedstaaten umgesetzt werden** - beispielsweise mit Frankreich, den Niederlanden und Dänemark. Großbritannien und die Niederlande haben entsprechende Instrumente im Bereich der Stromerzeugung bereits umgesetzt.
- Eine mit vergleichsweise geringen rechtlichen Risiken verbundene **Option für die Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland ist nach britischem Vorbild die Aufhebung der Energiesteuerbefreiung für Energieträger zur Stromerzeugung** in Kombination mit einer Anpassung der Steuersätze für fossile Energieträger entsprechend ihres CO₂-Gehalts. Damit wäre ein wichtiger Teilbereich der im EU ETS erfassten Anlagen und CO₂-Emissionen durch eine CO₂-Steuer abgedeckt.
- Nach dem britischen Vorbild sollte der Carbon Price Floor im Zeitverlauf steigen. Es wird empfohlen, zunächst einen CO₂-Mindestpreis von 20 EUR je Tonne CO₂ zu realisieren, der bis 2020 auf 35 EUR je Tonne CO₂ ansteigt. Die Höhe der CO₂-Steuer wird dabei in Abhängigkeit vom Preis für Emissionszertifikate im EU ETS festgesetzt. Analog zur britischen Ausgestaltung könnte die Höhe aus der Differenz von CO₂-Mindestpreis und Future-Zertifikatpreisen berechnet werden. Das Aufkommenspotential eines Mindestpreises in Höhe von 20 EUR je Tonne CO₂ durch die Einnahmen aus der Versteigerung von Zertifikaten und einer auf die Stromerzeugung erhobenen CO₂-Steuer liegt bei rund 5,5 Mrd. EUR pro Jahr.

Summary of main findings

- Due to the continuing low level of allowance prices the EU ETS misses one of its central goals: creating incentives for low carbon technologies. Accordingly, there is a great **need for political measures** to incentivize investments in low carbon power plants and technologies. In order to stabilize the price signal ambitious structural reforms of the EU ETS on a European level are needed. However, until these are not being implemented additional measures on the national level are justified.
- **Quantity instruments such as the EU ETS and price instruments such as carbon taxes are not in principle contradictory**, but can be mutually reinforcing as hybrid systems. Further, a national instrument can serve as leverage for the implementation of a European solution. In order for national instruments to also result in a carbon reduction on the European level, the European cap needs to be adjusted in a timely manner (for example through a Market Stability Reserve).
- A substantially higher price signal due to a national Carbon Price Floor could ideally result in changing the merit order from coal fired to gas fired power plants. However, this effect would presumably only occur at prices above 35 EUR per ton CO₂. The effect of a national Carbon Price Floor in Germany on emission reductions would be highest if the instrument was implemented not only in Germany, but also in the neighboring countries. However, also smaller price increases and a unilateral implementation in Germany would result in reducing the economic viability and thereby the employment of carbon intensive generation plants. **The introduction of a Carbon Price Floor in Germany could complement the EU ETS and should be pursued together with further EU member states**, such as France, the Netherlands, and Denmark. The UK and the Netherlands have already taken this step concerning their electricity generation.
- A feasible **option for the introduction of a Carbon Price Floor in Germany lies in abolishing the granted energy tax exemptions in electricity generation**, while adjusting the tax rates for fossil fuels according to their CO₂ content. This option, which bears comparatively low legal risks, has been pursued by the UK. A CO₂ tax, designed in that way, would cover a relevant part of the facilities and CO₂ emissions under EU ETS legislation.
- As it is the case in the British example, the Carbon Price Floor should increase over time. It is suggested to implement, as a first step, a Carbon Price Floor of 20 EUR per ton CO₂ that increases to a level of 35 EUR per ton CO₂ until 2020. The rate of the carbon tax will be determined depending on the price of emissions allowances within the EU ETS. As in the British model the tax rate could be calculated as the difference of the Carbon Price Floor and the price for futures of emissions allowances. Potential revenues resulting from a Carbon Price Floor of 20 EUR per ton CO₂ would amount to around 5,5 bn. EUR annually in Germany. This results from auctions of emissions allowances, as well as an additional carbon tax on electricity generation.

1 Fehlende Innovationsanreize durch das EU ETS

Nachdem auf europäischer Ebene 1991 mit der Einführung von harmonisierten Mindestsätzen für die Energiebesteuerung zunächst ein preisbasiertes Instrument mit Anreizen zur Emissionsreduktion etabliert wurde (vgl. Schlegelmilch 1998), ist es mit der Entscheidung für den EU ETS im Jahr 2003 schließlich durch einen mengenbasierten Ansatz ergänzt worden. Zwei wichtige Gründe dafür waren laut Küchler (2010) die Verhandlungen im Rahmen des Kyoto-Protokolls und die mangelnde Durchsetzbarkeit instrumenteller Alternativen auf europäischer Ebene.

Als idealtypisches Instrument der Mengensteuerung zielt der EU ETS auf die effektive Erreichung einer vorab festgelegten Emissionsmenge (Cap) ab. Durch den integrierten Handelsmechanismus (Trade) soll sichergestellt werden, dass das Emissionsziel über die Nutzung von Marktmechanismen effizient erreicht wird. Emissionsminderungen werden auf diese Weise dort vorgenommen, wo die geringsten Vermeidungskosten entstehen (vgl. Cansier 1997, Endres 2013). Die Knappheit der Zertifikate und somit der Preis ergeben sich dabei aufgrund der gewählten Emissionsmenge und der Kosten für Vermeidungsoptionen. Ein CO₂-Zertifikatehandel kann allerdings nur unter der Voraussetzung einer strikten Mengenbegrenzung einen ausreichend hohen CO₂-Preis und damit eine langfristige Erwartungssicherheit sowie eine transformative Wirkung erzielen (WBGU 2011). Grundsätzlich ist es möglich, dass sich durch den Handel Schwankungen im CO₂-Preis ergeben oder der Preis deutlich unter das erwartete Niveau fällt. Ein volatiles Preissignal stellt aber für mögliche Investoren eine große Unsicherheit und damit auch eine Barriere für die Einführung emissionsarmer Technologien sowie der damit einhergehenden Dekarbonisierung der Wirtschaft dar.

Der EU ETS wird häufig als zentrales Instrument der gemeinsamen EU-Klimapolitik mit Vorreiter-Charakter für andere Länder bezeichnet. Allerdings ist das System bis heute nur eingeschränkt wirkungsvoll und kann die Erwartungen derzeit bei weitem nicht erfüllen. Dies gilt trotz Verbesserungen in der Ausgestaltung in der dritten Handelsperiode - wie den Auktionen im Strombereich, der jährlichen Absenkung des Caps und des Einbezugs weiterer Sektoren und Treibhausgase (THG). Dafür gibt es zwei wesentliche Gründe (vgl. Öko-Institut 2012; Agora Energiewende 2015):

1. Die Überausstattung mit Zertifikaten, die sich u.a. durch die langanhaltende wirtschaftliche Rezession in einigen EU Mitgliedstaaten und eine geringe Stromnachfrage ergeben hat;
2. die intensive Nutzung von Emissionsgutschriften im Rahmen des Clean Development Mechanism (CDM).

Aufgrund dieser Entwicklung war der Preis für CO₂-Zertifikate zwischenzeitlich auf nur ca. 3 EUR je Tonne CO₂ abgestürzt (Ares 2013) und hat sich im Laufe des Jahres 2014 auf einem niedrigen Niveau von 5-7 EUR je Tonne CO₂ eingependelt (vgl. Agora Energiewende 2015; DEHSt 2014). Die Lage wird durch die politische Unsicherheit bezüglich künftiger Reformen des EU ETS und des globalen Klimaregimes noch verschärft. Daraus resultieren auf europäischer sowie nationaler Ebene u.a. folgende Probleme:

- Es mangelt an Anreizen für den Umstieg auf CO₂-arme Stromerzeugungstechnologien sowie für Investitionen in Energieeffizienz, insbesondere im Bereich der CO₂-intensiven Industrie. Ob der EU ETS seine Lenkungswirkung in Richtung Niedrigemissionstechnologien bisher überhaupt entfaltet hat, kann bezweifelt werden. Denn insgesamt besteht bei Maßnahmen zur Senkung von CO₂-Emissionen durch das niedrige und volatile Preissignal kaum Planungs- und Investitionssicherheit. Dies kann zu nicht beabsichtigten Lock-In-Effekten führen.
- Durch das schwache CO₂-Preissignal bleiben Kohle- gegenüber Gaskraftwerken in Deutschland rentabler (vgl. Agora Energiewende 2014). Dies führt gegenwärtig zu der ökologisch kontraproduktiven Situation, dass die für die Kombination mit erneuerbaren Energien geeigneteren Gaskraftwerke

vermehrt vom Netz gehen, während Kohlekraftwerke vermehrt in der Stromerzeugung eingesetzt werden.

- Durch Mindereinnahmen aus Auktionen innerhalb des EU ETS entsteht eine Finanzierungsunsicherheit für den Energie- und Klimafonds (EKF).² Entweder müssen die Ausgaben des EKF reduziert werden oder die Finanzierung muss über andere Quellen erfolgen. Praktisch leiden seit dem Preisverfall alle über den EKF finanzierten Programme unter der Finanzierungsunsicherheit.

1.1 Status quo der Reformvorschläge zum EU ETS

Trotz dieser Situation wurden strukturelle Reformen auf europäischer Ebene bislang nur zögerlich angegangen. Initiative hat die Europäische Kommission mit der Konsultation „The state of the European Carbon Market“ ergriffen (EC 2012). Darin wurden sechs strukturelle Maßnahmen zur mittel- bis langfristigen Reform des EU ETS diskutiert. Neben verschiedenen Optionen für die (teilweise zeitlich begrenzte) Reduzierung von Zertifikaten wurde auch die Einführung eines CO₂-Mindestpreismechanismus auf europäischer Ebene genannt.³

Konkretere politische Schritte zur kurzfristigen Korrektur des EU ETS wurden mit der Entscheidung des Europäischen Rates zum Backloading⁴ Anfang 2014 ergriffen (EC 2014). Der Effekt der Maßnahme auf die CO₂-Preise innerhalb des EU ETS ist jedoch voraussichtlich zu vernachlässigen. Dies ergibt sich daraus, dass die Menge der im Zeitraum 2014 bis 2016 aus dem Markt genommenen Zertifikate nur einen kleinen Teil des Überschusses abdeckt, und zudem 2019-2020 wieder in den Markt gegeben werden sollen (Oei et al. 2014; Agora Energiewende 2015).⁵ Dennoch ist die Entscheidung zugunsten des Backloadings zu begrüßen, da sie als Voraussetzung für weitergehende strukturelle Maßnahmen des EU ETS gesehen werden kann.

Unabhängig davon, welcher Weg zur Reform des EU ETS in den nächsten Jahren verfolgt wird, sollte der Erhalt des Systems und ggf. die spätere Verknüpfung mit anderen ETS angestrebt werden. **Insofern ist der hier vorgeschlagene CO₂-Mindestpreis als ergänzendes Instrument auf nationalstaatlicher Ebene zu verstehen, um die Unsicherheit für nationale Investoren kurzfristig zu reduzieren.** Sollte vom EU ETS in Zukunft ein stärkeres und dauerhaftes Preissignal ausgehen, könnte ein deutscher CO₂-Mindestpreis auch wieder abgeschafft werden. Faktisch dürfte es dann jedoch irrelevant sein, ob er weiter besteht, weil der Marktpreis idealerweise darüber liegt.

Dieser Weg zur Stützung des EU ETS wird in anderen europäischen Ländern bereits praktiziert. Zu nennen sind hier insbesondere Großbritannien und die Niederlande. In Großbritannien wurde 2013 eine zusätzliche Steuer auf den CO₂-Gehalt von Brennstoffen in der Stromerzeugung eingeführt. Die Niederlande haben ebenfalls 2013 Energiesteuerausnahmen von in der Stromerzeugung eingesetzter Kohle abgeschafft.

² Die Bundesregierung war ursprünglich von einem durchschnittlichen Zertifikatspreis von 10 EUR je Tonne CO₂ für 2013 ausgegangen. Die damit verbundenen Einnahmen in Höhe von ca. 2 Mrd. EUR mussten jedoch - trotz Mittelaufstockungen der KfW sowie Auflösung von Rücklagen aus 2012 - um ca. 600 Mio. EUR nach unten korrigiert werden, da die Erwartung über die durchschnittliche Höhe des Zertifikatspreises für 2013 auf ca. 4,5 EUR je Tonne CO₂ gesunken ist. Die Mittelkürzungen betreffen wichtige Energiewende-Programme wie den Energieeffizienzfonds, das Marktanzreizprogramm für ökologische Wärme oder die Nationale und Internationale Klimaschutzinitiative (Kindler 2013).

³ Auch der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) hat bereits 2011 darauf hingewiesen, dass eine europäische Mindestpreisregelung innerhalb des EU ETS eine Reformoption darstellt (SRU 2011).

⁴ Unter Backloading wird eine temporäre Verknappung des Angebots an CO₂-Zertifikaten im Rahmen des EU ETS verstanden.

⁵ 2013 gingen Analysten noch davon aus, dass eine Stilllegung der 900 Mio. Zertifikate den Preis (zeitweise) auf bis zu 15 EUR je Tonne CO₂ steigen lassen könnte (The Guardian 2013).

1.2 Theoretische Überlegungen: CO₂-Mindestpreis als Ergänzung zum EU ETS

In den 1970er Jahren hat sich ein Forschungszweig in den Wirtschaftswissenschaften etabliert, der sich explizit mit den Vor- und Nachteilen mengen- und preisbasierter Instrumente zur Vermeidung von CO₂-Emissionen beschäftigt (vgl. Weitzman 1974; Roberts & Spence 1976). Die Diskussion über die Kombination von Elementen beider Ansätze wird seither unter dem Stichwort der Hybridisierung geführt. Auch für den Fall des EU ETS ist eine Flankierung des mengenbasierten Ansatzes durch ein preisbasiertes Instrument in Form von Mindest- bzw. Höchstpreisen (price floors bzw. ceilings) für die Emission von CO₂ in der Diskussion. Bezogen auf eine gesamteuropäische Ausgestaltung eines Mindestpreises befürwortet dies u.a. der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU 2011). Dieser Abschnitt widmet sich aus theoretischer Sicht sowohl gesamteuropäischen als auch nationalstaatlichen Ausgestaltungsoptionen sowie deren möglichen Folgen.

Vorteile hybrider Systeme

Unter der Annahme vollständiger Information sind CO₂-Steuern sowie CO₂-Zertifikatehandel hinsichtlich ihrer Effektivität und Effizienz in der ökonomischen Theorie gleichwertig zu beurteilen (Hepburn 2006). Aufgrund beträchtlicher Unsicherheiten in der Entwicklung des Klimasystems sowie von Vermeidungstechnologien ist vollständige Information in der Praxis jedoch nicht gegeben. Während eine CO₂-Steuer ein klares Preissignal gibt, ist die ökologische Zielgenauigkeit des Instruments nicht garantiert, da die Reaktion der Steuerschuldner auf das Preissignal aufgrund unterschiedlicher Emissionsvermeidungskosten von CO₂ und unterschiedlichen Preiselastizitäten⁶ bei Festsetzung des Steuersatzes nicht genau bekannt ist. Der CO₂-Zertifikatehandel verspricht demgegenüber eine höhere Effektivität in Bezug auf das Erreichen einer bestimmten Emissionsminderung, da er eine fixe Emissionsmenge festlegt (WBGU 2011). Aufgrund der höheren Flexibilität genießt dieser Ansatz häufig auch einen größeren politischen Rückhalt, sowohl bei betroffenen Unternehmen als auch bei ökologisch motivierten Akteuren.⁷ Ein hybrides System aus Mengen- und Preissteuerung ist dazu geeignet, beide Stärken - klares Preissignal und festgelegte Emissionsmenge - zu vereinen. Damit gewährleistet es gleichzeitig ein notwendiges Maß an Langzeitsicherheit und nötiger Flexibilität in der kurzen Frist (Stern 2007). Insbesondere im Kontext unsicherer Rahmenbedingungen wird der Nettonutzen von hybriden Systemen gegenüber reinen preis- oder mengenbasierten Instrumenten als größer eingeschätzt (Wood & Jotzo 2011; Pizer 2002). Eine wichtige Ausprägung eines hybriden Instruments stellt die Kopplung eines Emissionshandelssystems an einen Mindest- bzw. Höchstpreis dar (Hepburn 2006).

Ergänzende Preissteuerung durch einen CO₂-Mindestpreis

An diesem Punkt setzt der politisch festzulegende Mindestpreis für CO₂ an: Zur **Verbesserung der Planungs- und Investitionssicherheit** ist es möglich, den Emissionshandel durch einen Mindestpreis (price floor) und/oder Höchstpreis (price ceiling) zu ergänzen (vgl. Wood & Jotzo 2011). In Bezug auf die anzusetzende Höhe geht der WBGU davon aus, „dass ein CO₂-Preis in Europa und den OECD-Ländern im Jahr 2020 mindestens bei 40-50 US-\$ pro t CO₂ und im Jahr 2050 mindestens bei 110-130 US-\$ pro t CO₂ liegen müsste, um die 2°C-Leitplanke einzuhalten“ (WBGU 2011: 191). Auch geringere Werte könnten aber bereits eine

⁶ Preiselastizitäten sind ein ökonomisches Maß für das Verhältnis zwischen Änderung der Nachfragemenge in Abhängigkeit von Preisänderungen. Je nach Unternehmen kann bei steigenden CO₂-Preisen mehr oder weniger CO₂-Vermeidung „nachgefragt“ werden.

⁷ Hepburn (2006) stellt in diesem Kontext fest, dass sich Unternehmen generell nur ungern einer zusätzlichen Steuer unterziehen möchten. Akteure aus der Umweltbewegung sehen dagegen eher in der nicht kontrollierbaren Höhe der Emissionen ein Problem.

sinnvolle Lenkungswirkung entfalten. Ein wesentlicher Vorteil eines nationalen Mindestpreises liegt daher darin, zügig **Planungssicherheit** für Niedrigemissionstechnologien zu schaffen und damit langfristige Lock-In-Effekte zu vermeiden.

Damit würde die Mengensteuerung des EU ETS durch eine Preissteuerung ergänzt; es entstünde ein hybrides System (vgl. Wood & Jotzo 2011; Brauneis et al. 2013; UBA 2012). In welcher Form (z.B. über einen Auction Reserve Price, eine Carbon Bank oder eine CO₂-Steuer) und für welche Region (z.B. europaweit vs. nationalstaatlich) die Preisgrenzen dabei implementiert werden, ist zunächst grundsätzlich offen. Die Vorteile des EU ETS bezüglich der Mengensteuerung und damit der Erreichung vorab festgelegter Reduktionsziele bleiben in jedem Fall erhalten, werden jedoch durch die Vorteile einer Preissteuerung hinsichtlich Planungs- und Investitionssicherheit ergänzt. Insbesondere im Energiesektor mit seinen kapitalintensiven Anlagen und langen Planungshorizonten stellt dieser Aspekt einen zentralen Investitionsanreiz in umweltfreundlichere Technologien dar (Brauneis et al. 2013). Durch einen CO₂-Mindestpreis wird ein Mechanismus eingeführt, der einen fortlaufenden Innovationsanreiz schafft. Sollte sich innerhalb eines reinen Cap-and-Trade-Systems herausstellen, dass der CO₂-Preis wesentlich niedriger ausfällt als erwartet, kann eine Korrektur nur erreicht werden, wenn die anvisierten Emissionsmengen nachträglich reduziert werden (vgl. Wood & Jotzo 2011). In einem hybriden System wird dieses Problem vermieden.

Umsetzungsoptionen auf europäischer Ebene

In der Literatur werden im Wesentlichen drei verschiedene Optionen für die konkrete Implementierung auf europäischer Ebene diskutiert (vgl. Wood & Jotzo 2011; PBL 2013; Hepburn 2006):

- **Aufkauf zum Fixpreis/Carbon Bank (CB):** Die regulierende Stelle verpflichtet sich, überschüssige Zertifikate zu einem Mindestpreis abzunehmen. Wenn der Börsenpreis unter diesen Mindestpreis fällt, wird die Nachfrage künstlich über die regulierende Stelle generiert.
- **Auction Reserve Price (ARP):** Diese Lösung setzt direkt bei den Auktionen der Zertifikate an. Es wird ein Mindestpreis implementiert, unter dem bei einer Auktion keine Gebote angenommen werden. Da im EU ETS nicht alle Zertifikate auktioniert werden und da über die Nutzung von Joint Implementation (JI)/Clean Development Mechanism (CDM)⁸ weitere Zertifikate in den Markt kommen, stellt der ARP jedoch nur einen Beitrag zur Stabilisierung dar. Der Börsenpreis kann weiterhin unter den Reservepreis bei der Versteigerung fallen.
- **CO₂-Steuer:** Als begleitende Maßnahme zum EU ETS wird eine zusätzliche CO₂-Steuer oder -Abgabe eingeführt, die ein minimales Preisniveau garantiert. Diese CO₂-Steuer kann mit dem Zertifikatspreis verrechnet werden, um Doppelbelastungen zu vermeiden.

Die erste Option eines Aufkaufs durch eine regulierende Stelle zum Fixpreis scheint im Rahmen des EU ETS nur eingeschränkt umsetzbar, da sie - zumindest in Zeiten der vermutlich noch einige Jahre anhaltenden Finanzkrise - mit erheblichen Kosten für die Mitgliedstaaten einhergehen würden. In dieser Option würde eine regulierende Stelle, z.B. eine Carbon Bank (CB), Zertifikate aufkaufen, um das Angebot zu verknappen und damit den Preis künstlich auf dem Niveau des CO₂-Mindestpreises zu halten. Umgekehrt müsste,

⁸ Der Grundgedanke hinter der im Kyoto-Protokoll verankerten JI ist die effiziente Einsparung von Emissionen. Staatliche oder unternehmerische Investitionen zum Emissionsabbau in anderen Ländern, die das Kyoto-Protokoll ratifiziert haben, werden dem investierenden Land in Emission Reduction Units (ERUs) gutgeschrieben, welche auf eigene Reduktionsziele verbucht werden können. Ähnlich funktioniert der CDM, der allerdings eine Investition zur Emissionsreduktion von Industrie- in Entwicklungsstaaten vorsieht, wobei statt ERU hier Certified Emission Reductions (CERs) ausgegeben werden (Böhringer et al. 2003).

falls dies erforderlich würde, die CB bei zu hohen CO₂-Preisen Zertifikate zu einem Höchstpreis ausgeben. Demgegenüber stellt ein ARP eine elegante Alternative zur Implementierung von CO₂-Mindestpreisen dar, da diese Lösung ohne die Schaffung einer neuen Institution auskäme und daher geringere Umsetzungskosten hätte. Allerdings würde dies eine europäische Vorgehensweise voraussetzen, die politisch in absehbarer Zeit nicht realistisch erscheint. Auch die Einführung eines europaweit einheitlichen CO₂-Mindestpreises über eine neu zu schaffende CO₂-Steuer scheint angesichts der erforderlichen Einstimmigkeit und der sehr zähen Verhandlungen zum aktuellen CO₂-/Energiesteuer-Richtlinienvorschlag der EU-Kommission gegenwärtig politisch allenfalls sehr schwierig durchsetzbar.⁹ Ein Ansatzpunkt für die spätere Implementierung eines europaweiten CO₂-Mindestpreises stellt vor diesem Hintergrund das Vorgehen auf nationaler Ebene dar. Die genauen Ausgestaltungsmöglichkeiten dieser Option sollen in Kapitel 0 erörtert werden.

1.3 Kritik an nationalen CO₂-Mindestpreissystemen

Während ein hybrides System aus EU ETS und europaweiten CO₂-Mindestpreisen sowohl aus Umweltgesichtspunkten als auch aus ökonomischen Effizienzerwägungen heraus sinnvoll erscheint, wird an nationalen CO₂-Mindestpreismodellen teils heftige Kritik geübt. Clò et al. (2013) weisen darauf hin, dass ein nationaler CO₂-Mindestpreis die schlechteste Option darstelle, wenn die Maßnahme primär auf Emissionsreduktionen abzielt. Denn ein nationaler CO₂-Mindestpreis berge das Risiko, dass der EU ETS Zertifikatspreis weiter sinkt, weil in dem entsprechenden Land weniger Emissionen ausgestoßen werden und somit mehr Zertifikate in anderen Ländern zur Verfügung stehen bzw. der Überschuss von Zertifikaten steigt (Clò et al. 2013). Dies kann im schlechtesten Fall zum Absinken des Anreizes für Niedrigemissionstechnologien auf europäischer Ebene führen.

Bei der Einführung eines nationalen CO₂-Mindestpreises stellt sich zusätzlich die Frage nach dem Umgang mit importierten CO₂-intensiven Produkten, insbesondere Strom. In diesem Kontext besteht die reale Gefahr eines Carbon Leakage, d.h. der Verlagerung von CO₂-Emissionen durch Importe aus solchen Mitgliedsstaaten, die keinen oder einen geringeren CO₂-Mindestpreis für ihre zertifikatspflichtigen Anlagen und Tätigkeiten eingeführt haben. Auch eine Studie des Öko-Instituts (2014) kommt zu dem Ergebnis, dass sich bei einem nationalen Mindestpreis in Deutschland unterhalb von 30 EUR je Tonne CO₂ keine wesentlichen Emissionseinsparungen auf europäischer Ebene ergeben würden. Denn im Wesentlichen würde dadurch deutscher Steinkohlestrom durch ausländischen Steinkohlestrom ersetzt. Erst bei höheren CO₂-Preisen wird vermehrt inländischer Stein- und Braunkohlestrom durch emissionsärmere Stromimporte aus dem Ausland verdrängt, weil die Erzeugungskapazitäten ausländischer Kohlekraftwerke an ihre Grenzen stoßen. Erst dann wird ein Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas angereizt. Die Studie berücksichtigt jedoch nicht, welche Effekte sich auf das längerfristige Investitionsverhalten im Stromsektor ergeben können. Zudem wurden die Auswirkungen auf Merit Order und Importe für den bestehenden Kraftwerkpark modelliert - nicht berücksichtigt wurden Effekte auf die Veränderung des Kraftwerkparks selbst, z.B. dadurch dass ggf. ältere Kraftwerke durch einen CO₂-Preis früher abgeschaltet werden. Es sei darüber hinaus darauf hingewiesen, dass jegliches unilaterales Instrument zur Verringerung der Kohleverstromung in Deutschland (z.B. Einführung von Mindestwirkungsgraden für Kraftwerke oder CO₂-Grenzwerte) zu Stromimporten aus dem Ausland führen kann.

Damit nationale Maßnahmen auch eine CO₂-Reduktion im europäischen Kontext bewirken, müsste das europäische Cap zeitnah angepasst werden. Das lässt sich auf europäischer Ebene möglicherweise politisch

⁹ Zu diesem Punkt vgl. Stern (2007: 376): „Agreeing on a common price cap or floor across countries is likely to suffer from the same difficulties as any attempt to harmonise carbon taxes more generally.“

auch leichter durchsetzen, wenn die nationalen Maßnahmen die gewünschten Investitionsanreize bieten und Emissionen reduzieren.

Insofern sollten nationale Alleingänge nur als kurz- bis mittelfristiges Instrument zum Erhalt von Preisanreizen und Investitionssicherheit sowie als politisches Druckmittel für den Übergang zu einer gesamteuropäischen Lösung verstanden werden. Eine umfassende, ambitionierte Reform des EU ETS für die derzeit erfassten Sektoren hat daher aus klimapolitischer Sicht mittel- bis langfristig weiterhin die höchste Priorität. Da ambitionierte strukturelle Reformen auf europäischer Ebene momentan nicht durchsetzbar scheinen bzw. erst mittelfristig zu steigenden Preisen führen, werden in Kapitel 5 die aus ökonomischer Perspektive zunächst weniger erstrebenswerten, aber dafür politisch machbaren, nationalstaatlichen Umsetzungsmöglichkeiten eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland erörtert. Zuvor werden in Kapitel 2 verschiedene internationale Erfahrungen mit CO₂-Steuern vorgestellt.

2 Internationale Erfahrungen mit CO₂-Mindestpreisen

Das folgende Kapitel behandelt die CO₂-Steuersysteme Großbritanniens und der Niederlande. In beiden Staaten wurden Maßnahmen mit dem Charakter eines CO₂-Mindestpreises flankierend zum EU ETS eingeführt. Beide Fallbeispiele weisen damit ein gewisses Übertragungs- und Lernpotenzial für die Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland auf. Der Fall Großbritanniens genießt in der Betrachtung eine besondere Aufmerksamkeit, da die Maßnahme hier u.a. explizit mit der Zielsetzung eingeführt wurde, den EU ETS zu stützen.

Darüber hinaus existieren Beispiele anderer Länder, z.B. Schweden und die Schweiz, die separat von den geltenden Emissionshandelssystemen nationale CO₂-Steuern erheben (vgl. OECD 2013; Vermont Law School 2008). Allerdings gibt es in diesen Ländern keine Überschneidung des Geltungsbereichs zwischen Emissionshandel und CO₂-Steuer, weswegen sie nicht als Beispiel für einen nationalen CO₂-Mindestpreis als explizite Stütze des ETS herangezogen werden können.

2.1 Großbritannien: Carbon Price Floor in der Stromerzeugung

Im Vergleich zu anderen (insbesondere skandinavischen) Ländern handelt es sich in Großbritannien um ein relativ einfaches Energie- und CO₂-Steuerregime. Großbritannien hatte lange Zeit keine umfassende Besteuerung von Energieträgern wie Erdgas, Kohle und Elektrizität. Vielmehr wurde in der Vergangenheit - analog zu vielen anderen Staaten - mit der sogenannten Fuel Duty ein klarer Fokus auf die Besteuerung von Treibstoffen für den Transportsektor gelegt (Vermont Law School 2008). Dies änderte sich im Jahr 2001 mit Einführung der Climate Change Levy (CCL), einer auf Primärenergieträger und Strom erhobenen Energiesteuer. Seither wird der fossile Energieverbrauch von Industrie, Handel, Landwirtschaft und der öffentlichen Verwaltung besteuert (private Haushalte sind von der CCL befreit). Dies gilt für den Verbrauch von Erdgas, Stein- und Braunkohle, Flüssiggas sowie Elektrizität. Da sich die Steuer ausschließlich am Energiegehalt der Energieträger orientiert, handelt es sich nicht um eine idealtypische CO₂-Steuer (UNESCAP 2012).

Energieintensive Betriebe können sich im Rahmen eines nationalen Climate Change Agreements (CCA) zu 80 Prozent von der CCL befreien lassen, wenn sie sich ambitionierte Ziele für die Steigerung der Energieeffizienz setzen. Erfüllt ein ganzer Industriesektor die Effizienzvereinbarungen, werden alle Unternehmen von der CCL befreit (BFE 2007). Vollständig ausgenommen von der CCL ist darüber hinaus der Bereich der Stromerzeugung. Diese Steuerbefreiungen sind als politisches Zugeständnis an die energieintensive Industrie zur Aufrechterhaltung ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit sowie der Durchsetzbarkeit der Maßnahme zu verstehen.

Ergänzung der CCL durch eine Carbon Price Support Rate (CPSR)

Durch die Einführung eines CO₂-Mindeststeuersatzes für die Stromerzeugung im Zuge einer Strommarktreform wurde die bisher geltende Ausnahmeregelung für die Stromerzeugung seit April 2013 abgeändert. Mit dem CFP wird für Stromerzeuger zusätzlich zur Teilnahme am Emissionshandel seither eine Carbon Price Support Rate (CPSR) als Primärenergiesteuer fällig.¹⁰ Mit dieser Maßnahme wurde die als reine Energie-

¹⁰

Nicht besteuert werden Besitzer und Betreiber von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) mit einer maximalen Erzeugungskapazität von bis zu 2 MW sowie Stromerzeugungsanlagen in Nordirland (HMRC 2013). Die gleiche Grenze gilt seit Beginn der Einführung der Ökologischen Steuerreform 1999 auch in Deutschland für KWK-Anlagen hinsichtlich ihrer Stromsteuerbefreiung.

steuer ausgestaltete CCL um das Element einer CO₂-Steuer ergänzt. Damit soll das volatile Preissignal des EU ETS auf nationaler Ebene gestützt werden, um Investitionsanreize in kohlenstoffarme Kraftwerke zu schaffen (HMRC 2011). Es handelt sich demnach um ein ergänzendes Instrument zum EU ETS.

Die Höhe der CPSR für die drei in der Stromerzeugung eingesetzten Energieträger Erdgas, Flüssiggas und Kohle war ursprünglich wie in Tabelle 1 vorgesehen (HMRC 2013). Anfang 2014 veröffentlichte die britische Regierung jedoch ihre Entscheidung, eine Obergrenze für die CPSR von 18 GBP pro Tonne CO₂ ab 2016/2017 bis 2019/2020 einzuführen (HMRC 2014).

Tabelle 1 Höhe der Carbon Price Support Rate nach Energieträgern

	Erdgas	Flüssiggas	Kohle und andere Festbrennstoffe	CPSR in EUR/t CO ₂ ***
Einheit	EUR/MWh (GBP/MWh)**	EUR/t (GBP/t)**	EUR/GJ (GBP /GJ) auf GCV**	EUR/t CO ₂ (GBP/t CO ₂)**
2013*	1,07 (0.91)	17,18 (14.6)	0,52 (0.44264)	5,81 (4.94)
2014*	2,06 (1.75)	33,20 (28.22)	1,01 (0.81906)	11,24 (9.55)
2015*	3,93 (3.34)	62,44 (53.07)	1,91 (1.56860)	21,27 (18.08)
2016*	3,89 (3.31)	61,25 (52.08)	1,82 (1.54790)	21,17 (18.00)

* Der Geltungszeitraum dieser Steuersätze ist jeweils vom 01.04. bis 31.03. des Folgejahres definiert.

** Hier wurde ein Wechselkurs von Ende Oktober 2013 verwendet (1 GBP = 1,176 EUR). Dieser hat sich bis zur Fertigstellung der Studie im Oktober 2014 leicht erhöht (1 GBP = 1,247 EUR).

*** Je nach verwendeten CO₂-Umrechnungsfaktoren in der Stromerzeugung kann dieser Wert geringfügig variieren.

Quelle: HMRC 2013; HMRC 2014

Tabelle 2 Übersicht über die Entwicklung von Carbon Price Floor, Futurepreisen für EUAs und Carbon Price Support Rate

	2013*	2014*	2015*	ab 2016
Carbon Price Floor	18,5 EUR (15,7 GBP)	20,8 EUR (17,7 GBP)	23,2 EUR (19,7 GBP)	noch nicht festgelegt (Stand 10/2014)
Futurepreis EUAs	12,7 EUR (10,8 GBP)	9,6 EUR (8,15 GBP)	1,9 EUR (1,6 GBP)	noch nicht festgelegt (Stand 10/2014)
Carbon Price Support Rate	5,8 EUR (4,9 GBP)	11,2 EUR (9,6 GBP)	21,3 EUR (18,1 GBP)	21,2 (18,0 GBP)

*Der Geltungszeitraum dieser Steuersätze ist jeweils vom 01.04. bis 31.03. des Folgejahres definiert.

Quelle: HMRC 2011; HMRC 2014

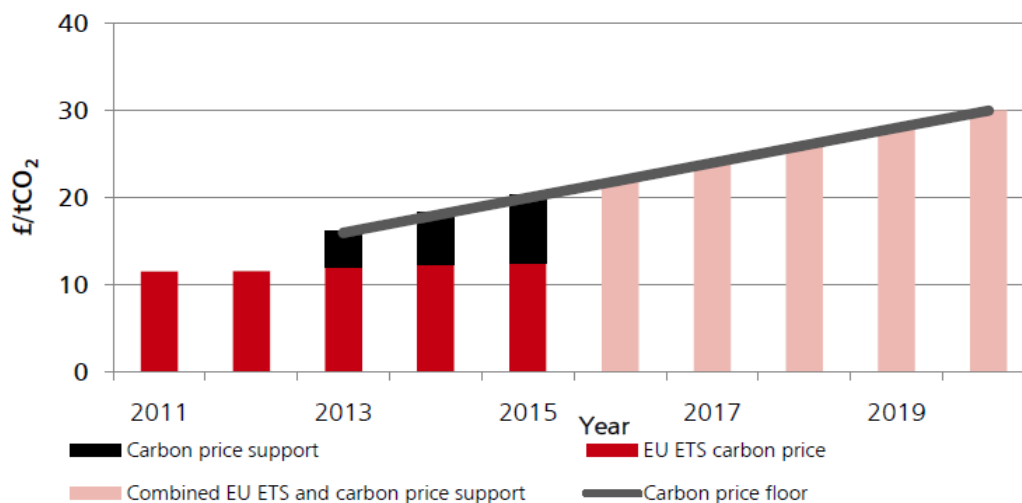
Die CPSR wird zum Zeitpunkt des Verkaufs fossiler Energieträger mit dem Einsatzzweck Stromerzeugung (deemed supply) erhoben. Das bedeutet, dass die Verkäufer von Kohle, Erdgas und Flüssiggas die Steuer abführen müssen, diese Kosten aber entlang der Wertschöpfungskette weitergeben (Sandbag 2013). Die zu zahlende Höhe der CPSR richtet sich dabei nach der Differenz aus dem Zielpreis des CFP und dem zu erwartenden Zertifikatspreis für CO₂-Emissionen (Futurepreis für EUAs). In den Haushaltsplänen des britischen Finanzministeriums wurde die CPSR jeweils zwei Jahre im Voraus festgesetzt - für 2013 auf 4,94 GBP (5,81 EUR), für 2014 auf 9,55 GBP (11,24 EUR) und für 2015 auf 18,08 GBP (21,27 EUR) je Tonne CO₂ (Sandbag 2013).¹¹ Auch die zu erwartende Höhe der darauf folgenden zwei Jahre wurde bereits abgeschätzt. Dies dient dazu, Unternehmen ein gewisses Maß an Planbarkeit zu geben. Wegen der Kopplung an den Futurepreis kann es jedoch passieren, dass der tatsächlich gezahlte Preis über oder unter dem vorgesehenen CO₂-Mindestpreis liegt.

¹¹ Bei gleichzeitiger Zielhöhe des CFP von 15,7 GBP (18,47 EUR) (2013), 17,7 GBP (20,82 EUR) (2014) und 19,7 GBP (23,18 EUR) (2015) impliziert dies Futurezertifikatspreise von 10,76 GBP (12,66 EUR) (2013), 8,15 GBP (9,59 EUR) (2014) und 1,62 GBP (1,91 EUR) (2015).

Der Zielpreis (CPSR + Futurepreis für EUAs im EU ETS) für den CFP wurde zunächst auf 15,70 GBP (17,73 EUR) je Tonne CO₂ in 2013 festgesetzt und sollte ursprünglich bis 2020 auf 30 GBP (35,30 EUR) je Tonne CO₂ ansteigen. Da sich die Preise für CO₂-Zertifikate nicht so erhöht haben, wie von der britischen Regierung angenommen, würde dieser Preispfad zu starken Abweichungen und damit Wettbewerbsnachteilen für die britische Industrie gegenüber europäischen Wettbewerbern führen. Vor diesem Hintergrund wurde die CPSR ab 2016 bis 2020 bei 18 GBP (dem Niveau von 2015) eingefroren. Was das für die Höhe des CFP bedeutet, hängt von den Preisen für EUA Futures ab.

Die seit April 2013 gültige Zusatzsteuer (CPSR) gilt nur für den Einsatz von Energieträgern für die Stromerzeugung. Alle weiteren im EU ETS erfassten Teilbereiche (z.B. der Energiewirtschaft oder Industrieanlagen) sind von den Änderungen nicht betroffen. Für sie gelten nach wie vor die gesetzlichen Vorgaben der CCL. Allerdings gibt es für stromintensive Industriesektoren die Überlegung, eine zusätzliche Kompensation für die aus der CPSR resultierenden steigenden Strompreise einzuführen (vgl. UK Government 2013).

Abbildung 1 Ursprünglich geplante Funktionsweise des britischen Mindestpreises



Quelle: HMRC 2011

Aufkommen und Wirkung¹²

Das britische Finanzministerium rechnet durch die Einführung des CFP mit Steuereinnahmen in Höhe von 4-5 Mrd. GBP (4,7-5,9 Mrd. EUR) in den Jahren 2013-2016 (Sandbag 2013). Laut Regierungsprojektionen soll dies bis 2020 über 6 Mrd. GBP (7,1 Mrd. EUR) zusätzliche Investitionen in kohlenstoffarme Kraftwerke auslösen. Es wird weiterhin damit gerechnet, dass ein CFP zu Emissionsminderungen im Bereich der Stromerzeugung von 263 Mio. Tonnen CO₂ im Zeitraum von 2013-2020 führt. Die dadurch eintretende Verbesserung der Luftqualität könne zudem mit einem Wert von 0,9 Mrd. GBP (1,1 Mrd. EUR) beziffert werden. Ferner würden die Stromerzeuger ihre Ausgaben für EUAs um ca. 7,2 Mrd. GBP (8,5 Mrd. EUR) senken. Abzüglich der Kosten des administrativen Aufwands für die Umsetzung der neuen Steuer belaufe sich das Nettoaufkommen eines CFP für den Zeitraum von 2010-2030 auf ca. 1,9 Mrd. GBP (2,2 Mrd. EUR) (HMRC 2011).

¹²

Alle nachfolgenden Abschätzungen beziehen sich auf die ursprünglich angedachte Ausgestaltung des kontinuierlich ansteigenden Preispfades bis 2030. Durch das Einfrieren der CPSR bei 18 GBP ab 2016/2017 bis 2019/2020 verringern sich sowohl die fiskalischen als auch die ökologischen Auswirkungen der Maßnahme. Durch das Einfrieren der CPSR rechnet das britische Finanzministerium im Zeitraum 2016/2017 bis 2018/2019 mit Mindereinnahmen von ca. 1,8 Mrd. GBP (HMRC 2014). Die weiteren Auswirkungen können hier nicht quantifiziert werden.

2.2 Niederlande: Abschaffung der Energiesteuerausnahmen in der Kohleverstromung

In den Niederlanden haben Energie- bzw. CO₂-Steuern eine vergleichsweise lange Tradition. Die erste - über eine bloße Mineralölbesteuerung hinausgehende - explizite Steuer auf den Energieverbrauch stellt die 1988 eingeführte Fuel Tax (FT) dar, die 1992 zur General Fuel Tax (GFT) weiterentwickelt wurde. 1996 wurde eine neue Energiesteuer, die Regulatory Energy Tax (RET), eingeführt, um den Verbrauch von Energie und die Emission von CO₂ weiter einzuschränken. 2004 wurden die beiden Steuersysteme schließlich zur sogenannten Energy Tax (ET) zusammengefasst. Diese besteuert den Verbrauch von Kohle, Erdgas und Mineralölen für Heizzwecke sowie Elektrizität (nur für Kleinverbraucher) mit kontinuierlich steigenden Steuersätzen und in Anlehnung an den jeweiligen CO₂-Gehalt des Energieträgers (CESifo 2005).¹³ Stromerzeugungsanlagen hingegen konnten bislang ab einer Leistung von 1 MW umfangreiche Steuererlässe geltend machen.

Die Steuersätze der Energiesteuer variieren in den Niederlanden generell je nach Verbrauchergruppe (Industrie, Haushalte, Landwirtschaft). Die Höhe richtet sich bei Erdgas und Strom nach der Höhe des Verbrauchs. Je höher der Verbrauch eines Kunden, umso geringer der angesetzte Steuersatz (MoF 2005). Dieses sogenannte bracketing System erzeugt potenziell Fehlanreize in Richtung eines steigenden Verbrauchs.

Ein Großteil des Stromverbrauchs wird aus Gründen der Wettbewerbsgefährdung energieintensiver Unternehmen bislang von der ET ausgespart.¹⁴ In der industriellen Stromnutzung wird die Besteuerung bei einem jährlichen Verbrauch von mehr als 10 Mio. kWh auf das Niveau des EU-Mindestpreises abgesenkt, insofern der Verbraucher Energieeffizienzmaßnahmen zustimmt (EC 2013b).

Das aus der ET erzielte Steueraufkommen wird u.a. für die Förderung von erneuerbaren Energien und Effizienzprogrammen genutzt (BFE 2007). Es wird erwartet, dass durch die Steuer (ohne die neue Besteuerung der Stromerzeugung) bis 2020 jährliche Emissionsreduktionen in der Höhe von 4,6-5,1 Mio. Tonnen CO₂ erreicht werden (NREL 2009).

Ergänzung der Energiesteuer durch Abschaffung der Ausnahmen in der Kohleverstromung

Zum Jahresbeginn 2013 wurden im sogenannten Energieakkord die Energiesteuerausnahmen in der Stromerzeugung für Kohle abgeschafft. Im Gegenzug müssen niederländische Unternehmen Effizienznachweise erbringen. Es wird allerdings erwartet, dass diese Ausnahmen ab 2016 wieder eingeführt werden (Belastingdienst 2014). Seither zahlen Kohlestromerzeuger die Höhe des vollen Steuersatzes von aktuell 14,03 EUR je Tonne des eingesetzten Energieträgers (Belastingdienst 2013). Dies entspricht einem Preis von ca. 4,97 EUR je Tonne CO₂. Dadurch wird der Bereich der Stromerzeugung durch zwei Instrumente erfasst - einerseits durch den EU ETS, andererseits durch die nationale Energiebesteuerung. Dies wird damit gerechtfertigt, dass Kohle gegenüber anderen in der Stromerzeugung verwendeten Energieträgern der mit Abstand kohlenstoffintensivste Brennstoff ist. Anders als in Großbritannien gibt es in den Niederlanden allerdings keine Verrechnung der Kohlesteuer mit den EUA-Preisen.

¹³ Bei der FT wurde bereits 1990 eine Aufteilung der Steuer nach den Komponenten Energie- und CO₂-Gehalt vorgenommen. Seit 1992 werden die verschiedenen, innerhalb der GFT besteuerten, Brennstoffe je hälftig nach diesen beiden Komponenten besteuert. Dieses System wurde auch für die ET übernommen.

¹⁴ Weitere Ausnahmen von der ET stellen zur Stromerzeugung eingesetztes Erdgas und Elektrizität sowie der Einsatz von Elektrizität in chemischen oder metallurgischen Prozessen dar (EC 2013b).

Aufkommen und Wirkung

Als Folge der Aufhebung der Energiesteuerausnahmen von in der Stromerzeugung eingesetzter Kohle bzw. der verpflichtenden Effizienznachweise ab 2016 ist damit zu rechnen, dass zukünftig mehr Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerke zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Auch der Anteil von Gaskraftwerken wird voraussichtlich leicht steigen (Es wurde mit einem Anstieg der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken von 17 % gerechnet, Interfax 2013). Für das Jahr 2013 wird mit staatlichen Mehreinnahmen aus der Kohlesteuer von ca. 115 bis 174 Mio. EUR gerechnet (SQ Consult 2012).

2.3 Vergleich der Länderbeispiele und Übertragbarkeit auf Deutschland

In diesem Abschnitt werden die zuvor vorgestellten Länderbeispiele unter thematischen Gesichtspunkten verglichen und Übertragungsmöglichkeiten für Deutschland abgeleitet. Tabelle 3 bietet eine Übersicht.

Tabelle 3 Kurzübersicht über die unterschiedlichen CO₂-Steuersysteme der Länderbeispiele

	Steuer	Geltungsbereich	Zusätzliche Energiesteuern	Kopplung an ETS System	Ausnahmen	Energie-träger	Steuers-ätze 2015 (in EUR/t CO ₂)
GB	CPSR als Teil der CCL	Stromerzeugung mit Kohle und Gas	CCL; Fuel Duty	ja (direkt)	KWK-Anlagen unter 2 MW; Industrie	Kohle, Erdgas, Flüssiggas	21,27 ^{1*}
NL	Coal Tax	Kohlestromerzeugung	Energy Tax	ja (indirekt)	Wenn zur Verstromung verwendet; in der Wärmeerzeugung	Kohle	5,10 ^{2*}

* Durch die Einbindung dieser Bereiche in den EU ETS kann der effektive Steuersatz hier bedeutend höher ausfallen. Bei einem Future-Zertifikatpreis von 12,66 EUR für 2013 ergeben sich Vergleichswerte von 18,47 EUR für GB bzw. 17,63 EUR für NL.

¹ vgl. HMRC (2014)

² vgl. Belastingdienst (2013): für Kohle in der Stromerzeugung gilt der volle Satz von 14,40 EUR pro Tonne; umgerechnet auf EUR je Tonne CO₂ ergibt dies ungefähr 5,1 EUR.

Gründe für die Einführung eines nationalen CO₂-Mindestpreises

Von Seiten der britischen Regierung wird als zentrale Begründung für die Einführung eines nationalen CO₂-Mindestpreises zur Ergänzung des EU ETS die **Erhöhung der Investitions- und Planungssicherheit in Niedrigemissionstechnologien** genannt. Dies wird als wichtiger Schritt zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele angesehen. In den Niederlanden ist die Aufhebung der Ausnahmen in der Kohlebesteuerung zur Stromerzeugung offiziell primär dadurch motiviert, umweltschädliche Kohle- gegenüber umweltfreundlicheren Gaskraftwerken unrentabler werden zu lassen. Die Veränderung der Einsatzhäufigkeit von Kohle- und Gaskraftwerken steht hier somit im Vordergrund. In beiden Fällen dürften aber auch die durch die eingeführten Maßnahmen generierten Steuereinnahmen eine wichtige Rolle spielen. Dieser Aspekt wird von Seiten des britischen Finanzministeriums explizit als weiterer Grund für die Einführung der Maßnahmen genannt. Das durch die neu eingeführten Maßnahmen erzielte Steueraufkommen soll in beiden Fällen u.a. in die Förderung von Niedrigemissionstechnologien bzw. zur Steuersenkung an anderer Stelle verwendet werden.

Die genannten Gründe sprechen für die Einführung eines nationalen CO₂-Mindestpreises auch in Deutschland.

- Hervorzuheben sind ebenfalls die Investitions- und Planungssicherheit für Investitionen in Maßnahmen zur CO₂-Reduktion. Obwohl die Höhe des von Seiten des Forums Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft vorgeschlagenen Mindestpreises von anfänglich 20 EUR je Tonne CO₂ für eine flächendeckende Besserstellung von Gaskraftwerken gegenüber Kohlekraftwerken allein noch nicht ausreichend ist, trägt er maßgeblich zur Besserstellung und verbesserten Rentabilität bei. Ein wichtiger Aspekt für Deutschland ist darüber hinaus die Erhöhung des Strompreises.
- Ebenfalls relevant ist das Argument des zusätzlichen Aufkommens: Der Energie- und Klimafonds, der aus den Einnahmen aus der Versteigerung von Zertifikaten gespeist wird, musste in den Jahren 2012 und 2013 aufgrund der niedrigen Zertifikatspreise regelmäßig durch alternative Finanzierungsquellen gestützt werden, um die vorgesehenen Förderprogramme zumindest teilweise finanzieren zu können.

Insgesamt sind Motivation und Hintergrund der gewählten Länderbeispiele gut mit der Situation in Deutschland vergleichbar.

Zusätzliche CO₂-Steuer als Primärenergiesteuer in der Stromerzeugung

In Großbritannien und den Niederlanden ist ein nationaler Mindestpreis für einen Teilbereich des EU ETS über eine zusätzliche CO₂-Steuer als Primärenergiesteuer in der Stromerzeugung eingeführt worden. Im Falle von Großbritannien erfolgte dies über die Abschaffung der geltenden Ausnahmetatbestände für die Besteuerung in der Stromerzeugung auf Kohle, Erd- und Flüssiggas sowie der Anpassung der Steuersätze entsprechend des CO₂-Gehalts der Energieträger. In den Niederlanden erfolgte dies über die Abschaffung der auf Kohle mit Einsatzzweck Stromerzeugung gewährten Ausnahmetatbestände. Im Unterschied zu den Niederlanden ist die britische Regelung insofern umfassender, als dass sie mehrere Brennstoffe umfasst und diese entsprechend besteuert. In beiden Fällen wird die Steuer zusätzlich zu den im Rahmen des EU ETS anfallenden Zertifikaten erhoben. Für die Abwicklung konnten bereits bestehende administrative Verfahren der Energiesteuererhebung genutzt werden.

Die Option, den ETS durch eine Energiesteuer (in Anlehnung an CO₂-Gehalt der Brennstoffe) im Bereich der Stromerzeugung zu ergänzen, ist grundsätzlich gut auf Deutschland übertragbar. Für ein flächendeckendes Preissignal kann der breitere Ansatz von Großbritannien als Vorbild dienen, bei dem Kohle, Erdgas und Flüssiggas erfasst werden. Dadurch, dass die Mindestpreise in den beiden Ländern nur im Bereich der Stromerzeugung eingeführt wurden, sind Industrieemissionen allerdings vom Preissignal ausgenommen. Hier sollte auch die Möglichkeit geprüft werden, den Mindestpreis auf weitere im Emissionshandel erfasste Bereiche auszudehnen.

Im Gegensatz zu den Niederlanden wird in Großbritannien die Höhe der zusätzlichen CO₂-Steuer in Anlehnung an die Zertifikatspreise des EU ETS bestimmt. De facto handelt es sich hierbei um das einzige Fallbeispiel, dass einen echten CO₂-Mindestpreis zur Ergänzung des EU ETS eingeführt hat. Für Deutschland sollte sich die Höhe des einzuführenden CO₂-Mindestpreises ebenfalls an den erwarteten Entwicklungen der Zertifikatspreise orientieren. Hier könnte das britische Verfahren als Vorbild übernommen werden.

Kritik an den eingeführten CO₂-Mindestpreisregelungen

Als Kritik an der CO₂-Mindestpreisregelung wurde in der britischen Debatte vor Einführung der CPSR u.a. geäußert, eine vom jährlichen Votum des Parlaments abhängige Festlegung der Höhe der CPSR Sorge selbst wiederum für politische Unsicherheiten (IPPR 2011). Dies hängt jedoch entscheidend von der Ausgestaltung des Instruments und einem klaren und langfristigen politischen Bekenntnis zu der Maßnahme durch die jeweiligen nationalen Regierungen ab. In Punkto Planungssicherheit für britische Unternehmen ist

durch die Einführung der CPSR insgesamt trotzdem von einer Besserstellung auszugehen, da hier ein glaubwürdiges Bekenntnis für ein dauerhaftes CO₂-Preissignal erfolgt ist. Insofern erscheint diese Kritik bei entsprechender Ausgestaltung auch für eine mögliche Übertragung auf den deutschen Fall als unzutreffend.

Darüber hinaus wurde kritisiert, nationale Maßnahmen sorgten für keinerlei zusätzliche CO₂-Einsparungen auf europäischer Ebene (vgl. IPPR 2011). Solange hier keine kritische Masse von Partnerländern erreicht werde, die ebenfalls nationale Maßnahmen zur CO₂-Preisstabilisierung verfolgten, könne der Preis für EUAs sogar kurzfristig weiter sinken. Um diesem Problem zu begegnen, wäre eine koordinierte Einführung von CO₂-Mindestpreisen in den CO₂-intensivsten europäischen Volkswirtschaften anzustreben. Auf nationaler Ebene können CO₂-Mindestpreisregelungen durchaus einen wichtigen Impuls in Richtung einer CO₂-ärmeren Wirtschaftsweise setzen, womit längerfristig auch auf europäischer Ebene eine Verschärfung der Ziele die langfristige Reduzierung der Emissionsmenge erleichtern wird. Der Idealfall ist aber weiterhin eine gesamteuropäische Lösung.

Die niederländische Maßnahme war wiederholt dem Vorwurf der Diskriminierung von Kohle gegenüber anderen Energieträgern in der Stromerzeugung und dem Verdacht der Unvereinbarkeit mit der europäischen Energiesteuerrichtlinie ausgesetzt, die eine Doppelbesteuerung von Strom nur unter umweltpolitischen Gesichtspunkten für zulässig erachtet. Von Seiten der niederländischen Elektrizitätswirtschaft wird die Maßnahme daher auch als zusätzliche Staatseinnahmequelle ohne wesentliche Umweltlenkungsfunktion kritisiert und damit ihre Rechtmäßigkeit hinterfragt (vgl. ICIS 2013a). Die Kritik gründet darauf, dass die einseitige Aufhebung der Steuerbegünstigungen für Kohlestromerzeuger zwar einen Rückgang der Profitabilität jener Anlagen verursache, jedoch nicht zum erhofften Wechsel in der Einsatzreihenfolge zwischen Kohle- und Gaskraftwerken führe. Dennoch kann die Maßnahme auch aus einer umweltpolitischen Motivation heraus gerechtfertigt werden, da sie zumindest eine Besserstellung von Gaskraftwerken anregt. Diese Kritik könnte für die Ausgestaltung in Deutschland auch dadurch umgangen werden, dass eine Kopplung der Höhe der zu erhebenden Steuersätze in der Stromerzeugung an den CO₂-Gehalt aller verwendeten Brennstoffe umgesetzt wird.

3 Überlegungen zur angemessenen Höhe eines CO₂-Mindestpreises

Allen im folgenden Kapitel 4 vorgestellten Optionen für die Umsetzung in Deutschland liegt die Annahme eines politisch zu definierenden Mindestpreises je Tonne CO₂ zu Grunde. Dieser müsste auf einem Niveau liegen, das eine ausreichende Lenkungswirkung verspricht, dabei aber nicht erdrosselnd für die betroffenen Sektoren wirkt. Zudem sollte er über die Zeit ansteigen, um kontinuierliche Innovationsanreize zu bieten und einen Inflationsausgleich zu gewährleisten. Ansatzpunkte für die anzusetzende Höhe sind die folgenden:

- Schätzungen zu den Kosten des Klimawandels, die durch die Emission einer Tonne CO₂ verursacht werden: Diese liegen in der Größenordnung von **80 EUR je Tonne CO₂** (vgl. UBA 2013a).
- Modellierungen des europäischen Strommarkts: Laut einer aktuellen Studie des Öko-Instituts bewirken **Mindestpreise ≥ 35 EUR je Tonne CO₂** deutliche Emissionsminderungen im gesamten Bilanzraum der EU, da sie einen Brennstoffwechsel in der Stromerzeugung nach sich ziehen (vgl. Öko-Institut 2014). Bei einer konzertierten Aktion Deutschlands mit europäischen Nachbarländern ist die Emissionsminderung am größten, weil Verlagerungseffekte damit deutlich reduziert werden.
- Die wissenschaftliche Abschätzung des Preises, ab welchem Gaskraftwerke gegenüber Kohlekraftwerken wirtschaftlich werden: Laut einer aktuellen Studie des DIW liegt die Höhe zur Verschiebung in der Merit-Order von Erdgaskraftwerken vor Steinkohlekraftwerke bei **>20 EUR je Tonne CO₂** und vor Braunkohlekraftwerke bei **>40 EUR je Tonne CO₂** (vgl. Oei et al. 2014). ICIS kam 2013 auf Basis aktueller Gas-, Kohle-, Strom- und CO₂-Preise in Deutschland zu einer nötigen Höhe des CO₂-Preises von **48 EUR je Tonne CO₂** und zitiert Ergebnisse anderer Beratungsunternehmen mit Werten von **15 bis 40 EUR je Tonne CO₂** zur Veränderung der Merit-Order von Gas- gegenüber Steinkohlekraftwerken (ICIS 2013b).
- Der ursprünglich von der EU-Kommission bei Einführung des EU ETS angenommene Preis: Die EU-Kommission ging von einer Höhe des CO₂-Preises von mittelfristig **30 EUR je Tonne CO₂** aus (vgl. DW 2013).
- Die Höhe der in anderen europäischen Ländern eingeführten CO₂-Steuern bzw. Mindestpreise (Stand 2013): Diese reichen von umgerechnet **5,10 EUR¹⁵ je Tonne CO₂** in den Niederlanden (Kohleverstromung) bis **21,30 EUR¹⁶ je Tonne CO₂** in Großbritannien (ursprünglich ansteigend auf 35 EUR je Tonne CO₂ bis 2020) innerhalb des Geltungsbereichs des EU ETS. Für die Bereiche außerhalb des ETS werden sogar CO₂-Steuersätze von rund **29 EUR je Tonne CO₂** in der Schweiz (ansteigend ab 2014) bzw. von bis zu **114 EUR je Tonne CO₂** in Schweden erhoben (Hammar & Sjöström 2011).
- Der im Gesetzesentwurf der Bundestagsfraktion von Bündnis90/Die Grünen genannte Wert eines CO₂-Mindestpreises: Dieser liegt bei **15 EUR je Tonne CO₂** und soll innerhalb des Zeitraums von 2015-2020 um jeweils einen Euro jährlich **auf 20 EUR je Tonne CO₂** steigen. In der Begründung des Gesetztextes heißt es, diese Höhe orientiere sich am vor dem Einbruch der CO₂-Preise in 2011 herrschenden Preisniveau. Auf diese Weise solle die Planungssicherheit auf Basis der ursprünglichen Erwartungen der Marktteilnehmer aufrechterhalten werden.

¹⁵ Zusätzlich zu der erhobenen Inputbesteuerung des Energieträgers Kohle in der Stromerzeugung müssen von Stromerzeugungsanlagen Emissionszertifikate erworben werden, wodurch der effektive CO₂-Preis je nach Zertifikatspreis höher liegt.

¹⁶ Die Höhe des CFP ergibt sich durch die Kombination von CPSR und den zukünftig erwarteten Preisen für Emissionszertifikate.

- Der im Vorschlag der EU-Kommission zur Änderung der Energiesteuerrichtlinie genannte Mindeststeuersatz: Die EU-Kommission schlägt für die Harmonisierung der europäischen Energiesteuern zusätzlich zur Steuer auf den Energiegehalt eine CO₂-Komponente von **20 EUR je Tonne CO₂** vor (vgl. EC 2011).
- Der in Deutschland geltende Energiesteuersatz auf Erdgas als Heizstoff¹⁷: Der Steuersatz liegt laut § 2 EnergieStG bei 5,50 EUR/MWh und beträgt umgerechnet rund 27 EUR je Tonne CO₂.¹⁸ Der reduzierte Steuersatz für Verwendung im Produzierenden Gewerbe (75 Prozent des Regelsteuersatzes nach § 54 EnergieStG) liegt bei rund **20,50 EUR je Tonne CO₂**.

Vor dem Hintergrund der dargestellten Größenordnungen empfiehlt das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, sich beim CO₂-Mindestpreis in Deutschland am britischen Vorbild zu orientieren, wonach der Preis bei Einführung **20 EUR je Tonne CO₂** beträgt und mittelfristig auf mindestens **35 EUR je Tonne CO₂** ansteigt. Bei den folgenden Ausgestaltungsoptionen für Deutschland werden diese Werte verwendet.

Damit werden Differenzen bzw. Verzerrungen durch einen CO₂-Mindestpreis zwischen GB und Deutschland vermieden und eine Grundlage für die Umsetzung in weiteren EU-Mitgliedstaaten gelegt. Ein weiterer Grund für eine Untergrenze von 20 Euro ist die Einhaltung des von der EU-Kommission vorgeschlagenen Mindestwertes für Energiesteuern, womit auch die laufenden Verhandlungen zum Vorschlag der Energiesteuerrichtlinie nicht beeinflusst werden. Zudem entspricht die Höhe von 20 Euro dem geltenden Energiesteuersatz für Erdgas zur Verwendung als Heizstoff im Produzierenden Gewerbe (vgl. Fußnote 17). Ein kontinuierlicher Anstieg des Mindestpreises auf 35 Euro (wie ursprünglich in Großbritannien vorgesehen) erhält auch in Zukunft die Anreize zur Dekarbonisierung und wird vom SRU insbesondere vor dem Hintergrund eines Energieträgerwechsel in der Stromerzeugung von grundlastorientierter Kohle zu flexiblerem Gas befürwortet (vgl. SRU 2011; SRU 2013). Der mittelfristige Zielpfad von 35 EUR je Tonne CO₂ deckt sich auch mit dem vom Öko-Institut modellierten Ergebnisse hinsichtlich der größten Emissionsreduktionspotenziale.

Die anderen dargestellten Vergleichswerte von bis zu 80 EUR je Tonne CO₂ zeigen, dass aus Sicht des Klimaschutzes durchaus höhere Mindestpreise gerechtfertigt wären und die hier vorgeschlagenen Größenordnungen als Mindestwert des vorgesehenen CO₂-Preissignals im Rahmen des Emissionshandels gelten können.

¹⁷ Wortlaut des §2 EnergieStG: Verwendung „zum Verheizen oder zum Antrieb von Gasturbinen und Verbrennungsmotoren“.

¹⁸ Zur Umrechnung wurde auf Angaben in der Zuteilungsverordnung 2012, Anhang I zurückgegriffen. Danach liegt der Emissionsfaktor von Erdgas bei 0,056 t CO₂/GJ.

4 Ausgestaltungsoptionen eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland

Da die Durchsetzbarkeit von Handlungsoptionen auf europäischer Ebene zur Stabilisierung des CO₂-Preissignals bislang unsicher ist (vgl. Kapitel 0), werden im Folgenden drei Modelle für den deutschen Kontext vorgestellt. Dabei muss betont werden, dass diese Ansätze als kurzfristige Ergänzung zum bestehenden EU ETS zu verstehen sind. Oberste Priorität sollten mittel- bis langfristig weiterhin die strukturellen Reformen des EU ETS haben.

Wie in Kapitel 0 aus theoretischer, und in Kapitel 2 aus praktischer Sicht aufgezeigt, bieten sich unterschiedliche Varianten eines CO₂-Mindestpreises zur Ergänzung des EU ETS im Sinne eines hybriden Systems aus Preis- und Mengensteuerung an.

In der Praxis überwiegen zwei grundsätzliche Möglichkeiten der Ausgestaltung einer zusätzlichen CO₂-Steuer als Instrument der Preissteuerung¹⁹: Die Besteuerung von Primärenergieträgern nach ihrem spezifischen CO₂-Gehalt oder aber die Besteuerung der CO₂-Emissionen selbst. Im Folgenden werden drei Optionen der Ausgestaltung in Deutschland skizziert:

- (1.) Steuer auf die Emission von CO₂,
- (2.) Steuer auf den Verbrauch von Emissionszertifikaten (EUAs) und
- (3.) CO₂-Steuer auf zur Stromerzeugung eingesetzte Energieträger (Anpassung der Energiesteuern).

Da das Anliegen der vorliegenden Studie die Stützung des EU ETS durch das Instrument eines flankierenden nationalen CO₂-Mindestpreises ist, beschränkt sich die Betrachtung auf die im Emissionshandel erfassten Anlagen und Tätigkeiten. Obwohl es grundsätzlich wünschenswert wäre, weitere CO₂-Emittenten in ein System der CO₂-Bepreisung aufzunehmen, gewährleistet die damit getroffene Vorauswahl des Kreises der Abgabepflichtigen die Berücksichtigung eines Großteils der CO₂-Emissionen. Denn die im EU ETS erfassten Sektoren der Energieerzeugung und der CO₂-intensiven Industrie waren im Jahr 2012 mit 453 Mio. t CO₂ ungefähr für die Hälfte der gesamten entstandenen deutschen CO₂-Emissionen von 931 Mio. t CO₂ verantwortlich (DEHSt 2013d; UBA 2013b).

4.1 Option 1: CO₂-Steuer

In der ersten Option „CO₂-Steuer“ wird eine ergänzende Besteuerung jener CO₂-Emissionen vorgeschlagen, die bereits vom Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) erfasst werden.

Steuergegenstand, Steuerschuldner, Erhebungsverfahren

Den Steuergegenstand stellt in dieser Option die Emission von CO₂ im Geltungsbereich des EU ETS dar. Steuerschuldner sind die Betreiber von Anlagen, die mit einer elektrischen Leistung von mehr als 20 MW dem TEHG unterliegen. Die Besteuerung von Emissionen könnte sich direkt an den bereits etablierten Ver-

¹⁹ Dies sollte sinnvollerweise auch Emissionen anderer Treibhausgase beinhalten, die entsprechend ihrem globalen Erwärmungspotenzial in CO₂-Äquivalente (CO_{2e}) umgerechnet werden (vgl. DEHSt 2013a). Genauer gesagt müsste daher eigentlich die Rede von einer CO_{2e}-Steuer sein.

fahren zur Erfassung von Emissionen im EU ETS orientieren.²⁰ In Anlehnung an dieses Verfahren wird die Steuer für die im EU ETS bereits definierte Menge an CO₂-Emissionen fällig. Die CO₂-Steuer würde jeweils dann erhoben, wenn am 30. April eines Jahres die Tilgung der Zertifikate für das vorangegangene Kalenderjahr vorgenommen wird. Zur Erhebung der Steuer genügt die Vorlage des Emissionsberichts nach § 5 Abs. 1 TEHG, sowie die Geltendmachung von Befreiungen kostenloser Berechtigungen. Durch die Synchronisierung mit dem TEHG ist der bürokratische Aufwand vergleichsweise gering

Analog zur kostenlosen Zuteilung im EU ETS werden bestimmte industrielle Tätigkeiten von der Steuer ausgenommen, um z.B. die internationale Wettbewerbsfähigkeit bestimmter Sektoren nicht zu gefährden.²¹ Dies wird dadurch erreicht, dass Emissionen, die durch kostenlos zugeteilte Zertifikate abgedeckt sind, in der Berechnung der zu erhebenden Steuer nicht abgebildet werden. Die Steuer wird demnach nur auf die Emissionen erhoben, die nicht der kostenlosen Zuteilung unterliegen.

Steuerhöhe, Steueraufkommen

Die Höhe der anzusetzenden CO₂-Steuer ergibt sich innerhalb dieser Option durch die Differenz aus angestrebtem CO₂-Mindestpreis und des durch Versteigerungen im vorangegangenen Kalenderjahr durchschnittlich erzielten Zertifikatpreises. Dies wird von der DEHSt regelmäßig erfasst und publiziert (vgl. DEHSt 2013c). Stellt sich zum Erhebungszeitpunkt heraus, dass der durch Versteigerungen durchschnittlich erzielte Preis der EUAs größer oder gleich der Höhe des angesetzten CO₂-Mindestpreises ist, entfällt die zusätzlich zu erhebende CO₂-Steuer. Im umgekehrten Fall werden Steuern in Höhe des Differenzbetrags zum CO₂-Mindestpreis erhoben.

Wird zunächst von einem Mindestpreis von 20 EUR je Tonne CO₂ ausgegangen (s.o.), könnte zukünftig mit jährlichen Staatseinnahmen aus einer CO₂-Steuer, in Kombination mit den Erlösen aus dem EU ETS, von rund 3,7 bis 4,3 Mrd. EUR gerechnet werden. Dies entspräche ca. der 2,5-fachen Höhe der für 2013 vom Bundesfinanzministerium (BMF) für den EKF zugesagten Mittel in Höhe von 1,4 Mrd. EUR und könnte somit zu einem Ausbau in der Finanzierung von Großprojekten der Energiewende beitragen. Die Schätzung des Aufkommens orientiert sich an den für 2013 in Deutschland zur Versteigerung vorgesehenen ca. 183 Mio. Emissionsberechtigungen in Verbindung mit einem angestrebten CO₂-Mindestpreis von 20 EUR je Tonne (vgl. Bundesregierung 2013).

Steigt der Börsenpreis der Emissionszertifikate über das Niveau des Mindestpreises, steigen auch die Staatseinnahmen. Zudem ist im Laufe der dritten Handelsperiode (2013-2020) mit einer weiterhin zunehmenden Versteigerungsmenge zu rechnen, wobei der genaue Umfang noch nicht feststeht (vgl. DEHSt 2013b). Bis 2020 kann für Deutschland mit einer Zunahme der Auktionsmenge auf ca. 216 Mio. EUAs gerechnet werden, sofern der deutsche Anteil von ca. 22,2% an der gesamteuropäischen Menge der versteigerten EUAs konstant bleibt (EC 2013c).

²⁰ Die EU-Kommission regelt dies in ihrer Monitoring-Verordnung über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen bereits abschließend für die ab 2013 begonnene dritte Handelsperiode (EC 2012). Anlagenbetreiber können grundsätzlich zwischen den beiden Methoden Berechnung und Messung ihrer CO₂-Emissionen wählen, wobei bei Messungen deren höhere Genauigkeit gegenüber der Berechnungsmethode nachzuweisen ist. Bei der Berechnungsmethode werden die Emissionen aus Stoffströmen anhand von Tätigkeitsdaten gewonnen. Bei der Messungsmethode erfolgt eine kontinuierliche Messung der Konzentration des betreffenden Treibhausgases im Abgasstrom. Die gewählte Methode ist von der zuständigen Behörde, der DEHSt, zu genehmigen.

²¹ Die EU Kommission hat 2009 ein Verzeichnis über diejenigen Wirtschaftssektoren erstellt, die besonders vom Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen betroffen sind - die sogenannte Carbon Leakage Liste (vgl. EC 2010). Um ihre Wettbewerbsfähigkeit zu bewahren, erhalten diese Sektoren einen höheren Anteil kostenlos zugeteilter Zertifikate (EC 2013d).

4.2 Option 2: Steuer auf Zertifikate

Eine weitere Ausgestaltungsoption, um CO₂-Mindestpreise in Deutschland zu verankern, stellt eine Steuer auf den Verbrauch von Emissionszertifikaten (EUAs) dar (vgl. Gesetzesentwurf der Bundestagsfraktion Bündnis90/Die Grünen, Deutscher Bundestag 2013).

Steuergegenstand, Steuerschuldner, Erhebungsverfahren

Im Unterschied zu Option 1 ist der Steuergegenstand in dieser Option nicht die Emission selbst, sondern der Verbrauch von CO₂-Zertifikaten. Steuerpflichtig wären folglich ebenfalls nur Inhaber von Emissionszertifikaten, d.h. Anlagenbetreiber, deren Anlagen dem TEHG unterliegen und somit einer Nachweispflicht über ausreichende EUAs unterliegen. Analog zur vorigen Option würde die Zertifikatsteuer jeweils dann erhoben, wenn am 30. April eines Jahres die Tilgung der Zertifikate für das vorangegangene Kalenderjahr vorgenommen wird. Auch hier wird die Steuer also rückwirkend erhoben. Zur Erhebung der Steuer genügt die Einreichung des Emissionsberichts nach § 5 Abs. 1 TEHG, sowie die Geltendmachung von Befreiungen kostenloser Berechtigungen. Durch die Synchronisierung mit dem TEHG ist der bürokratische Aufwand vergleichsweise gering.

Kostenlos zugewiesene Zertifikate würden von der Regelung unangetastet bleiben, d.h. diese wären weiterhin von der Steuerpflicht befreit. Dies dient dem Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit bestimmter Industriezweige (vgl. Carbon Leakage Liste).

Steuerhöhe, Steueraufkommen

Die Höhe der zu entrichtenden Zertifikatsteuer richtet sich nach der Differenz aus angestrebtem (d.h. politisch festgesetztem) CO₂-Mindestpreis und dem bei Versteigerungen durchschnittlich erzielten Marktpreis der Zertifikate im vorangegangenen Kalenderjahr. Steigt der durchschnittliche Zertifikatpreis für den betrachteten Erhebungszeitraum auf oder über die Höhe des festgesetzten Mindestpreises pro emittierter Tonne CO₂, würde die zu erhebende Steuer erst gar nicht fällig.

Die zu erwartenden gesamtstaatlichen Einnahmen aus der Einführung einer Zertifikatsteuer von 20 EUR je Tonne CO₂, in Kombination mit den Erlösen aus dem EU ETS, belaufen sich analog zu Option 1 auf rund 3,7 bis 4,3 Mrd. EUR. Bei entsprechender Anpassung des Mindestsatzes der Zertifikatsteuer erhöht sich das Steueraufkommen entsprechend. Liegt der durchschnittliche Börsenpreis von Emissionszertifikaten über dem Mindestpreis, generiert der Emissionshandel ebenfalls zusätzliche Mittel für den Staatshaushalt.

4.3 Option 3: Energiesteuer mit CO₂-Komponente

Energiesteuern auf fossile Brennstoffe werden heute in den meisten Staaten erhoben - einerseits um Staatseinnahmen zu generieren, andererseits aus einer umweltpolitischen Motivation heraus. Sie fallen unter die Kategorie der Verbrauchssteuern. Energiesteuern werden im Gegensatz zu Stromsteuern auf Ebene der Primärenergieträger erhoben. Die für die Stromerzeugung eingesetzten Brennstoffe sind davon in den EU-Mitgliedstaaten bis auf wenige Beispiele (siehe GB und NL) jedoch häufig ausgenommen. Seit Umsetzung der EU Energiesteuerrichtlinie 2003 wird flächendeckend eine Stromsteuer erhoben, und die Besteuerung der zur Stromerzeugung eingesetzten Primärenergieträger ist nur noch in Ausnahmefällen aus umweltpolitischen Gründen vorgesehen (vgl. Kapitel 5.2.3).

In Deutschland regelt das Energiesteuergesetz (EnergieStG) seit dem 01.08.2006 die Besteuerung von Energieerzeugnissen, sowohl aus fossilen als auch aus nachwachsenden Energieträgern. Insofern Energie-

träger zur Stromerzeugung eingesetzt werden, sind diese bisher explizit von der Energiesteuer befreit bzw. entlastet (vgl. § 3; §37; § 53 EnergieStG).²² Dies gilt nur für Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als 2 MW. In diesem Bereich gibt es also bisher keine Überschneidung zwischen Erhebung der Energiesteuer und dem Geltungsbereich des Emissionshandels, der erst Anlagen ab einer Leistung von 20 MW erfasst.

Eine Anpassung der Energiesteuer zur Ausgestaltung eines nationalen CO₂-Mindestpreises stellt eine dritte Option zur Stützung des EU ETS dar. Hierfür könnte wie in Großbritannien und den Niederlanden (siehe Kapitel 2) zunächst die Befreiung der Stromerzeugung von der Energiesteuer aufgehoben und die geltenden Steuersätze für diesen Bereich an den CO₂-Gehalt der Energieträger angepasst werden. Mittelfristig wäre auch in den anderen Einsatzbereichen eine solche Anpassung der Steuersätze wünschenswert, so dass alle Energieträger gleichermaßen bezogen auf ihren spezifischen Energie- und CO₂-Gehalt besteuert würden.

Steuergegenstand, Steuerschuldner, Erhebungsverfahren

Den Steuergegenstand bildet in dieser Option grundsätzlich die „Entnahme von Energieerzeugnissen in den steuerrechtlich freien Verkehr“ mit dem Einsatzzweck Stromerzeugung. Der Steuerschuldner ist, wie im EnergieStG geregelt, der Lieferant dieser Energieträger, also z.B. ein Kohlebetrieb oder ein Gasimporteureur. Die Höhe der Steuer richtet sich nach dem spezifischen CO₂-Gehalt. Dies zieht grundlegende Änderungen im bislang geltenden EnergieStG nach sich.

- Zunächst wird der Anwendungsbereich der Energiesteuer auf für die Stromerzeugung eingesetzte Energieträger ausgedehnt (bei Verwendung in einer Anlage zur Stromerzeugung ab einer Größe von mehr als 20 MW).²³ Wie im geltenden EnergieStG müsste der Lieferant die Energiesteuer abführen und kann sie bei Verwendung zur Stromerzeugung an den Empfänger der Lieferung weiterreichen. Weitere geltende Vergünstigungen und Ausnahmen bei der Energiesteuer (z.B. Spitzenausgleich, Befreiung von bestimmten Prozessen, Ausnahmen KWK) bleiben bestehen.
- Die weiteren im EU ETS erfassten Tätigkeitsbereiche außerhalb der Stromerzeugung unterliegen weiterhin der regulären Energiesteuer; für sie gilt der CO₂-Mindestpreis zunächst nicht. Mittelfristig wäre es wünschenswert, gemäß Vorschlag der EU Kommission auch hier die Steuersätze in Anlehnung an Energie- und CO₂-Gehalt anzupassen und einen CO₂-Mindestpreis anzuwenden (vgl. FÖS 2010; FÖS 2012b).

Die Steueranmeldung sowie das Erhebungsverfahren können weitestgehend beibehalten werden: Die Steuerschuldner (Lieferanten) müssen selbständig innerhalb einer gewissen Frist eine Steuererklärung beim Hauptzollamt durchführen. Bei Kohle erfolgt dies monatlich, bei Erdgas kann die Steuererklärung auf Antrag auch jährlich erfolgen.

²² Ein Sonderfall sind KWK-Anlagen, die sowohl Strom als auch Wärme erzeugen. Sie unterliegen generell der Energiesteuerpflicht, können sich aber bei Erreichen bestimmter Effizienzvorgaben befreien lassen.

²³ Prinzipiell wäre es denkbar, eine über alle Leistungsklassen hinweg durchgängige Energiebesteuerung in der Stromerzeugung einzuführen. Allerdings würden dadurch die bislang nicht durch das EU ETS erfassten Anlagen mit einer Nennleistung zwischen 2-20 MW elektrischer Leistung ebenfalls erfasst. Da Anlagen bis zu einer Größe von 20 MW derzeit im EHS nicht erfasst sind, bleiben sie auch bei dem hier vorliegenden Vorschlag zur CO₂-Besteuerung unberücksichtigt.

Steuerhöhe, Steueraufkommen

Die Höhe des generierten Steueraufkommens aus der Abschaffung der Energiesteuerbefreiung in der Stromerzeugung lässt sich über die zur Stromerzeugung in 2013 eingesetzten Energieträger abschätzen. Auf Basis des Energieträgereinsatzes zur Stromerzeugung lassen sich die hierbei entstandenen CO₂-Emissionen für Anlagen >20MW in 2013 mit rund 276 Mio. Tonnen CO₂ beziffern.²⁴ Da ab 2013 keine kostenlosen Zuteilungen innerhalb der Stromerzeugung mehr erfolgen, können diese als Grundlage der Berechnung des Gesamtaufkommens dieser Option dienen. Bei einem angesetzten Mindestpreis von 20 EUR je Tonne CO₂ generiert diese Option damit mindestens 5,5 Mrd. EUR.

Die Höhe der CO₂-Steuerkomponente ergibt sich in dieser Option (ähnlich wie im britischen Modell) aus der Differenz des politisch festgesetzten Mindestpreises und dem aktuellen Zertifikatpreis für EUA-Futures. Je nach spezifischem CO₂-Gehalt der unterschiedlichen Energieträger müsste so die Höhe des Steuersatzes im Voraus, z.B. für zwei Kalenderjahre, festgelegt werden. Das Verhältnis des tatsächlichen durchschnittlichen Versteigerungspreises der EUAs in einem Kalenderjahr und des vorher angesetzten Futurezertifikatpreises hat keine Auswirkung auf die Höhe des Steuersatzes, kann aber das Steueraufkommen verändern:

- Liegen die Versteigerungspreise der EUAs über dem Futurepreis, profitiert der Staat einerseits von steigenden Einnahmen aus dem EU ETS, andererseits aus der am CO₂-Gehalt ausgerichteten Energiesteuer.
- Liegen die Versteigerungspreise der EUAs unter dem Futurepreis, fallen auch die Einnahmen niedriger aus als angenommenen. Die Höhe der Steuereinnahmen durch die CO₂-Steuer bliebe aber konstant.

Diese Ausgestaltung sichert demnach streng genommen keinen CO₂-Mindestpreis zu. Denn bei (stark) fallenden Zertifikatspreisen kann das geplante Aufkommen trotz zusätzlicher CO₂-Steuer unterschritten werden. Nur die Steuer selbst stellt in diesem Fall die absolute CO₂-Preismindestgrenze dar.

²⁴

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gibt für das Jahr 2013 folgenden Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung an: 1.073 PJ Steinkohle, 1.474 PJ Braunkohle und 427 PJ Erdgas (vgl. BMWi 2014). Aus diesen Daten lässt sich mit Hilfe spezifischer CO₂-Umrechnungsfaktoren für den Einsatzzweck Stromerzeugung die in der deutschen Stromerzeugung freigesetzte Menge an CO₂-Emissionen überschlagen (vgl. UBA 2013c). Diese beläuft sich damit für das Jahr 2013 auf ca. 290 Mio. Tonnen CO₂. Subtrahiert man von dieser Menge diejenige Kraftwerkskapazität, die unter der 20MW-Schwelle des EU ETS liegt (weniger als 5 Prozent, vgl. Bundesnetzagentur 2013), kann von einem Näherungswert für die Emissionen in der deutschen Stromerzeugung von ca. 276 Mio. Tonnen CO₂ ausgegangen werden.

4.4 Übersicht über die Optionen

Tabelle 4 Übersicht über Ausgestaltungsoptionen eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland

Optionen	1) CO ₂ -Steuer	2) Steuer auf EUAs	3) Reform der Energiesteuer
Kurzbeschreibung	Steuer auf die Emission von CO ₂	Steuer auf den Verbrauch von CO ₂ -Zertifikaten	CO ₂ -Steuer auf zur Stromerzeugung eingesetzte Energieträger (Abschaffung der Ausnahmen für die Stromerzeugung, § 37 und § 53 EnergieStG; Anpassung der Energiesteuern in Anlehnung an CO ₂ -Gehalt)
Steuergegenstand	Emission von CO ₂ (im Geltungsbereich des EU ETS nach TEHG)	Verbrauch von CO ₂ -Zertifikaten	Primärenergieträger, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, je nach spezifischem CO ₂ -Gehalt
Ausnahmen von der Steuer	Im Rahmen des EU ETS kostenlos zugeteilte Zertifikate	Im Rahmen des EU ETS kostenlos zugeteilte Zertifikate	Stromerzeugungsanlagen < 20 MW
Steuerschuldner	Anlagenbetreiber nach TEHG	Inhaber von Emissionszertifikaten	Energieträgerlieferanten (vgl. Energiesteuer)
Erhebungsverfahren	Die Erhebung und Abrechnung läuft über das Register bzw. die Konten der Teilnehmer des EU ETS bei der DEHSt. Die im EU ETS erfassten CO ₂ -Emittenten, d.h. Anlagenbetreiber, entrichten die Steuer analog zur Abrechnung der CO ₂ -Zertifikate am 30. April für das vorangegangene Kalenderjahr. Die Höhe der Steuer ergibt sich aus der Differenz zwischen angestrebtem Mindestpreis und der Höhe des bei Versteigerungen durchschnittlich erzielten Zertifikatpreises im vorangegangenen Kalenderjahr.	Die Erhebung und Abrechnung läuft über das Register bzw. die Konten der Teilnehmer des EU ETS bei der DEHSt. Die Steuer wird zusammen mit der Abrechnung der CO ₂ -Zertifikate am 30. April für das vorangegangene Kalenderjahr entrichtet. Die Höhe der Steuer ergibt sich aus der Differenz zwischen angestrebtem Mindestpreis und der Höhe des bei Versteigerungen durchschnittlich erzielten Zertifikatpreises im vorangegangenen Kalenderjahr.	Die Erhebung erfolgt wie im Energiesteuergesetz geregelt, d.h. die Energiesteuer wird beim Lieferanten erhoben; dieser kann die Kosten an den Stromerzeuger abwälzen, der jetzt keine Steuerbefreiung bzw. Steuerentlastung mehr geltend machen kann. Die Steuerschuldner, d.h. die Lieferanten der Primärenergieträger, müssen sich weiterhin innerhalb der im EnergieStG geregelten Frist beim Hauptzollamt anmelden. Um den CO ₂ -Gehalt der einzelnen Energieträger abzubilden, müssen die heute gültigen Steuersätze in der Stromerzeugung an den CO ₂ -Gehalt angepasst werden. Die Höhe der Energiesteuer könnte sich z.B. aus der Differenz des politisch festgesetzten Mindestpreises und des Futurepreises für EUAs ergeben (Vorbild GB).
Jährliches Aufkommen bei einem Mindestpreis von 20 EUR/t CO ₂ (Kum. Einnahmen aus Steuer und EU ETS)	3,7 - 4,3 Mrd. EUR * (inkl. Einnahmen aus der Versteigerung von EUAs)	3,7 - 4,3 Mrd. EUR * (inkl. Einnahmen aus der Versteigerung von EUAs)	Grundsätzlich größer als in den Optionen 1 und 2; geschätzte Mindesteinnahmen von ca. 5,5 Mrd. EUR**

* Berechnung: Mindestpreis für die Gesamtmenge der versteigerten Zertifikate lt. DEHSt

** Berechnung: Mindestpreis für zur Stromerzeugung eingesetzte Energieträger lt. BMWi (2014)

Die drei vorgestellten Optionen sind aus administrativer Sicht grundsätzlich alle geeignet, den EU ETS in Deutschland durch einen Mindestpreis zu ergänzen. Bei Option 1 und 2 ist der Mindestpreis sehr eng an die erfassten Emissionen und administrative Verfahren des EU ETS selbst angelehnt. Sie unterscheiden sich vor allem in formaler Hinsicht beim konkreten Steuergegenstand. Option 3 deckt nur den im TEHG erfassten Teilbereich der Stromerzeugung ab und ist wie in Großbritannien und Niederlande als Primärenergiesteuer ausgestaltet. Die Unterschiede in den Ausgestaltungsformen haben Auswirkungen auf die rechtliche Zulässigkeit der Steuer, die im Folgenden analysiert wird.

5 Rechtliche Einschätzungen

5.1 Verfolgung von umwelt- und klimapolitischen Zielen durch ein Steuergesetz

Die vorgestellten drei Ausgestaltungsoptionen eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland beinhalten die Einführung einer neuen bundesweiten Steuer bzw. die Änderung des bestehenden Energiesteuergesetzes des Bundes.

- Option 1: Einführung einer neuen Steuer auf den Ausstoß von CO₂-Emissionen (vgl. Kap.4.1),
- Option 2: Einführung einer neuen Steuer auf die Tilgung von Emissionszertifikaten (vgl. Kap. 4.2),
- Option 3: Anpassung bestehender Entlastungstatbestände unter Einbeziehung eines CO₂-Faktors im Energiesteuergesetz (vgl. Kap.5.2.3)

Die Ausgestaltungsoptionen 1 und 2 sind so angelegt, dass sie einem Steuergesetz und nicht dem Typus einer öffentlichen Abgabe entsprechen. Zwar werden sowohl eine Steuer als auch eine öffentliche Abgabe gleichermaßen von einem bestimmten abgaben- bzw. steuerpflichtigen Kreis erhoben. Im Gegensatz zu einer Steuer, ist es jedoch das wesentliche Merkmal einer öffentlichen Abgabe, dass die eingenommenen Geldmittel auch überwiegend im Interesse derselben abgabepflichtigen Gruppe „gruppennützig“ verwendet werden. Auch bei Sonderabgaben, die bestimmte Lenkungswirkungen verfolgen, muss das erzielte Abgabenaufkommen zumindest für einen Zweck innerhalb der abgabepflichtigen Gruppe verwendet werden, der im direkten Zusammenhang mit dem Regelungszweck der Abgabe steht. Zwar sind für Sonderabgaben mit Lenkungswirkung weniger strengere finanzverfassungsrechtliche Maßstäbe anzulegen, als an klassische öffentliche Abgaben. Dennoch darf auch dort das Abgabenaufkommen nicht nur allein dem allgemeinen Staatshaushalt zufließen.

Insbesondere die Ausgestaltungsoptionen 1 und 2 sehen gegenwärtig keine konkrete Ausgestaltung der Mittelverwendung im überwiegenden Interesse der „abgabepflichtigen“ Gruppe, d. h. der Anlagen- bzw. Kraftwerksbetreiber, vor. Bislang steht den durch den CO₂-Mindestpreis erzielbaren Einnahmen kein konkret bestimmbarer Finanzierungszweck gegenüber. Allein die beabsichtigte Verwendung der Geldmittel, z. B. für Großprojekte der Energiewende, reicht insoweit nicht aus. Es ist daher bei den Ausgestaltungsvarianten 1 und 2 von einem Steuergesetz auszugehen. Ausgestaltungsoption 3 ist unzweifelhaft ein Steueränderungsgesetz.

Der Erlass eines Steuer- bzw. Steueränderungsgesetzes zur Einführung eines CO₂-Mindestpreises dient - unabhängig von der gewählten Ausgestaltungsoption - dem Ziel, CO₂-Emissionen dauerhaft zu senken und damit zum Klimaschutz beizutragen.

Die im Einzelnen bezweckten politischen Ziele der Einführung eines CO₂-Mindestpreises sind vielfältig:

- langfristig: Ergänzung und Stabilisierung des europäischen Emissionszertifikathandels bzw. des CO₂-Preises auf nationaler Ebene, Reduktion von CO₂-Emissionen.
- mittelfristig: durch eine dauerhaft höhere Kostenbelastung für fossile Kraftwerke Anreize für Investitionen in CO₂-neutrale Stromerzeugungstechnik oder Effizienztechnologien schaffen.
- kurzfristig: mögliche Erhöhung der variablen Grenzkosten von fossilen Kraftwerken, um gegebenenfalls Einfluss auf die Merit-Order der Kraftwerke zu nehmen.

Gegen die Verfolgung dieser Ziele oder Lenkungswirkungen durch ein Steuer- bzw. Steueränderungsgesetz bestehen im Grundsatz keine finanzverfassungsrechtlichen Bedenken. Mit der Einführung eines CO₂-Mindestpreises durch ein Steuergesetz bzw. mit der Änderung des Energiesteuergesetzes werden die vorstehenden Ziele und Lenkungswirkungen bezweckt.

Der Bund darf die ihm zustehende Steuergesetzgebungskompetenz nach Art. 106 Absatz 1 GG auch ausüben, um auf wirtschaftlicher oder gesellschaftlicher Ebene durch eine mittelbare Verhaltenssteuerung gestaltend Einfluss zu nehmen. Dabei steht ihm grundsätzlich eine große Gestaltungsfreiheit zu (vgl. BVerfGE 17, 210, 216; BVerfGE 93, 319, 350).

Der Gesetzgeber bleibt gleichwohl an das Gebot der Gleichbehandlung gemäß Art. 3 GG gebunden und darf steuerliche Belastungen bzw. Entlastungen nicht nach unsachlichen Gesichtspunkten, also nicht willkürlich verteilen. Sachbezogene Gesichtspunkte, wie z. B. die Einführung von Steuern zum Umwelt- und Klimaschutz bzw. zur Reduktion von CO₂-Emissionen, stehen ihm jedoch grundsätzlich in weitem Umfang zur Verfügung (vgl. BVerfGE 17, 210, 216).

Exkurs: CO₂-Mindestpreis als nichtsteuerliche öffentliche Abgabe

Alternativ zu den hier vorgeschlagenen steuerlichen Instrumenten ist es ebenso denkbar, einen nationalen CO₂-Mindestpreis in Form einer öffentlichen Abgabe einzuführen.

Die Ausgestaltung des CO₂-Mindestpreises als nichtsteuerliche öffentliche Abgabe setzt jedoch voraus, dass der CO₂-Mindestpreis von einem bestimmten abgabepflichtigen Kreis erhoben wird. Die eingenommenen Geldmittel müssten ferner überwiegend im Interesse dieser Gruppe der Abgabepflichtigen „gruppennützig“ verwendet werden (BVerfGE 55, 274, 307). Alternativ wäre auch die Einführung einer Sonderabgabe mit einer bestimmten Lenkungswirkung denkbar, bei der das erzielte Abgabenaufkommen lediglich für einen Zweck innerhalb der abgabepflichtigen Gruppe verwendet wird, der im direkten Zusammenhang mit dem Regelungszweck der Abgabe steht.

Maßgeblich für die rechtssichere Gestaltung einer solchen öffentlichen Abgabe wären die Bestimmung der abgabepflichtigen Gruppe und die konkrete Ausgestaltung der Mittelverwendung mit Bezug zu den Interessen der abgabepflichtigen Gruppe.

Bei der rechtlichen Umsetzung von öffentlichen Abgaben ist zudem der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichtes Rechnung zu tragen. Danach bedürfen nichtsteuerliche Abgaben beispielsweise einer besonderen sachlichen Rechtfertigung. Sie müssen sich nach ihrer Art von einer Steuer deutlich unterscheiden. Ferner sind Fondslösungen, bei denen gesonderte, außerhalb der allgemeinen staatlichen Haushalte stehende Einnahme- und Ausgabekreisläufe entstehen, zu vermeiden (u.a. BVerfGE 55, 274, 300 ff.).

Für Abgaben, die keine Steuern sind, richtet sich die Gesetzgebungskompetenz des Bundes nach den allgemeinen Kompetenzzuweisungen der Art. 70 ff GG. Die Vorgaben der Art. 105 ff. GG dürften jedoch auch bei der Einführung einer neuen Abgabe nicht unterlaufen werden.

5.2 Rechtliche Prüfung der einzelnen Ausgestaltungsoptionen für einen CO₂-Mindestpreis in Deutschland

Im Rahmen der folgenden rechtlichen Prüfung werden die drei vorgestellten Ausgestaltungsoptionen auf ihre Vereinbarkeit mit dem deutschen Finanzverfassungsrecht, insbesondere mit den Art. 105 und Art. 106 GG, den Grundrechten sowie mit dem geltendem europäischen Sekundär- und Primärrecht untersucht.

5.2.1 Option 1: Besteuerung von CO₂-Emissionen

Der Erlass eines neuen nationalen Steuergesetzes zur Besteuerung von CO₂-Emissionen setzt die Steuergesetzgebungskompetenz des Bundes voraus.

Dem Bundesgesetzgeber steht kein unbegrenztes Steuererhebungsrecht zu. Vielmehr ist in Art. 105 GG die Kompetenzverteilung für die Steuergesetzgebung zwischen Bund und Ländern geregelt. Danach steht dem Bund die konkurrierende Gesetzgebungskompetenz insbesondere für die in Art. 106 Abs. 1 GG näher bezeichneten Steuern zu. Dazu gehören beispielsweise ein Großteil der Verbrauchssteuern, die Straßengüterverkehrssteuer und die Kapitalverkehrssteuer.

Unter den dem Bund zugewiesenen Steuerarten gleicht eine neue Steuer auf den Ausstoß von CO₂ allenfalls der sogenannten Verbrauchssteuer gemäß Art. 106 Absatz 1 Nummer 2 GG.

Kennzeichnend für eine Verbrauchssteuer nach Art. 106 Absatz 1 Nummer 2 GG ist, dass sie

- an den Ge- bzw. Verbrauch einer Ware anknüpft,
- als Warensteuer an das Verbringen eines Verbrauchsgutes in den allgemeinen Wirtschaftsverkehr anknüpft und
- ihre Belastungswirkung zumindest kalkulatorisch auf die Endverbraucher abwälzbar ist.

Diese Merkmale sind nicht als abschließende Begriffsmerkmale zu verstehen, die für das Vorliegen einer Verbrauchssteuer zwingend erfüllt sein müssen. Das Steuergesetz zur Einführung eines CO₂-Mindestpreises entfernt sich jedoch umso weiter von dem klassischen Typus einer Verbrauchssteuer, je weniger das Steuergesetz diese Merkmale erfüllt.

Bei der Ausgestaltungsoption 1 soll die Steuer auf den Ausstoß des Abfallproduktes CO₂ erhoben werden, das bei der Verbrennung von fossilen Energieerzeugnissen entsteht.

Die Einführung eines CO₂-Mindestpreises in dieser Form entspricht nicht dem klassischen Typus einer Verbrauchssteuer im Sinne des deutschen Steuerrechts.

Verbrauchssteuern sind überwiegend indirekte Steuern, bei denen der Steuerschuldner und eigentliche Belastungsträger der Steuer nicht personengleich ist. Denn der Steuerschuldner gibt die Verbrauchssteuer als „durchlaufenden Posten“ an seine Kunden weiter. Belastungsträger der Steuer ist letztendlich der Verbraucher, ohne zugleich Steuerschuldner zu sein. Das Belastungsziel einer klassischen Verbrauchssteuer ist daher nicht die erhöhte Leistungsfähigkeit des Steuerschuldners, sondern des Konsumenten. Sie zielt typischerweise auf den Teil des Einkommens eines Verbrauchers, den er zum Zwecke des privaten Verbrauchs bestimmter konsumierbarer Waren ausgibt (vgl. BVerfGE 98, Seiten 106, 124; 110, Seiten 274, 297).

Der historische Verfassungsgeber hat die ihm als Vorbild dienenden Verbrauchssteuern aufgelistet und darin unter anderem die Steuern auf Tabak, Salz, Branntwein, Mineralöl, Leuchtmittel und Spielkarten genannt. Das Bundesverfassungsgericht hat zudem in seinem Urteil vom 20. April 2004 (BVerfGE 110, 274, 294) die Mineralölsteuer und die Stromsteuer ausdrücklich als Verbrauchssteuern anerkannt.

Verbrauch eines verbrauchsfähigen Wirtschaftsgutes

Voraussetzung einer Verbrauchssteuer ist, dass der Steuergegenstand ein verbrauchsfähiges Gut ist, d. h. dass sich der dem Steuergegenstand innewohnende Nutzwert durch seinen Gebrauch erschöpft. Eine Ver-

brauchssteuer knüpft daher in der Regel an den Umgang mit Waren an, die zum Ge- bzw. Verbrauch bestimmt sind. Sie hat vertretbare, regelmäßig zum kurzfristigen Verbrauch bestimmte Güter des persönlichen Bedarfs zum Gegenstand (vgl. Begründung der Bundesregierung zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung und Ergänzung der Finanzverfassung, BT-Drs. II/480 vom 29. April 1954, Seite 107, vgl. auch BVerfGE 16, Seiten 64, 74; BVerfE 98 Seiten 106, 123 f.).

Die erste Ausgestaltungsoption knüpft unmittelbar an den Ausstoß von CO₂-Emissionen in die Umwelt an, die von Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als 20 MW abgegeben werden. Die CO₂-Emissionssteuer besteuert nicht den Verbrauch von bestimmten fossilen Brennstoffen oder den Verbrauch von „Kohlestrom“ beim Endkunden, sondern das „Abfallprodukt“ des Stromerzeugungs- oder sonstigen Produktionsprozesses, die Freisetzung von klimaschädlichem CO₂.

CO₂-Emissionen sind jedoch keine Güter des täglichen Bedarfs, deren Nutzwert sich durch Ge- oder Verbrauch erschöpfen. Fraglich ist daher bereits, ob CO₂-Emissionen überhaupt einen zulässigen Steuergegenstand darstellen. CO₂-Emissionen weisen nach Abgabe in die Umwelt keinen Nutzen mehr auf, im Gegenteil. Sie sind ein „Abfallprodukt“, aber keine handelbare Ware mehr. Emissionen enthalten nach ihrem Ausstoß für sich gesehen keinen Nutzwert mehr, der sich durch Gebrauch erschöpfen kann.

In der Rechtsprechung wird die Ansicht vertreten, dass für den Fall, dass die Besteuerung nicht an ein verbrauchsfähiges Gut anknüpft, die Einordnung als zulässiger Steuergegenstand und damit die Einordnung als verfassungsrechtlich zulässige Verbrauchssteuer ausgeschlossen ist (zuletzt FG Hamburg, Beschluss vom 16. September 2011, Az. 4 V 133/11). Danach wäre die Steuer auf den Ausstoß von CO₂ nicht als Verbrauchssteuer zu qualifizieren. Dem Bund stünde keine ausdrückliche Gesetzgebungskompetenz nach Art. 106 GG zu.

Folgt man der Auffassung, dass dieses Begriffsmerkmal für das Vorliegen einer Verbrauchssteuer wesentlich ist, wäre der Erlass eines Steuergesetzes zur Besteuerung des Ausstoßes von CO₂-Emissionen nur zulässig, wenn der Bund berechtigt ist, neue Steuern beliebig „zu erfinden“.

Steuerfindungsrecht des Bundes

Aufgrund der Aufteilung der Steuergesetzgebungskompetenzen zwischen dem Bund und den Ländern darf der Bund nicht unbegrenzt Steuern erheben. Lässt sich die Besteuerung von CO₂-Emissionen nicht eindeutig einem Typus der Art. 106 GG zuordnen, müsste der Bund die Kompetenz haben, ein neues, „atypisches“ Steuergesetz zu erlassen. Ihm müsste ein entsprechendes Steuerfindungsrecht zustehen.

Die Rechtsprechung hat bislang noch nicht geklärt, was genau unter „übrige Steuern“ i. S. v. Art. 105 Absatz 2 GG zu verstehen ist und insbesondere welche Funktion der Nennung der Steuerarten und Steuern in Art. 106 GG zukommt.

Die wohl herrschende Meinung hat - wie das FG Hamburg - zumindest erhebliche Zweifel daran, dass dem Bund nach dem Kompetenzgefüge des Grundgesetzes ein sog. Steuerfindungsrecht für die Einführung einer neuen, im Katalog des Art. 106 GG nicht ausdrücklich genannten Steuer eingeräumt ist (FG Hamburg, Beschluss vom 16. September 2011, Az. 4 V 133/11).

Gewährt man mit der Gegenposition dem Bund dagegen ein umfassendes Steuerfindungsrecht (Meinungsstreit erörtert bei Heintzen, in von Münch/Kunig (Hrsg.), Grundgesetz-Kommentar, 5. Aufl., Art. 105 Rn. 45), so lässt sich auf dieser Grundlage die Gesetzgebungskompetenz des Bundes auch für Steuern begründen, die dem klassischen Steuerarten nach Art. 105 Absatz 2 GG nicht entsprechen.

Fazit

Die Einführung einer neuen CO₂-Emissionssteuer entspricht in der vorgeschlagenen Ausgestaltungsvariante nicht dem klassischen Fall einer Verbrauchssteuer gemäß Art. 106 Absatz 1 Nummer 2 GG. Deshalb ist bereits die Gesetzgebungskompetenz des Bundes zum Erlass eines solchen Steuergesetzes problematisch. Nur unter der Annahme eines Steuerfindungsrechtes des Bundes ließe sich eine solche Kompetenz begründen. Die wohl herrschende Meinung lehnt ein allgemeines Steuerfindungsrecht des Bundes ab. Die rechtliche Umsetzung dieser Ausgestaltungsoption ist daher mit entsprechenden rechtlichen Risiken behaftet.

5.2.2 Option 2: Steuer auf den Verbrauch von Emissionszertifikaten

Die zweite vorgeschlagene Ausgestaltungsoption betrifft die Besteuerung des Verbrauches von Emissionszertifikaten.

Verbrauch eines verbrauchsfähigen Wirtschaftsgutes

Die Emissionszertifikat-Steuer knüpft an den Verbrauch der Emissionsberechtigungen an und ist als Verbrauchssteuer konzipiert. Auch hier stellt sich die Frage, ob der Steuergegenstand, das CO₂-Emissionszertifikat, ein verbrauchsfähiges Gut oder eine verbrauchsfähige Ware ist, dessen Nutzwert sich durch Gebrauch erschöpft.

Ein Emissionszertifikat berechtigt den Anlagenbetreiber, innerhalb eines bestimmten Zeitraumes eine bestimmte Menge an CO₂-Emissionen freizusetzen. Es verkörpert zugleich das Versprechen einer negativen Leistung, nämlich den Verzicht eines Hoheitsträgers darauf, gegen die Umweltverschmutzung des CO₂-emittierenden Unternehmens vorzugehen (str., dazu Buchmüller, Strom aus Erneuerbaren Energien im WTO-Recht, Seite 114; Wallat, ET 2003, Seite 182f.).

Unternehmen können mit Emissionszertifikaten handeln. Erreicht ein Unternehmen z. B. durch eigene kostengünstige CO₂-Minderungsmaßnahmen Emissionsreduktionen, kann es nicht benötigte Zertifikate am Markt verkaufen. Alternativ kann es Zertifikate am Markt zukaufen, falls ein Mehrbedarf besteht und eigene CO₂-Minderungsmaßnahmen nicht möglich bzw. unwirtschaftlich sind.

Entscheidend ist im Rahmen dieser Prüfung die Frage, ob das im Emissionszertifikat verkörperte „Verschmutzungsrecht“ auch ein verbrauchsfähiges Gut des ständigen Bedarfs sein kann, an das in zulässiger Weise eine Verbrauchssteuer geknüpft werden kann.

Die Tatsache, dass ein Emissionszertifikat vor seiner Entwertung handelbar ist und diesen Nutzwert mit seiner Tilgung verliert, spricht jedenfalls dafür, dass auch ein Emissionszertifikat ein verbrauchsfähiges Gut und damit ein tauglicher Steuergegenstand sein kann.

Dagegen spricht jedoch, dass ein Emissionszertifikat keine vertretbare, regelmäßig zum kurzfristigen Verbrauch bestimmte Ware des persönlichen Lebensbedarfs ist. Betrachtet man zudem die typischerweise einer Verbrauchssteuer unterliegenden Güter, wie z. B. Tabak, Salz, Branntwein, Mineralöl, Leuchtmittel oder Spielkarten, so ist das Emissionszertifikat mit diesen Waren nicht vergleichbar, selbst wenn es vor seinem Verbrauch ebenfalls handelbar war.

Es lässt sich somit sowohl vertreten, dass es sich bei Emissionszertifikaten um ein verbrauchsfähiges Gut handelt. Ebenfalls ist die Ansicht vertretbar, dass Emissionszertifikate steuerlich genauso zu behandeln sind, wie Güter oder Waren des persönlichen Lebensbedarfs.

Folgt man einer konservativen Betrachtungsweise der Verbrauchssteuer, ist die Emissionszertifikatsteuer dem Typus der Verbrauchssteuer nicht eindeutig zuzuordnen. In diesem Fall könnte die Emissionszertifikatsteuer jedoch als sogenannte Verkehrssteuer qualifiziert werden.

Emissionszertifikat-Steuer als Verkehrssteuer

Eine Verkehrssteuer ist eine Unterform der Verbrauchssteuer und darf auf den Abschluss bestimmter Rechtsgeschäfte erhoben werden. Zulässiger Steuergegenstand wäre daher eine bestimmte Art von Rechtsgeschäft, um so die Leistungsfähigkeit beider Partner des Rechtsgeschäfts zu adressieren (z.B. Grunderwerbssteuer).

Die Tilgung von Emissionsberechtigungen ist kein Rechtsgeschäft und damit kein tauglicher Steuergegenstand einer Verkehrssteuer. Ein Rechtsgeschäft setzt mindestens eine Willenserklärung voraus, die sich auf eine bestimmte gewollte Rechtsfolge richtet. Die Tilgung von Emissionsberechtigungen ist jedoch ein bloßer Reflex, durch den automatisch die Abgabe von Emissionsberechtigungen gemäß § 7 Absatz 1 TEHG erfolgt. Der Betreiber hat jährlich bis zum 30. April an die zuständige Behörde eine Anzahl von Berechtigungen abzugeben, die den durch seine Produktion oder sonstige Tätigkeit im vorangegangenen Kalenderjahr verursachten Emissionen entspricht.

Fazit

Ein neues Steuergesetz in der vorgeschlagenen Ausgestaltungsvariante, Besteuerung von Emissionszertifikaten bei deren Tilgung, kann - zumindest bei konservativer Auslegung - nicht dem klassischen Fall einer Verbrauchssteuer gemäß Art. 106 Absatz 1 Nummer 2 GG bzw. einer Verkehrssteuer zugeordnet werden. Unter der Annahme, dass dem Bund kein allgemeines Steuerfindungsrecht zusteht, ist auch hier die Kompetenz des Bundes für den Erlass eines solchen Gesetzes problematisch.

5.2.3 Option 3: Anpassung von bestehenden Steuerentlastungen bzw. Steuerbefreiungen im Rahmen des EnergieStG

Die dritte Ausgestaltungsoption betrifft die Anpassung von bestehenden Steuerentlastungen bzw. Steuerbefreiungen im Rahmen des Energiesteuergesetzes für Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 20 MW, die zur Stromerzeugung fossile Energieträger einsetzen. Um einen CO₂-Mindestpreis zu erreichen, ist zusätzlich zu der teilweisen Aufhebung des Befreiungs- bzw. Entlastungstatbestands die Bemessung der Steuersätze für fossile Energieträger entsprechend ihres CO₂-Gehalts erforderlich.

§ 53 und § 37 EnergieStG müssten angepasst werden. Diese Vorschriften sind auf Art. 14 Absatz 1 lit a) der sogenannten EU-Energiesteuerrichtlinie (EnergieStRL, Richtlinie 2003/96/EG vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom) zurückzuführen.

Steuerentlastung für Energieerzeugnisse zur Stromerzeugung

Die Vorschrift des § 53 EnergieStG regelt Folgendes:

„(1) Eine Steuerentlastung wird auf Antrag gewährt für Energieerzeugnisse, die nachweislich nach § 2 Absatz 1 Nummer 9 und 10, Absatz 3 Satz 1 oder Absatz 4a versteuert worden sind und die zur Stromerzeugung in ortsfesten Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als zwei Megawatt verwendet worden sind. [...]

(4) Entlastungsberechtigt ist derjenige, der die Energieerzeugnisse zur Stromerzeugung verwendet hat.“

Erlaubnis zur steuerfreien Verwendung von Kohle zur Stromerzeugung

Die Vorschrift des § 37 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 EnergieStG regelt Folgendes:

„(2) Kohle darf steuerfrei verwendet werden [...]

3. als Kraftstoff- oder Heizstoff zur Stromerzeugung, [...]

Satz 1 Nr. 3 gilt nicht für Kohle, die in Stromerzeugungsanlagen mit einer elektrischen Nennleistung bis zwei Megawatt verwendet wird.“

Eine Änderung bzw. teilweise Aufhebung dieser Steuerentlastungen bzw. Steuerbefreiungen ist nach der derzeit geltenden EnergieStRL möglich, solange die Besteuerung aus umweltpolitischen Gründen erfolgt.

Europarechtliche Vorgaben der Energiesteuer-Richtlinie 2003/96/EG

Die derzeit geltende EnergieStRL verpflichtet die Mitgliedstaaten, für Strom und verschiedene Kraft- und Heizstoffe bestimmte Mindestsätze der Besteuerung vorzusehen. Die in der Richtlinie vorgesehenen Mindeststeuerbeträge für Energieerzeugnisse und elektrischen Strom dürfen nicht unterschritten werden. Dabei ist zur Bestimmung des Steuerbetrages die Gesamtheit der als indirekte Steuer (mit Ausnahme der Mehrwertsteuer) erhobenen Abgaben anzusetzen, die zum Zeitpunkt der Überführung in den freien Verkehr direkt oder indirekt anhand der Menge an Energieerzeugnissen und elektrischem Strom berechnet werden. Es obliegt dem jeweiligen Mitgliedstaat, durch welche steuerlichen Maßnahmen er diese Mindestbesteuerung umsetzt.

Die Pflicht zur Mindestbesteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom gilt allerdings nicht uneingeschränkt. Die Verwendung von Energieerzeugnissen zu anderen Zwecken als Kraft- oder Heizstoff, ebenso elektrischer Strom, der in ähnlicher Weise verwendet wird, sollen von den Rahmenvorschriften der Energiesteuerrichtlinie ausgenommen werden. Der europäische Gesetzgeber hat deshalb Befreiungstatbestände vorgesehen. Ein Befreiungstatbestand ist in Art. 14 Absatz 1 lit. a) der EnergieStRL geregelt. Danach befreien die Mitgliedstaaten die bei der Stromerzeugung verwendeten Energieerzeugnisse von der Steuer.

Von dieser Befreiung hat der europäische Gesetzgeber wiederum eine Ausnahmemöglichkeit vorgesehen. Es steht den Mitgliedstaaten frei, die bei der Stromerzeugung verwendeten Energieerzeugnisse aus umweltpolitischen Gründen zu besteuern.

Es ist deshalb entscheidend, dass eine steuerliche Belastung der für die Stromerzeugung verwendeten Energieerzeugnisse aus umweltpolitischen Gründen erfolgt. Das ist hier der Fall, da die hier diskutierte Ausgestaltungsoption zum Ziel hat, das Klima durch Minderung von CO₂-Emissionen zu schützen und dieses Ziel unter anderem durch die Bemessung der Steuersätze entsprechend des CO₂-Gehalts des Energieträgers gewährleistet wird.

Novellierung der Energiesteuer-Richtlinie 2003/96/EG

Weiterhin offen ist jedoch, ob sich an diesen Vorgaben aus der EnergieStRL nach deren Novellierung etwas ändert. Zurzeit lässt sich noch nicht genau vorhersagen, wann und in welcher Form es zu einer Novellierung der EnergieStRL kommt.

Die Europäische Kommission hat bereits im April 2011 ihren Vorschlag zur Novellierung der Energiesteuer-richtlinie vorgelegt (Vorschlag zur Änderung der Richtlinie 2003/96/EG vom 13.04.2011, KOM (2011) 169). Nach den Vorstellungen der Europäischen Kommission war das Inkrafttreten einer Novelle ursprünglich zum 01.01.2013 geplant. Wegen der anhaltenden Kritik an dem Änderungsvorschlag zur Richtlinie hat die zyprische Ratspräsidentschaft im Juli 2012 einen Kompromiss vorgeschlagen, aber auch dieser hat bisher zu keinem Konsens unter den Mitgliedstaaten geführt. Daher ist das Vorhaben vorerst zurückgestellt worden.

Die Europäische Kommission wollte mit der Novellierung der EnergieStRL unter anderem die Möglichkeit nationaler CO₂-Steuern eindämmen und vielmehr eine einheitliche europäische Lösung mit Blick auf den einheitlichen europäischen Binnenmarkt realisieren (vgl. Begleitdokument zum Vorschlag für eine Richtlinie zur Änderung der Richtlinie 2003/96/EG, SEK(2011) 410). Im Vorschlag der Europäischen Kommission ist eine Besteuerung vorgesehen, die sowohl an den Energiegehalt als auch an die CO₂-Emissionen der Erzeugnisse anknüpft, anstatt wie bisher, die geltenden Mindeststeuersätze alleine anhand des Volumens der verbrauchten Energieerzeugnisse zu bemessen. Davon sind allerdings solche Energieerzeugnisse ausgenommen, die bereits unter den Anwendungsbereich der Emissionshandelsrichtlinie fallen. Nach dem Vorschlag der Kommission ist es gerade nicht gewollt, dass der Emissionshandel durch eine CO₂-Steuer unterstützt wird. Eine solche ist nur für den Anwendungsbereich geplant, in dem der Emissionshandel nicht eingreift. Deshalb sieht der Änderungsvorschlag der Kommission auch vor, dass in Art. 14 Absatz 1 lit. a) der aktuellen EnergieStRL die Ausnahme vom Befreiungstatbestand nur noch aufgrund von anderen umweltpolitischen Gründen als der Verringerung der CO₂-Emissionen bestehen bleibt. Dies hätte entsprechende Konsequenzen für die Ausgestaltungsoption 3.

Es ist jedoch noch völlig offen, ob die EnergieStRL entsprechend dem Vorschlag der Europäischen Kommission novelliert wird. Nach Art. 113 AEUV müsste der Erlass solcher steuerlicher Regelungen einstimmig im Ministerrat beschlossen werden. Ein solcher Beschluss und damit ein Konsens unter den Mitgliedstaaten sind jedoch derzeit nicht absehbar.

Europarechtliche Vorgaben der Verbrauchsteuerrichtlinie

Die in dieser dritten Ausgestaltungsoption vorgesehenen Anpassungen oder Änderungen der bestehenden Steuerbefreiung bzw. -entlastung im EnergieStG müssen nicht nur mit der EnergieStRL vereinbar sein, sondern auch im Einklang mit dem europäischen System für Verbrauchsteuern erfolgen.

Die Verbrauchsteuerrichtlinie (Richtlinie 2008/118/EG vom 16.12.2008 über das allgemeine Verbrauchsteuersystem und zur Aufhebung der Richtlinie 92/12/EWG) legt unter anderem ein allgemeines System für Verbrauchsteuern fest, die mittelbar oder unmittelbar auf den Verbrauch von Energieerzeugnissen und elektrischen Strom erhoben werden.

Die aus der Richtlinie folgenden Vorgaben zum Zeitpunkt und Ort der Entstehung des Verbrauchsteueranspruches müssen eingehalten werden. Davon ist im Fall des geltenden Energiesteuergesetzes auszugehen, da die Vorgaben aus der Richtlinie im EnergieStG, soweit ersichtlich, erfüllt werden und sich an diesen auch nach den hier in Rede stehenden Änderungen und Anpassungen des EnergieStG nichts ändert.

Steuergesetzgebungskompetenz des Bundes

Für Anpassungen oder Änderungen der bestehenden Steuerbefreiung bzw. -entlastung bei der Verwendung von Kohle zur Stromerzeugung gemäß § 37 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 bzw. für andere Energieerzeugnisse gemäß § 53 Absatz 1 EnergieStG steht dem Bund die Gesetzgebungskompetenz zu. Das EnergieStG ist als

eine Verbrauchssteuer zu qualifizieren (vgl. § 1 Absatz 1 Satz 3 EnergieStG), für deren Erlass, Änderung oder Aufhebung der Bund zuständig ist.

Bei einer Aufhebung der bestehenden Steuerbefreiung nach § 37 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 bzw. der bestehenden Steuerentlastung nach § 53 EnergieStG hat der Bund, insbesondere auch bei der Festlegung der Höhe der Steuersätze, die verfassungsrechtlich geschützten Grundrechte der von der Steuer belasteten Unternehmen oder Verbraucher zu berücksichtigen.

Kein unzulässiger Eingriff in die Grundrechte der Kraftwerksbetreiber

Bei der Auswahl des Steuergegenstandes hat der Gesetzgeber grundsätzlich einen weitreichenden Ermessensspielraum. Es steht dem Bund daher frei, Erzeuger von Kohlestrom anders zu behandeln als z. B. Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energieträgern. Die Aufhebung der Steuerbefreiung bzw. -entlastung für fossile Energieträger, die zur Stromerzeugung in Anlagen mit einer Nennleistung von mehr als 20 MW eingesetzt werden, würde daher nicht gegen Art. 3 Absatz 1 GG verstoßen.

Die Höhe der Steuersätze für fossile Energieträger, die zur Stromerzeugung in Anlagen mit einer Nennleistung von mehr als 20 MW eingesetzt werden, darf jedoch nur in einer Weise festgelegt werden, die den Steuerschuldner nicht „erdrosselt“ (sogenanntes Erdrosselungsverbot). Andernfalls würde die Steuer unzulässig in die Eigentumsfreiheit der Anlagenbetreiber nach Art. 14 Absatz 1 GG eingreifen (BVerfGE 95, Seite 267, 300 m.w.N.).

Erdrosselungsverbot

Die Anpassung der geltenden Steuersätze ist daher begrenzt durch das von der Rechtsprechung entwickelte Erdrosselungsverbot. Dieses verbietet Steuer- und Gebührensätze, die in einer Weise in die freie persönliche und wirtschaftliche Betätigung des Steuerschuldners eingreifen, dass die wirtschaftliche Betätigung praktisch unmöglich gemacht oder unverhältnismäßig eingeschränkt wird (OVG Lüneburg, NVwZ 1989, Seite 591).

Die Frage der erdrosselnden Wirkung und die Gefahr eines rechtswidrigen Grundrechtseingriffs stellt sich damit insbesondere, wenn die steuerliche Belastung so hoch ist, dass sie konkrete Auswirkungen auf die Einsatzhäufigkeit der fossilen Kraftwerke hat und damit auf deren wirtschaftliche Rentabilität.

Zum Hintergrund: Die steuerliche Belastung bei der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern kann tatsächlich auf die in der Absatzkette folgenden Abnehmer weitergewälzt werden. Dies geschieht in der Weise, dass der Anlagenbetreiber die steuerliche Belastung in den Strompreis „einpreist“ und diese so an den Verbraucher weitergibt. Als Begründung sind die Besonderheiten der Strompreisbildung heranzuziehen: Der für den börslichen Stromhandel relevante Strompreis richtet sich nach den variablen Grenzkosten des letzten zur Deckung der aktuellen Stromnachfrage erforderlichen Kraftwerkes. Die variablen Kosten der teuersten Stromerzeugungsquelle, die (noch) zur Deckung der Stromnachfrage erforderlich ist, entscheiden über die Höhe des Strompreises (sogenannte Merit-Order der Kraftwerke).

Die Erhöhung der Steuersätze auf fossile Energieträger, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, würde auch zur Erhöhung der variablen Grenzkosten von Kraftwerken führen, die fossile Brennstoffe einsetzen. Soweit die variablen Grenzkosten eines solchen Kraftwerks strompreisbildend sind, würde sich entsprechend der an der Börse gehandelte Strompreis je kWh erhöhen, der dann an alle Stromkunden weitergegeben wird. Erhöhen sich die Steuersätze und damit die variablen Grenzkosten von fossilen Kraftwerken sogar soweit, dass sie die Grenzkosten des nächsten Kraftwerktyps übersteigen, kann dies - zumindest

zeitweise - Auswirkungen auf die Einsatzhäufigkeit von fossilen Kraftwerken und damit auf deren wirtschaftliche Rentabilität haben.

Die Kraftwerksbetreiber werden in ihren Grundrechten umso stärker betroffen, je mehr die Steuerhöhe auf die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke Einfluss nimmt, d.h. je teurer die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern wird und je seltener fossile Kraftwerke zum Einsatz kommen.

Vor der Festlegung eines CO₂-Mindestpreises bzw. der Anpassung der Steuersätze für fossile Energieträger wären daher in jedem Fall die objektiven Auswirkungen der Steuererhebung auf die Kraftwerksbetreiber sorgfältig zu prüfen und die Bemessung des Steuersatzes entsprechend vorzunehmen. Solange die Einnahmen des Steuerschuldners den Steuerbetrag und die sonstigen notwendigen Kosten decken und noch einen Gewinn abwerfen (BVerfGE 31 8, 20 vgl. auch BVerfGE 110, 274, 296), bestünden keine finanzverfassungsrechtlichen Bedenken.

Mittelbare Grundrechtsbeeinträchtigung der Letztverbraucher

Zudem ist denkbar, dass durch die Änderungen der bestehenden Steuerbefreiung bzw. -entlastung die Grundrechte von Letztverbrauchern mittelbar beeinträchtigt werden. Die steuerliche Belastung trifft wegen der Abwälzbarkeit der Energiesteuer auch den Letztverbraucher. Damit liegt ein Eingriff in den Schutzbereich des Art. 2 Absatz 1 GG vor. Art. 2 Absatz 1 GG schützt als Freiheitsgrundrecht unter anderem auch Privatpersonen und Unternehmen vor der Auferlegung von unverhältnismäßigen Steuern oder anderen schwerwiegenden staatlich verursachten finanziellen Nachteilen.

Die Änderungen der bestehenden Steuerbefreiung bzw. -entlastung dürfen deshalb nicht zu einem finanziellen Nachteil der Letztverbraucher führen, durch den diese unverhältnismäßig hoch belastet werden. Das ist aber solange nicht der Fall, solange dem Betroffenen ein angemessener Spielraum bleibt, sich frei zu entfalten. Ein Eingriff in die Grundrechte des Letztverbrauchers liegt damit nur dann vor, wenn die finanzielle Belastung entsprechend hoch ist.

Die objektiven Auswirkungen der Steuererhebung auf die Letztverbraucher bei der Festlegung eines CO₂-Mindestpreises bzw. bei der Anpassung der Steuersätze für fossile Energieträger müssen entsprechend auch mit Blick auf die finanzielle Belastung der Letztverbraucher überprüft werden und verhältnismäßig sein.

Fazit

Die rechtliche Umsetzung der dritten Ausgestaltungsvariante ist grundsätzlich möglich. Insbesondere stünde dem Bund hierfür die notwendige Gesetzgebungskompetenz zu. Zudem ist eine entsprechende Besteuerungsmöglichkeit nach der aktuellen EnergieStRL - jedenfalls aus umweltpolitischen Gründen - zulässig. Die Novellierungsbestrebungen der Europäischen Kommission zur Energiesteuerrichtlinie sind jedoch im Blick zu behalten.

Bei der konkreten Ausgestaltung und Anpassung der Steuersätze für fossile Energieträger unter Einbeziehung ihres CO₂-Gehaltes bedarf es außerdem noch einer Überprüfung der tatsächlichen Auswirkungen dieser finanziellen Belastung auf die betroffenen Kraftwerksbetreiber und Letztverbraucher. Die finanzielle Belastung darf keine erdrosselnde Wirkung haben bzw. zu einer unverhältnismäßig hohen Belastung der Letztverbraucher führen.

5.3 Zusammenfassung

Die Ausgestaltungsoptionen 1 und 2 entsprechen in den vorgeschlagenen Ausgestaltungsvarianten nicht dem Typenkern einer Verbrauchssteuer gemäß Art. 106 Absatz 1 Nummer 2 GG, weshalb die Kompetenz des Bundes für den Erlass eines solchen Gesetzes problematisch ist. Zu diesem Ergebnis gelangt man jedenfalls bei einer konservativen Auslegung der Voraussetzungen einer Verbrauchssteuer und unter der Annahme, dass dem Bund kein allgemeines Steuerfindungsrecht zusteht.

Der steuerpflichtige Gegenstand, d. h. CO₂-Emissionen (Option 1) bzw. die Emissionszertifikate (Option 2), lassen sich jeweils nicht eindeutig als verbrauchsfähiges Gut des täglichen Lebensbedarfs einordnen.

Aus rechtlicher Sicht ist deshalb der dritten Ausgestaltungsoption der Vorrang zu geben. Der Bund hat die Kompetenz zur Änderung des EnergieStG. Eine entsprechende Änderung zur Einführung eines CO₂-Mindestpreises ist auch nach dem derzeit geltenden europäischen und nationalen Recht grundsätzlich rechtlich möglich. Eine abschließende rechtliche Bewertung kann jedoch nur anhand der konkreten Ausgestaltung der Änderungen des EnergieStG erfolgen. Insbesondere dürfen die Auswirkungen der Steueränderungen nicht zu unverhältnismäßig hohen finanziellen Belastungen für die Kraftwerksbetreiber und die Letztverbraucher führen.

Alternativ zu den hier vorgeschlagenen steuerlichen Instrumenten ist es denkbar, einen nationalen CO₂-Mindestpreis über ein nichtsteuerliches Finanzierungsinstrument einzuführen. Den engen rechtlichen Grenzen bei der Umsetzung solcher Sonderabgaben müsste entsprechend Rechnung getragen werden. Die rechtliche Zulässigkeit hängt von der Ausgestaltung im Einzelfall ab.

6 Schlussfolgerungen und Fazit

Das volatile und aktuell sehr niedrige Preissignal des EU ETS verschärft die existierende Investitionsunsicherheit für deutsche Unternehmen in Bezug auf Niedrigemissionstechnologien. Darüber hinaus resultiert dies gegenwärtig in Fehlanreizen in der Stromerzeugung zugunsten von Kohle- gegenüber Gaskraftwerken. Dies gefährdet die Einhaltung der Klimaziele und den Übergang zu einer dekarbonisierten Wirtschaftsweise, da es den nötigen Betrieb von flexiblen Gaskraftwerken benachteiligt.

Obwohl der Europäische Rat zumindest die Kurzfristmaßnahme eines Backloadings von Zertifikaten zur Stabilisierung des Zertifikatpreises Anfang 2014 beschlossen hat, sind ambitionierte Reformen des EU ETS mit kurzfristig deutlich höheren Zertifikatspreisen politisch derzeit noch nicht absehbar. Die geplante Marktstabilitätsreserve wird den massiven Zertifikateüberschuss erst gegen Ende der 2020er Jahre spürbar reduzieren - selbst wenn das Instrument bereits 2017 eingeführt würde. Vor diesem Hintergrund wurden in dieser Studie mögliche kurzfristige Lösungsmöglichkeiten auf nationaler Ebene untersucht. Damit soll eine grundsätzliche strukturelle Reform des EU ETS keinesfalls in Frage gestellt, sondern bis zur Wirksamkeit einer solchen Reform für nötige Investitionsanreize gesorgt werden.

Eine vieldiskutierte Möglichkeit stellt dabei die Einführung eines nationalen CO₂-Mindestpreises zur Stützung des EU ETS dar. Die Einführung eines Mindestpreises würde zwar auf europäischer Ebene voraussichtlich erst ab einer Höhe von >35 EUR je Tonne zu einer gesamteuropäischen Verringerung von CO₂-Emissionen führen, solange das europäische Cap nicht entsprechend angepasst wird oder Zertifikate stillgelegt werden. Nationale Mindestpreise sind jedoch bestens geeignet, um Planungssicherheit für Investoren im Bereich Niedrigemissionstechnologien zu schaffen und damit technische Lock-In-Effekte zu vermeiden. Die Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises kann den EU ETS somit sinnvoll ergänzen und sollte von Deutschland möglichst zusammen mit weiteren europäischen Mitgliedstaaten, z.B. Frankreich, Dänemark und den Niederlanden, umgesetzt werden (vgl. Öko-Institut 2014). Großbritannien und die Niederlande haben diesen Schritt bereits vollzogen.

Auf theoretischer Ebene konnte gezeigt werden, dass sich Mengeninstrumente wie der Emissionshandel und Preisinstrumente wie ein CO₂-Mindestpreis im Sinne hybrider Systeme sinnvoll ergänzen können. Weiterhin wurden zwei Länderbeispiele vorgestellt, die bereits nationale CO₂-Steuersysteme implementiert haben. Insbesondere GB verfolgt dabei mit seinem 2013 eingeführten CFP explizit die Idee, den EU ETS zu stützen. Die Höhe der erhobenen Input-Steuersätze in der Stromerzeugung orientiert sich dabei an den Zertifikatspreisen für zukünftige Jahre (Futurepreise für EUAs).

Für Deutschland untersuchte die vorliegende Studie die drei folgenden Ausgestaltungsmöglichkeiten einer CO₂-(Mindest)Steuer: 1. Die Besteuerung von Emissionen, 2. Die Besteuerung der Tilgung von Emissionszertifikaten und 3. Die Abschaffung der Ausnahmen von der Energiesteuer in der Stromerzeugung sowie die Anpassung der Besteuerung an den spezifischen CO₂-Gehalt. Im juristischen Gutachten konnte gezeigt werden, dass die Aufhebung der Energiesteuerentlastung bzw. -befreiung für die Stromerzeugung (§ 37 und § 53 EnergieStG) eine prinzipiell gangbare rechtliche Option für die Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland darstellt. Denn eine entsprechende Änderung zur Einführung eines CO₂-Mindestpreises ist nach dem derzeit geltenden europäischen und nationalen Recht grundsätzlich rechtlich möglich. Damit wäre ein wichtiger Teilbereich der im EU ETS erfassten Anlagen und CO₂-Emissionen durch eine CO₂-Steuer abgedeckt.

Nach dem britischen Vorbild eines CPF sollte sich die Energiesteuer am CO₂-Gehalt der eingesetzten Energieträger sowie an einem angestrebten ansteigenden CO₂-Preispfad orientieren. Es wird empfohlen, zunächst einen Mindestpreis von 20 EUR je Tonne CO₂ zu realisieren, der mittelfristig auf mindestens 35 EUR

je Tonne ansteigt. Die Höhe der CO₂-Steuer wird dabei in Abhängigkeit vom Futurezertifikatpreis für Emissionszertifikate im EU ETS festgesetzt.

7 Literatur

Agora Energiewende 2015: Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende. Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge; URL http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/ETS/Agora_Hintergrund_Rolle_des_Emissionshandels_18022015_web.pdf

Agora Energiewende 2014: Das deutsche Energiewende-Paradox: Ursachen und Herausforderungen. Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO₂-Emissionen; URL http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Trends_im_deutschen_Stromsektor/Analyse_Energiewende_Paradox_web.pdf

Ares, E. 2013: Carbon Price Floor; URL <http://www.parliament.uk/briefing-papers/SN05927>

Belastingdienst (Dutch Tax and Customs Administration) 2014: Coal tax; URL <http://www.answersforbusiness.nl/tax/coal-tax>

Belastingdienst 2013: Tabellen tarieven milieubelastingen; URL http://www.belastingdienst.nl/wps/wcm/connect/bldcontentnl/belastingdienst/zakelijk/overige_belastingen/belastingen_op_milieugrondslag/tarieven_milieubelastingen/tabellen_tarieven_milieubelastingen

Böhringer, C., Conrad, K., Löschel, A. 2003: Carbon Taxes and Joint Implementation. An Applied General Equilibrium Analysis for Germany and India. Environmental and Resource Economics, 24, 49-76.

Bongartz, M. (Hrsg.) 2012: Kommentar zum Energiesteuerrecht, Stand: 30. November 2012, 7. Ergänzungslieferung, München.

Brauneis, A., Mestel, R., Palan, S. 2013: Inducing low-carbon investment in the electric power industry through a price floor in emissions trading. Energy Policy, 53, 190-204.

Buchmüller, C. 2013: Strom aus Erneuerbaren Energien im WTO-Recht, Berlin.

Bundesamt für Energie (BFE) (2007): Erfahrungen mit Energiesteuern in Europa. Lehren für die Schweiz; URL <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/10400.pdf>

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2014: Zahlen und Fakten. Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung; URL [bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt,property=blog,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls](http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt,property=blog,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls)

Bundesnetzagentur 2013: Kraftwerksliste; URL http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

Bundesregierung 2013: Antwort der Bundesregierung - Drucksache 17/12430; URL <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/124/1712430.pdf>

Cansier, D. 1997: Umweltökonomie. Stuttgart.

CESifo (Center for Economic Studies) 2005: Should Energy Taxation “Go Dutch”?; URL http://www.cesifo-group.de/portal/page/portal/DocBase_Content/ZS/ZS-CESifo_DICE_Report/zs-dice-2005/zs-dice-2005-1/dicereport105-rm1.pdf

Clò, S., Battles, S., Zoppoli, P. 2013: Policy options to improve the effectiveness of the EU emissions trading system: A multi-criteria analysis. *Energy Policy*, 57, 477-490.

DEHSt (Deutsche Emissionshandelsstelle) 2014: Auktionierung. Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen. Periodischer Bericht: Juli 2014; URL http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/Auktionierung/2014_Bericht_07.pdf?__blob=publicationFile

DEHSt 2013a: Glossar; URL http://www.dehst.de/DE/Serviceseiten/Glossar/Functions/_glossar.html?lv2=1710076&lv3=1717540

DEHSt 2013b: Versteigerungen in der dritten Handelsperiode (2013-2020); URL http://www.dehst.de/DE/Emissionshandel/Versteigerung/Versteigerungen_2013-2020/Versteigerung_2013-2020_node.html

DEHSt 2013c: Berichte der DEHSt zur Versteigerung von Emissionsberechtigungen in Deutschland; URL http://www.dehst.de/DE/Emissionshandel/Versteigerung/Berichte/Berichte_node.html

DEHSt 2013d: VET-Bericht: Kohlendioxidemissionen der emissionshandelspflichtigen stationären Anlagen und im Luftverkehr in Deutschland im Jahr 2012; URL http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/VET-Bericht_2012.pdf;jsessionid=E680968DC402680A671AD97235EC236F.2_cid292?__blob=publicationFile

Deutscher Bundestag 2013: Entwurf eines Gesetzes zur Festlegung nationaler Klimaschutzziele und zur Förderung des Klimaschutzes (Klimaschutzgesetz), Drucksache 17/13757; URL <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/137/1713757.pdf>

Deutsche Welle (DW) 2013: Europaparlament billigt Reform des CO₂-Handels; URL <http://www.dw.de/europaparlament-billigt-reform-des-co2-handels/a-16926417>

EC (European Commission) 2014: Europe strengthens its carbon market for a competitive low-carbon economy; URL http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-14-4_en.htm

EC 2013a: Commission submits draft amendment to back-load 900 million allowances to the years 2019 and 2020; URL http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2012111203_en.htm

EC 2013b: Excise duty on mineral oils, Energy tax, Tax on coal; URL: http://ec.europa.eu/taxation_customs/tedb/taxDetail.html?id=873/1395149523&taxType=Energy+products+and+electricity

EC 2013c: Questions and Answers: Auctioning (January 2013); URL http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/auctioning/faq_en.htm

EC 2013d: Carbon Leakage; URL http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/leakage/index_en.htm

EC 2012: The state of the European carbon market in 2012; URL http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/docs/com_2012_652_en.pdf

EC 2011: Vorschlag für eine Richtlinie des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/96/EG zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom; URL http://ec.europa.eu/taxation_customs/resources/documents/taxation/com_2011_169_de.pdf

EC 2010: Beschluss der Kommission vom 24. Dezember 2009 zur Festlegung eines Verzeichnisses der Sektoren und Teilsektoren, von denen angenommen wird, dass sie einem erheblichen Risiko einer Verlagerung von CO₂-Emissionen ausgesetzt sind, gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates; URL

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:001:0010:0018:DE:PDF>

EC 2003: Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom; URL

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:283:0051:0070:DE:PDF>

Endres, A. 2013: Umweltökonomie, Stuttgart.

EU (Europäische Union) 2003: Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, URL

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:275:0032:0032:DE:PDF>

FÖS (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft) (2013): FÖS-Kommentar - Die EEG-Umlage entspricht nicht den Kosten für den Umstieg auf Erneuerbare Energien; URL <http://www.foes.de/pdf/2013-02-Kommentar-Uwe-Nestle-EEG-Umlage-kritisch-betrachtet.pdf>

FÖS 2012a: Ein wichtiger Schritt in die richtige Richtung. Stellungnahme zum Richtlinienvorschlag der Kommission für eine Änderung der Richtlinie 2003/96/EG (EU-Energiesteuerrichtlinie); URL

http://www.foes.de/pdf/2011-05_FOES_Stellungnahme_ETD.pdf

FÖS 2012b: Brüsseler Impulse für Klimaschutz und Subventionsabbau; URL

http://www.foes.de/pdf/2012-06-28_FOES_Stellungnahme_ETD.pdf

FÖS 2010: Anhebung der Energiesteuern auf Heizstoffe; URL <http://www.foes.de/pdf/Themenpapier-Heizstoffe.pdf>

Hammar, H., Sjöström, M. 2011: Accounting for behavioral effects of increases in the carbon dioxide (CO₂) tax in revenue estimation in Sweden. Energy Policy, 39, 6672-6676.

Hepburn, C. 2006: Regulation by prices, quantities, or both: A review of instrument choice. Oxford Review of Economic Policy 22 (2), 226-247.

HMRC (Her Majesty's Revenue & Customs) 2014: Carbon price floor: reform and other technical amendments; URL: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/293849/TIIN_6002_7047_carbon_price_floor_and_other_technical_amendments.pdf

HMRC 2013: Notice CCL1/6 A Guide to the Carbon Floor Price; URL

http://customs.hmrc.gov.uk/channelsPortalWebApp/channelsPortalWebApp.portal?nfpb=true&_pageLabel=pageLibrary_ShowContent&id=HMCE_PROD1_032807&propertyType=document

HMRC 2011: Carbon price floor consultation: The Government response; URL

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/190279/carbon_price_floor_consultation_govt_response.pdf

ICIS (Independent Chemical Information Service) 2013a: Dutch coal tax could change but not increase - ministry; URL <http://www.icis.com/heren/articles/2013/07/03/9684560/coal/csd/dutch-coal-tax-could-change-but-not-increase---ministry.html>

ICIS 2013b: CO₂ price for coal-to-gas switch exceeds 2020 forecasts; URL

<http://www.icis.com/heren/articles/2013/10/24/9718673/emissions/edcm/co2-price-for-coal-to-gas-switch-exceeds-2020-forecasts.html>

Interfax 2013: Dutch coal tax to increase gas electricity production by 17%, URL:

<http://interfaxenergy.com/gasdaily/article/3861/dutch-coal-tax-to-increase-gas-electricity-production-by-17>

IPPR (Institute for Public Policy Research) 2011: Hot Air - The Carbon Price Floor in the UK; URL

<http://www.ippr.org/publications/55/7629/hot-air-the-carbon-price-floor-in-the-uk>

Kindler, S.-V. 2013: Bericht des Finanzministeriums (BMF) zum Energie- und Klimafonds (EKF) 2012/2013. Grüne Bewertung; URL

http://www.sven-kindler.de/sites/default/files/130417_bewertung_kindler_ekf-bericht_2012-2013_1.pdf

Küchler, S. 2010: Die Umsetzung des Europäischen Emissionshandels. Effektives Klimaschutzinstrument oder ‚heiße Luft‘?, VDM Verlag Dr. Müller.

Möhlenkamp, K., Milewski, K. 2012: Kommentar zum Energiesteuergesetz und Stromsteuergesetz, Düsseldorf.

MoF (Ministry of Finance) 2005: Taxation in the Netherlands, Information for companies operating internationally; URL <http://www.expatax.nl/Documents/taxationinthenetherlands2005.pdf>

OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) 2013: Taxing Energy Use. A Graphical Analysis; URL <http://www.oecd.org/tax/tax-policy/taxingenergyuse.htm>

Oei, P.-Y., Kemfert, C., Reitz, F., von Hirschhausen, C. 2014: Braunkohleausstieg - Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende, DIW Berlin: Politikberatung kompakt 84; URL http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.471589.de/diwkompakt_2014-084.pdf

Öko-Institut 2014: Den europäischen Emissionshandel flankieren. Chancen und Grenzen nationaler Instrumente als Ergänzung zum EU-Emissionshandelssystem; URL http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF-Studie_Den_europaeischen_Emissionshandel_flankieren.pdf

Öko-Institut 2012: Strengthening the European Union Emissions Trading Scheme and Raising Climate Ambition; URL

http://awsassets.panda.org/downloads/greenpeace_wwf_2012_studie_emissionshandel_en.pdf

Pizer, W. A. 2002: Combining price and quantity controls to mitigate global climate change. Journal of Public Economics 85 (3), 409-434.

Roberts, M. J. und Spence, M. 1976: Effluent Charges and Licenses Under Uncertainty. Journal of Public Economics 5 (3-4), 193-208.

Sandbag 2013: The UK Carbon Price Floor; URL

http://www.sandbag.org.uk/site_media/pdfs/reports/Sandbag_Carbon_Floor_Price_190312.pdf

SBS 2013: Factbox: Carbon taxes around the world; URL

<http://www.sbs.com.au/news/article/2012/08/21/factbox-carbon-taxes-around-world>

Schlegelmilch, K. 1998: Energy Taxation in the EU and some Member States: Looking for Opportunities Ahead.

SQ Consult 2012: Impact of the Netherlands Coal Tax on the use of power stations, costs to end-users and government revenues, support for energy transition; URL http://www.sqconsult.com/content/blog_files/ImpactKolenbelasting_eng.pdf

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) 2013: Den Strommarkt der Zukunft gestalten; URL http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/06_Hintergrundinformationen/2012_2016/2013_10_Eckpunktepapier.pdf?__blob=publicationFile

SRU 2011: Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten; URL http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.pdf?__blob=publicationFile

Stein, M., Thoms, A. 2012: Energiesteuern in der Praxis, 2. Auflage, Berlin.

Stern, N. 2007: The Economics of Climate Change. The Stern Review. Cambridge.

NREL (National Renewable Energy Laboratory) 2009: Carbon Taxes: A Review of Experience and Policy Design Considerations; URL <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47312.pdf>

The Guardian 2013: Emissions trading reforms raise price of pollution permits; URL <http://www.guardian.co.uk/environment/2013/jul/03/emissions-trading-reforms-pollution-permits>

UBA (Umweltbundesamt) 2013a: Schätzung der Umweltkosten in den Bereichen Energie und Verkehr. Empfehlungen des Umweltbundesamtes; URL http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/hgp_umweltkosten.pdf

UBA 2013b: Treibhausgasausstoß in Deutschland 2012 - vorläufige Zahlen aufgrund erster Berechnungen und Schätzungen des Umweltbundesamtes; URL http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/hintergrund_treibhausgasausstoss_d_2012_bf.pdf

UBA 2013c: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012; URL http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/climate_change_07_2013_icha_co2emissionen_des_dt_strommixes_webfassung_barrierefrei.pdf

UBA 2012: EU-Emissionshandel: Anpassungsbedarf des Caps als Reaktion auf unerwartete externe Schocks und unerwartete Entwicklungen; URL: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4378.pdf>

UK Government 2013: EU Emissions Trading System: compensation for indirect costs in 2013 to 2014 and 2014 to 2015 - guidance; URL <https://www.gov.uk/government/publications/eu-emissions-trading-system-compensation-for-indirect-costs-in-2013-to-2014-and-2014-to-2015-guidance>

UNESCAP (Economic and Social Commission for Asia and the Pacific) 2012: Addressing Competitiveness in introducing ETR: United Kingdom's climate change levy; URL http://www.unescap.org/esd/environment/lcgg/documents/roadmap/case_study_fact_sheets/Case%20Studies/CS-United-Kingdom-climate-change-levy.pdf

PBL (Netherlands Environmental Assessment Agency) 2013: Evaluation of Policy Options to Reform the EU Emissions Trading System. Effects on Carbon Price, Emissions and the Economy; URL http://www.pbl.nl/sites/default/files/cms/publicaties/PBL_2013_Evaluation-of-policy-options-to-reform-the-EU-ETS_934.pdf

Vermont Law School 2008: The Design of Carbon and Broad-based Energy Taxes in European Countries. The Reality of Carbon Taxes in the 21st Century; URL <http://vjel.vermontlaw.edu/files/2013/06/The-Design-of-Carbon-and-Broad-Based-Energy-Taxes.pdf>

von Münch, I., Kunig, P. (Hrsg.) 2003: Grundgesetz-Kommentar, 5. Auflage, Berlin.

WBGU (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen) 2011: Welt im Wandel - Gesellschaftsvertrag für eine große Transformation. Hauptgutachten, Berlin.

Weitzman, M. L. 1974: Prices versus quantities. Review of Economic Studies 41 (4), 477-491.

Wood, P. J., Jotzo, F. 2011: Price floors for emissions trading. Energy Policy, 39, 1746-1753.