

CLIMATE CHANGE

03/2014

Ausweitung des Emissionshandels auf Kleinemittenten im Gebäude- und Verkehrssektor

Gestaltung und Konzepte für einen Policy mix

CLIMATE CHANGE 03/2014

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3710 41 129
UBA-FB 001911

Ausweitung des Emissionshandels auf Kleinemittenten im Gebäude- und Verkehrssektor

– Gestaltung und Konzepte für einen Policy mix

Endbericht zu Arbeitspaket 1 und Arbeitspaket 2 des UFOPLAN-
Vorhabens „Ausweitung des Emissionshandels auf neue Sektoren und
Kleinemittenten (z.B. Gebäudebereich)“

von

**Hauke Hermann, Johanna Cludius, Dr. Hannah Förster,
Dr. Felix Christian Matthes, Dr. Katja Schumacher**
(Öko-Institut)

Dr. Georg Buchholz, Dr. Markus Behnisch, Johann Berman
(GGSC)

Vicki Duscha, Hans Marth
(FH-ISI)

Im Auftrag des Umweltbundesamt

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt

Wörlitzer Platz 1

06844 Dessau-Roßlau

Tel.: 0340/2103-0

Telefax: 0340/2103 2285

info@umweltbundesamt.de

Internet: www.umweltbundesamt.de

<http://fuer-mensch-und-umwelt.de/>

www.facebook.com/umweltbundesamt.de

www.twitter.com/umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

Öko-Institut, Schicklerstraße 5-7, D-10179 Berlin

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (FH-ISI), Breslauer Str. 48,
D-76139 Karlsruhe

Gaßner, Groth, Siederer & Coll. (GGSC), EnergieForum Berlin. Stralauer Platz 34,
D-12243 Berlin

Abschlussdatum:

Dezember 2013

Redaktion:

Fachgebiet I 1.3 Rechtswissenschaftliche Umweltfragen

Tina Mutert

Fachgebiet I 1.4 Wirtschafts- und sozialwissenschaftliche Umweltfragen, nachhaltiger
Konsum

Benjamin Lünenbürger

Publikation als pdf:

[http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/
ausweitung-des-emissionshandels-auf-
kleinemittenten](http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/ausweitung-des-emissionshandels-auf-kleinemittenten)

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, März 2014

Berichts-Kennblatt

1. Berichtsnummer UBA-FB	2.	3.
4. Titel des Berichts Ausweitung des Emissionshandels auf Kleinemittenten im Gebäude- und Verkehrssektor – Gestaltung und Konzepte für einen Policy mix		
5. Autor(en), Name(n), Vorname(n) Hauke Hermann, Dr. Georg Buchholz, Dr. Markus Behnisch, Johann Berman, Johanna Cludius, Vicki Duscha, Dr. Hannah Förster, Hans Marth, Dr. Felix Christian Matthes, Dr. Katja Schumacher, Übersetzung: Vanessa Cook		
6. Durchführende Institution (Name, Anschrift) Öko-Institut, Schicklerstraße 5-7, D-10179 Berlin Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (FH-ISI), Breslauer Str. 48, D-76139 Karlsruhe Gaßner, Groth, Siederer & Coll. (GGSC), EnergieForum Berlin. Stralauer Platz 34, D-12243 Berlin		
7. Fördernde Institution (Name, Anschrift) Umweltbundesamt, Postfach 14 06, 06813 Dessau-Roßlau		8. Abschlussdatum 02.12.2013
9. Veröffentlichungsdatum	10. UFOPLAN-Nr. 3710 41 129	11. Seitenzahl 195
12. Literaturangaben 96	13. Tabellen und Diagramme 17	14. Abbildungen 16
15. Zusätzliche Angaben		
16. Zusammenfassung Im Rahmen dieses Projektes wurde untersucht, inwieweit bisher nicht erfasste Treibhausgasemissionen in Deutschland mittels eines upstream-ausgerichteten Emissionshandelssystems (Upstream-Emissionshandelssystem) in den EU ETS einbezogen werden könnten. Verschiedene Möglichkeiten zur Ausgestaltung wurden ökologisch, ökonomisch und juristisch bewertet. Jedoch wird die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems aktuell nicht empfohlen. Wichtiger als eine Ausweitung des Emissionshandels ist aktuell die Reparatur des bestehenden Systems. Zudem würde im gegenwärtigen klimapolitischen Instrumentenmix die Einbeziehung von Kleinemittenten aus dem Verkehrs- oder Haushaltssektor in den EU ETS keinen eindeutigen Mehrwert bringen. Langfristig bleibt die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems aber eine interessante Option, insbesondere mit Blick auf die im Zeitverlauf zunehmende Interaktion zwischen den Sektoren.		
17. Schlagwörter Klimaschutzpolitik, Emissionshandel, Upstream-Emissionshandelssystem, Inverkehrbringenszertifikat, Verkehr, Gebäude, Kleinemittenten, Instrumentenmix, EEG, Energiesteuer		
18. Preis	19.	20.

Report Cover Sheet

1. Report No. UBA-FB	2.	3.
4. Report Title Expansion of the EU ETS to include small emitters from the building and transport sectors – Design issues and concepts for a policy mix		
5. Author(s), Family Name(s), First Name(s) Hauke Hermann, Dr. Georg Buchholz, Dr. Markus Behnisch, Johann Berman, Johanna Cludius, Vicki Duscha, Dr. Hannah Förster, Hans Marth, Dr. Felix Christian Matthes, Dr. Katja Schumacher, Übersetzung: Vanessa Cook		
6. Performing Organisation (Name, Address) Öko-Institut, Schicklerstraße 5-7, D-10179 Berlin Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (FH-ISI), Breslauer Str. 48, D-76139 Karlsruhe Gaßner, Groth, Siederer & Coll. (GGSC), EnergieForum Berlin. Stralauer Platz 34, D-12243 Berlin		
7. Funding Agency (Name, Address) Umweltbundesamt, Postfach 14 06, 06813 Dessau-Roßlau		8. Report Date 02.12.2013
9. Veröffentlichungsdatum	10. UFOPLAN-Ref. No. 3710 41 129	11. No. of Pages 195
12. No. of Reference 96	13. No. of Tables, Diagrams 17	14. No. of Figures 16
15. Supplementary Notes		
16. Abstract Within the scope of this project the extent to which the GHG emissions in Germany not covered up to now could be included in the EU ETS by means of an upstream emissions trading scheme (upstream ETS) was analysed. Different options have been assessed from an environmental, economic and legal perspective. The specific analysis conducted in this report arrives at the conclusion that the introduction of an upstream ETS cannot be recommended at present since it can hardly solve the problems of the existing EU ETS – e.g. excessively high surpluses – on its own. Currently it is more important to repair the existing scheme than to expand the scope of emissions trading. Additionally, in the current mix of climate policy instruments, the incorporation of small emitters from the transport or households sectors in the EU ETS would not provide any significant added value. But the implementation of an upstream ETS remains an attractive option in the long term, particularly with a view to the increasing interaction between sectors.		
17. Keywords Climate policy, emissions trading, upstream, traffic, buildings, small emitters, complementary policies, policy mix, EEG, energy taxation		
18. Price	19.	20.

Kurzbeschreibung

Im Rahmen dieses Projektes wurde untersucht, inwieweit bisher nicht erfasste Treibhausgasemissionen in Deutschland mittels eines upstream-ausgerichteten Emissionshandelssystems (Upstream-Emissionshandelssystem) in den EU ETS einbezogen werden könnten. Verschiedene Möglichkeiten zur Ausgestaltung wurden ökologisch, ökonomisch und juristisch bewertet. Ein wichtiger Untersuchungsgegenstand war dabei auch das Zusammenspiel mit existierenden deutschen und europäischen klima- und energiepolitischen Instrumenten. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass die Einführung eines Upstream- Emissionshandelssystems juristisch möglich ist und administrativ mit überschaubarem Aufwand umsetzbar wäre. Dennoch wird die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems aktuell nicht empfohlen. Wichtiger als eine Ausweitung des Emissionshandels ist aktuell die Reparatur des bestehenden Systems. Zudem würde im gegenwärtigen klimapolitischen Instrumentenmix die Einbeziehung von Kleinemittenten aus dem Verkehrs- oder Haushaltssektor in den EU ETS keinen eindeutigen Mehrwert bringen. Langfristig bleibt die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems aber eine interessante Option, insbesondere mit Blick auf die im Zeitverlauf zunehmende Interaktion zwischen den Sektoren.

Abstract

Within the scope of this project the extent to which the GHG emissions in Germany not covered up to now could be included in the EU ETS by means of an upstream emissions trading scheme (upstream ETS) was analysed. Different options have been assessed from an environmental, economic and legal perspective. A crucial aspect is also the interaction of an upstream ETS with existing instruments of German and EU climate and energy policy. The analysis arrives at the conclusion that the introduction of an upstream ETS is legally possible and can be administratively implemented at reasonable cost and effort. However, the specific analysis conducted in this report arrives at the conclusion that the introduction of an upstream ETS cannot be recommended at present since it can hardly solve the problems of the existing EU ETS – e.g. excessively high surpluses – on its own. Currently it is more important to repair the existing scheme than to expand the scope of emissions trading. Additionally, in the current mix of climate policy instruments, the incorporation of small emitters from the transport or households sectors in the EU ETS would not provide any significant added value. But the implementation of an upstream ETS remains an attractive option in the long term, particularly with a view to the increasing interaction between sectors.

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung.....	18
1.1	Einführung und Struktur der Analyse.....	18
1.2	Begriffsklärung.....	20
1.3	Klimaziele im Energiekonzept	21
1.4	Der bestehende Downstream Emissionshandel in der EU.....	22
1.5	Zwischenfazit.....	24
2	Analyse von Upstream-Emissionshandelsansätzen in der Umsetzung.....	25
2.1	Vorbemerkungen.....	25
2.2	Neuseeland	26
2.2.1	Überblick.....	26
2.2.2	Spezifische Regelungen	30
2.2.3	Erfassung des Landwirtschaftssektors im Neuseeländischen Emissionshandelssystem	31
2.3	Australien.....	33
2.3.1	Überblick.....	33
2.3.2	Spezifische Regelungen	35
2.4	USA – Kalifornien.....	38
2.4.1	Überblick.....	38
2.4.2	Spezifische Regelungen	43
2.5	USA – American Clean Energy and Security (ACES) Act of 2009	45
2.5.1	Überblick.....	45
2.5.2	Spezifische Regelungen	48
2.6	Zwischenfazit Literaturlauswertung	49
2.6.1	Welche Sektoren können sinnvollerweise mittels Upstream-Ansatz in ein Hybrid-System integriert werden?.....	49
2.6.2	Wie erfolgt Festlegung des „Point of Regulation“ für Upstream-Ansätze?	49
2.6.3	Abgrenzung von Upstream- und Downstream-Ansätzen und Vermeidung von Doppelzählungen.....	50
2.6.4	Welche Form des Allokationsmechanismus sollte gewählt werden (kostenfreie Zuteilung vs. Auktionierung)?	51
2.6.5	Sonstige Regelungen.....	51
3	Materielle Ausgestaltungselemente für ein Upstream-System in Deutschland	52
3.1	Einleitung, Überblick und Struktur der Analyse.....	52

3.2	Erfasste Emittenten	53
3.3	Zertifikatpflichtige Akteure (Point of Regulation)	54
3.3.1	Vorüberlegungen und die Energiesteuer als Referenzsystem	54
3.3.2	Kohle	59
3.3.3	Erdgas.....	62
3.3.4	Erdöl/ Mineralölprodukte	68
3.3.5	Zwischenfazit.....	73
3.4	Abgrenzung der Erfassung und Mehrfacherfassung von Emissionen (Doppelzählung).....	73
3.5	Allokation von Inverkehrbringenzertifikaten.....	78
3.6	Regionale Ausdehnung und Verknüpfung mit dem Downstream-System.....	79
3.7	Übersicht über die Ausgestaltungsmöglichkeiten	81
4	Gesamtanalyse der einzelnen Ausgestaltungselemente und ökonomische Bewertung.....	85
4.1	Effektivität des Systems	85
4.1.1	Quantifizierung der erfassbaren Emissionen	85
4.1.2	Quantifizierung möglicher Emissionsreduktionen.....	89
4.2	Statische Effizienz.....	94
4.2.1	Effizienz eines Upstream-Emissionshandels in Abhängigkeit seiner Ausgestaltung.....	94
4.2.2	Fazit	103
4.3	Dynamische Anreizwirkungen (Verhaltensänderung beim Verbraucher; Nachfrage nach effizienteren Produkten; Investition in Innovation und Herstellung klimafreundlicher Technologien).....	104
4.3.1	Langfristige Preiselastizitäten der Endverbraucher	105
4.3.2	Höhe und Langfristigkeit der CO ₂ -Kosten.....	106
4.3.3	Wirkungen der Nachfrageveränderungen auf die Hersteller von Produkten	107
4.3.4	Fazit	108
4.4	Verteilungswirkungen und Kompensation von betroffenen Verbrauchern	109
4.5	Administrierbarkeit und die Auswirkungen auf Transaktionskosten	110
4.5.1	Identifikation von Transaktionskosten nach Kostenträgern	110
4.5.2	Schätzung der Transaktionskosten bezogen auf die untersuchten Ausgestaltungselemente eines Upstream-Emissionshandelssystems.....	112
4.5.3	Kosten im öffentlichen Sektor	113
4.5.4	Kosten im privaten Sektor	115
4.5.5	Fazit Transaktionskosten.....	118

4.6	Interaktion mit anderen Politikinstrumenten.....	118
4.6.1	Einleitung und Fragestellung.....	118
4.6.2	Verkehr	121
4.6.3	Gebäude.....	123
4.6.4	Energiesteuer und Energiesteuerrichtlinie	126
4.6.5	Zwischenfazit.....	129
5	Juristische Bewertung.....	131
5.1	Vereinbarkeit mit Unionsrecht	131
5.1.1	Emissionshandelsrichtlinie	131
5.1.2	Energiesteuerrichtlinie.....	136
5.1.3	Warenverkehrsfreiheit.....	137
5.1.4	EU-Beihilferecht	139
5.2	Vereinbarkeit mit Grundrechten	146
5.2.1	Eigentumsgarantie (Art. 14 GG).....	147
5.2.2	Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG).....	163
5.2.3	Allgemeine Handlungsfreiheit (Art. 2 Abs. 1 GG).....	166
5.2.4	Allgemeiner Gleichheitssatz (Art. 3 Abs. 1 GG).....	175
5.3	Vereinbarkeit mit der Finanzverfassung.....	183
5.4	Zusammenfassung der juristischen Bewertung und Zwischenergebnis.....	184
6	Schlussfolgerungen.....	186
7	Referenzen.....	189

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1	Entwicklung des „Caps“ im EU-Emissionshandel bis 2050.....	23
Abb. 2	Historischer Emissionsverlauf, Emissionsminderungsziel und Cap des CA ETS	41
Abb. 3	Emissionsentwicklung in Deutschland, 2005 bis 2009	53
Abb. 4	Emissionsentwicklung in wichtigen nicht ETS-Sektoren, 2005 bis 2009	54
Abb. 5:	Wertschöpfungskette und Mengen in der Kohlewirtschaft 2011	59
Abb. 6	Wertschöpfungskette in der Gaswirtschaft in Deutschland 2010.....	63
Abb. 7:	Wertschöpfungskette in der Mineralölwirtschaft in Deutschland 2010	69
Abb. 8:	Brennstoffeinsatz 2009 zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in Haushalten	85
Abb. 9	Emissionsentwicklung im Transportsektor in verschiedenen Szenarien, 2010 bis 2030.....	90
Abb. 10	Emissionsentwicklung im Haushaltssektor in verschiedenen Szenarien, 2010 bis 2030.....	92
Abb. 11:	Überwälzung von Preissignalen im Markt für Kohle.....	97
Abb. 12:	Überwälzung von Preissignalen im Markt für Gas.....	99
Abb. 13:	Überwälzung von Preissignalen im Markt für Öl.....	100
Abb. 14	Schematische Zuordnung von Potenzialgruppen für die Emissionsvermeidung und Schwerpunktsetzungen bei der Instrumentierung	119
Abb. 15	Übersicht über die deutschen Energiesteuersätze	127
Abb. 16	Aufteilung der Energiesteuer in einen Mindeststeuersatz für die Verbrauchssteuer und einen Mindeststeuersatz für die CO ₂ -abhängige Steuer nach dem Entwurf der Energiesteuerrichtlinie ab 01. Januar 2013.....	129

Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	Überblick über die im Energiekonzept der Bundesregierung festgelegten Ziele.....	21
Tab. 2:	Eintrittszeitpunkte in das neuseeländische Emissionshandelssystem für beteiligte Sektoren.....	28
Tab. 3	Kostenlose Zuteilung von NZUs.....	28
Tab. 4	Scope in CPM und CPRS.....	34
Tab. 5	Point of Regulation in CPM und CPRS.....	36
Tab. 6	Interaktionen zwischen dem CA ETS und komplementären Klimaschutzmaßnahmen.....	43
Tab. 7	Mögliche Ansatzpunkte für eine Upstream-Regulierung für unterschiedliche Energieträger	56
Tab. 8	Mögliche Ausgestaltungen des Upstream-Emissionshandels hinsichtlich der regionalen Ausdehnung sowie der Anbindung an das EU ETS.....	79
Tab. 9	Ausgestaltungsoptionen und ihre Eignung in einem Upstream-ETS für Deutschland.....	84
Tab. 10:	Brennstoffeinsatz 2009 im Verarbeitenden Gewerbe in TJ nach Engpassleistung der Feuerungsanlagen	88
Tab. 11:	Abschätzung der erfassbaren Emissionen aus Feuerungsanlagen des Verarbeitenden Gewerbes in t CO ₂	89
Tab. 12	Differenz der CO ₂ - Emissionen im Transportsektor zu MMS und MWMS bei verschiedenen Szenarien	91
Tab. 13	Differenz der CO ₂ - Emissionen im Haushaltssektor zu MMS und MWMS bei verschiedenen Szenarien	93
Tab. 14:	Höhe der CO ₂ -Kosten verschiedener Energieträger und Vergleich mit aktuellen Brennstoffpreisen.....	107
Tab. 15	Transaktionskosten in den verschiedenen Phasen der Einführung eines Emissionshandelssystems.....	111
Tab. 16	Auswirkungen der Ausgestaltungselemente auf die Transaktionskosten im öffentlichen und privaten Sektor.....	113
Tab. 17	Ausgestaltungselemente für ein Upstream-Emissionshandelssystem und die damit verbundenen Transaktionskosten (mit 1: gering, 2: mittel, 3: hoch).....	117

Kästen

Kasten 3.1 Energiesteuergesetz im Verbrauchsteuersystem..... 57
Kasten 3.2 Unkonventionell gefördertes Erdgas in Deutschland 65
Kasten 3.3 Steuerbefreiungen und Steuerentlastungen im Energiesteuergesetz..... 77

Zusammenfassung

Seit 2005 unterliegen knapp 50 % der deutschen Treibhausgasemissionen dem Europäischen Emissionshandelssystem (European Union Emissions Trading System – EU ETS). Das downstream-ausgerichtete System¹ umfasst dabei in erster Linie große Stromerzeuger sowie Unternehmen der energieintensiven Industrie. Durch ein Downstream-System nur schwer zu erfassen sind dagegen Kleinemittenten wie z.B. Haushalte, der Verkehrssektor oder industrielle Kleinemittenten. Im Rahmen des Projektes „Ausweitung des Emissionshandels auf neue Sektoren und Kleinemittenten“ wurde untersucht, inwieweit bisher nicht erfasste Treibhausgasemissionen in Deutschland mittels eines upstream-ausgerichteten Emissionshandelssystems (Upstream-Emissionshandelssystem) in den EU ETS einbezogen werden könnten.

Ausgehend von einer Literaturstudie über die Erfahrungen anderer Länder wurde die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems in Deutschland untersucht und verschiedene Möglichkeiten zur Ausgestaltung ökologisch, ökonomisch und juristisch bewertet. Der Fokus der Analyse lag dabei auf den energiebedingten CO₂-Emissionen. Wichtig ist dabei auch das Zusammenspiel mit existierenden deutschen und europäischen klima- und energiepolitischen Instrumenten.

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass die Einführung eines Upstream- Emissionshandelssystems juristisch möglich ist und administrativ mit überschaubarem Aufwand umsetzbar wäre. Dies steht im Einklang mit dem Befund der Literaturanalyse, die auch für andere Länder derartige Hybridsysteme beschreibt. In einem Hybridsystem unterliegen große Anlagen weiterhin einem Downstream-Emissionshandel und ein Upstream-Emissionshandelssystem erfasst Sektoren mit vielen kleinen Emittenten. Wenn Deutschland oder die EU bislang nicht erfasste Kleinemittenten in den Emissionshandel einbeziehen will, wäre es sinnvoll dies mit einem Hybrid-System zu verfolgen.

Zurzeit sind die Preise im Downstream-Emissionshandel so niedrig, dass auf absehbare Zeit nur geringe Anreize für zusätzliche Emissionsminderungen für die von einem Upstream-Emissionshandelssystem erfassten Sektoren ausgehen könnten. Gleichzeitig ist im Entwurf des Kommissionsberichts „The state of the European carbon market in 2012“ eine Option d) enthalten, die die Ausweitung des Emissionshandels auf alle energiebedingten Emissionen umfasst. Die durchgeführten Analysen zeigen, dass die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems für Deutschland ohne allgemeine Zielverschärfung des linearen Minderungspfades von 1,74% und unter weiteren plausiblen Annahmen kaum Beiträge zum Abbau der Überschüsse im Emissionshandel liefern wird. Denn in den Sektoren Verkehr und Haushalte bestehen bereits verschiedene klimapolitische Instrumente, die zu Emissionsminderungen beitragen.

Hier zeigt sich das allgemeine Dilemma bei der Diskussion um die Ausweitung des Emissionshandels: Grundsätzlich ist die Ausweitung des Emissionshandels auf die Sektoren Verkehr und Haushalte möglich. Gerade diese Sektoren unterliegen jedoch bereits verschiedenen klimapolitischen Instrumenten. Diese Instrumente, wie z.B. die Flottengrenzwerte für PKW, sind wichtig um die emissionsarme Technologieentwicklung zu gewährleisten und um gehemmte Emis-

¹ Im Falle des EU ETS spricht man häufig von einem Downstream-System, weil die Zertifikatpflicht beim Verbraucher der Energieträger bzw. Emittenten der CO₂-Emissionen ansetzt. Im Gegensatz dazu werden in einem Upstream-System Lieferanten, Zwischenhändler, Importeure oder Produzenten von Energieträgern verpflichtet, d.h. die Zertifikatpflicht setzt „weiter oben“ („upstream“) in der Wertschöpfungskette an.

onsreduktionspotenziale zu adressieren. De facto wäre der Emissionshandel also eher ein komplementäres Instrument im Policy Mix. Seine Stärke läge vor allem darin marktnahe Potenziale mit niedrigen oder moderaten Vermeidungskosten zu erschließen (die aber insbesondere im Verkehrssektor nur beschränkt vorhanden sind).

Im Sinne der ökonomischen Theorie wird oft postuliert, dass durch eine Ausweitung des Emissionshandels und insbesondere durch ein umfassendes Upstream-Emissionshandelssystem große Effizienzgewinne realisiert werden können. Denn ein Upstream-Emissionshandelssystem schafft einen größeren Markt und durch unterschiedliche Vermeidungskosten zwischen den Sektoren entstehen Effizienzvorteile. Eine solche vereinfachende, statische Betrachtung berücksichtigt aber nicht, dass für eine Dekarbonisierung der Volkswirtschaft weitreichende Innovationen und ein grundlegender Strukturwandel notwendig sind. Deshalb sind auch die dynamischen Anreizwirkungen eines Instruments wichtig. Zudem muss insbesondere in einem Upstream-Emissionshandelssystem das Preissignal über mehrere Wertschöpfungsstufen weitergegeben werden bis es (indirekt) bei denen ankommt, die Entscheidungen über Innovationen und die Entwicklung neuer emissionsarmer Technologien fällen. Mit Blick auf die langfristigen Klimaziele sind deshalb für hinreichende dynamische Anreizwirkungen die bereits bestehenden Instrumente weiterhin notwendig. Mögliche Effizienzgewinne einer Ausweitung des Emissionshandels dürften daher in der Realität beschränkt sein.

Die folgenden zwei Aspekte können zusammengefasst werden:

- Die Ausweitung des Emissionshandelssystems ist positiv zu bewerten, wenn es die Möglichkeit eröffnet den langfristig erforderlichen Minderungspfad festzuschreiben. Auch nehmen mit zunehmenden Klimaschutzbemühungen die Interaktionen zwischen den Sektoren zu (Beispiele sind hier die Biomassenutzung und die verstärkte Elektrifizierung von Verkehr durch die Elektromobilität und von Haushalten durch Wärmepumpen). Von einem einheitlichen und deutlichen CO₂-Preissignal könnte eine sektorübergreifende steuernde Funktion der Nutzung erneuerbarer Energieträger ausgehen.
- Gleichzeitig könnte die Ausweitung des Emissionshandelssystems allerdings dazu verleiten, den Policy Mix zu verschlanken und notwendige Instrumente in den Sektoren Haushalte und Verkehr abzuschaffen, die insbesondere für die dynamische Anreizwirkung sehr wichtig sind. In diesem Fall wäre eine Ausweitung des Emissionshandelssystems eher negativ zu bewerten. Für die mögliche Ausweitung des Emissionshandels auf bislang nicht erfasste Emittenten bedeutet dies, dass viele der bestehenden Klimaschutzinstrumente in diesen Bereichen beibehalten werden sollten. Gleichwohl ist im Einzelfall zu prüfen, ob bei Doppelungen auf einzelne Instrumente verzichtet werden kann, um einer Fragmentierung der Klimapolitik zu begegnen.

Aus theoretischer Sicht ist ein Upstream-Emissionshandelssystem ein interessantes Instrument. Die konkrete Untersuchung in dieser Studie kommt aber zu dem Ergebnis, dass die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems aktuell nicht empfohlen werden kann. Denn ob allein in Deutschland oder europaweit, ein Upstream-Emissionshandelssystem allein könnte die Probleme im bestehenden EU ETS - wie die hohen Überschüsse - kaum lösen. Wichtiger als eine Ausweitung des Emissionshandels ist aktuell die Reparatur des bestehenden Systems. Zudem würde im gegenwärtigen klimapolitischen Instrumentenmix die Einbeziehung von Kleinemittenten aus dem Verkehrs- oder Haushaltssektor in den EU ETS keinen eindeutigen Mehrwert bringen. Langfristig bleibt die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems aber eine

Ausweitung des Emissionshandels

interessante Option, insbesondere mit Blick auf die im Zeitverlauf zunehmende Interaktion zwischen den Sektoren. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf.

Summary

Since 2005 approx. 50 % of Germany's greenhouse gas (GHG) emissions are subject to the European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS). The downstream-orientated scheme² generally encompasses large electricity producers and companies of energy-intensive industry. Small emitters such as households, the transport sector and small industrial emitters can only be included in a downstream scheme with difficulty. The project "Expansion of the EU ETS to include new sectors and small emitters" has analysed the extent to which the GHG emissions in Germany not covered up to now could be included in the EU ETS by means of an upstream emissions trading scheme (upstream ETS).

Based on a literature review of experiences gathered in other countries, the introduction of an upstream scheme in Germany has been analysed and different options have been assessed from an environmental, economic and legal perspective. A crucial aspect is also the interaction of an upstream ETS with existing instruments of German and EU climate and energy policy.

The analysis arrives at the conclusion that the introduction of an upstream ETS is legally possible and can be administratively implemented at reasonable cost and effort. This is in line with the findings of the literature review, which show that other countries also make use of hybrid schemes. In a hybrid scheme large installations would still be covered by a downstream ETS. The upstream ETS would encompass sectors which have a large number of small emitters. If Germany or the EU wants to incorporate small emitters in emissions trading that have not been included up to now, it would make sense to implement a hybrid scheme of this kind.

Currently the prices in the downstream ETS are so low that only small incentives for additional emission reductions in sectors covered by an upstream ETS could be expected. At the same time the draft Commission report "The state of the European carbon market in 2012" contains Option d), which is to expand the EU ETS to cover all energy-related emissions. The conducted analyses show that the introduction of an upstream ETS for Germany will only make a small contribution to reducing the surpluses in the current scheme if, alongside other plausible assumptions, the yearly linear reduction factor of 1.74 % is not raised. In the transport and household sectors various instruments have already been implemented which contribute to emission reductions.

This demonstrates the general dilemma within discussions about the expansion of emissions trading: in principle it is possible to expand the EU ETS to include the transport and households sectors, yet it is precisely these sectors which have already implemented climate policy instruments in practice. These instruments – e.g. emission standards for passenger cars – are important to ensure the development of low-emission technologies and to tap blocked CO₂ reduction potentials. In effect, emissions trading would be a complementary instrument in the policy mix. Its strength would above all be to tap market-based potentials at low or moderate costs (which are particularly limited in the transport sector).

In terms of economic theory it is often postulated that large efficiency gains can be realised through an expansion of the EU ETS and in particular through a comprehensive upstream ETS. This is because an upstream ETS creates a larger market on the one hand and cost differences

² The EU ETS is frequently referred to as a downstream scheme since it is the consumers of energy sources – the emitters of the CO₂ emissions (e.g. the utilities) – who are obliged to surrender allowances equal to emissions. In the upstream scheme, by contrast, it is the suppliers, distributors, importers or energy producers, i.e. the obligation to surrender allowances is positioned "further up" ("upstream") in the value chain.

between the sectors lead to efficiency benefits on the other hand. But a simplifying static analysis of this kind does not take into account that far-reaching innovations and a fundamental structural change are necessary for the decarbonisation of the economy. Therefore the dynamic incentive effects of an instrument are also important. Furthermore, the price signal must be passed on, particularly in an upstream ETS, via different stages of the value creation chain until the price signal (indirectly) reaches those who make the decisions about innovations and the development of new low-emission technologies. In terms of long-term climate protection targets, existing instruments are still necessary to bring about sufficient and dynamic incentive effects. Possible efficiency gains arising from the expansion of emission trading are therefore likely to be limited in reality.

Two aspects of the expansion of the EU ETS can be summarised as follows:

- An expansion of the EU ETS should be assessed positively if it opens up the possibility of laying down the emission reduction path that is necessary in the long term. The interactions between the sectors are also increasing (e.g. the use of biomass and the increased electrification of transport through electric mobility and of households through heat pumps). A uniform and significant price signal could optimize the cross-sectoral allocation of renewable energy sources.
- However, the expansion of the EU ETS could lead to the policy mix becoming streamlined and necessary instruments in the households and transport sectors that are very important – particularly with regard to the dynamic incentive effect – being retired. In this case an expansion of the EU ETS should be assessed rather negatively. If the EU ETS is expanded to include emitters not covered up to now, many current climate protection instruments should be retained in such sectors. At the same time it must be examined whether specific instruments can be retired to avoid duplicated efforts and to counter a fragmentation of climate policy.

From a theoretical perspective an upstream emissions trading scheme is an attractive instrument. However, the specific analysis conducted in this report arrives at the conclusion that the introduction of an upstream ETS cannot be recommended at present since it can hardly solve the problems of the existing EU ETS – e.g. excessively high surpluses – on its own. Currently it is more important to repair the existing scheme than to expand the scope of emissions trading. Additionally, in the current mix of climate policy instruments, the incorporation of small emitters from the transport or households sectors in the EU ETS would not provide any significant added value. But the implementation of an upstream ETS remains an attractive option in the long term, particularly with a view to the increasing interaction between sectors. Further research is needed on this issue.

1 Einführung

1.1 Einführung und Struktur der Analyse

Seit 2005 unterliegen knapp 50 % der deutschen Treibhausgasemissionen dem Europäischen Emissionshandelssystem (European Union Emissions Trading System – EU ETS). Das downstream-orientierte System³ umfasst dabei in erster Linie große Stromerzeuger sowie Unternehmen der energieintensiven Industrie. Durch ein Downstream-System nur schwer zu erfassen sind dagegen Kleinemittenten wie z.B. Haushalte, der Verkehrssektor oder industrielle Kleinemittenten. Im Rahmen des Projektes „Ausweitung des Emissionshandels auf neue Sektoren und Kleinemittenten“ wurde untersucht, inwieweit die bisher nicht vom EU ETS erfassten Treibhausgasemissionen in Deutschland sich eignen, um mittels eines upstream-orientierten Emissionshandelssystems in die Klimaschutzanstrengungen Deutschlands einbezogen zu werden. Dazu gehört insbesondere, Vorschläge für Sektoren zu erarbeiten, die mit Hilfe eines Upstream-Ansatzes in ein Emissionshandelssystem aufgenommen werden könnten und die konkreten Ausgestaltungsmöglichkeiten näher zu untersuchen. Weiterhin ist erforderlich zu untersuchen, welche Herausforderungen und Ausstattungsnotwendigkeiten sich bei einer Einbeziehung dieser Sektoren mittels Upstream-Ansatz im Zusammenspiel mit dem bereits existierenden Emissionshandelssystem der Europäischen Union, das bisher ausschließlich auf die Downstream-Regulierung der erfassten Anlagen abstellt, sowie mit anderen existierenden klima- und energiepolitischen Instrumenten ergeben könnten.

Während grundsätzlich die Einführung eines reinen Upstream-Emissionshandelssystems für alle Bereiche einer Volkswirtschaft denkbar ist (was in der Literatur umfassend diskutiert, in der Praxis jedoch bisher nie zur Umsetzung gebracht worden ist), schließen die derzeit in der EU geltenden Rahmenbedingungen ein solches System für Deutschland von vornherein aus. Deshalb beschränkt sich die vorliegende Untersuchung auf die in Deutschland bisher nicht durch das EU ETS regulierten Treibhausgasemissionen. Das EU ETS umfasst ab 2013:

- Nahezu die Gesamtheit der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung (öffentlich und industriell);
- Etwa 70 % der sonstigen energiebedingten CO₂-Emissionen aus dem Bereich der Industrie;
- Den weitaus größten Teil der CO₂-Emissionen aus Industrieprozessen;
- Den weitaus größten Teil der Lachgas-Emissionen aus Industrieprozessen;
- Die gesamten CO₂-Flugverkehrsemissionen.

³ Im Falle des EU ETS spricht man häufig von einem Downstream-System, weil die Zertifikatpflicht beim Verbraucher der Energieträger bzw. Emittenten der CO₂-Emissionen ansetzt. Im Gegensatz dazu werden in einem Upstream-Emissionshandelssystem Lieferanten, Zwischenhändler, Importeure oder Produzenten von Energieträgern verpflichtet, d.h. die Zertifikatpflicht setzt „weiter oben“ („upstream“) in der Wertschöpfungskette an. Vergleiche Kapitel 1.2.

Die vorliegende Analyse konzentriert sich auf Hybrid-Systeme, d.h. Systeme, die Upstream- und Downstream-Ansätze miteinander verbinden. Zudem liegt der Fokus auf energiebedingten CO₂-Emissionen. Die Idee des Upstream-Ansatzes beruht darauf, dass über die Mengen der fossilen Brennstoffe relativ einfach die bei der (vollständigen) Verbrennung entstehenden CO₂-Emissionen berechnet werden können. Dadurch erlaubt der Upstream-Ansatz die Menge der Emissionseinheiten pro Teilnehmer gegenüber einem Downstream-Ansatz zu erhöhen und die Anzahl der Teilnehmer am Emissionshandel sowie die Transaktionskosten (z.B. für Teilnahme an Handel, für Monitoring, Reporting und Verifizierung) deutlich zu verringern. Dies trifft auf die übrigen Treibhausgase und die prozessbedingten Emissionen nur teilweise zu.

Im ersten Kapitel wird der Rahmen aufgespannt in dem sich die Diskussion um die Ausweitung des Emissionshandels bewegt. Hier werden zum einen die langfristigen Emissionsreduktionsziele Deutschlands und der langfristige Minderungspfad des bestehenden Downstream Emissionshandelssystems vorgestellt.

Als zweiter Analyseschritt wird eine umfangreiche Literaturanalyse vorgenommen, deren Ergebnisse in Kapitel 2 dargestellt sind, um einerseits die konkreten Umsetzungsfragestellungen und Probleme, die sich bei der Einführung eines Upstream- bzw. Hybrid-Systems ergeben, zu identifizieren und andererseits die Herangehensweise und Lösungsvorschläge, wie sie sich in Systemen und Vorschlägen anderer Länder und Regionen wiederfinden, zu identifizieren.

In Kapitel 3 werden basierend auf den Ergebnissen aus der Literaturstudie die relevanten Ausgestaltungsoptionen für die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems in Deutschland untersucht:

- Welche weiteren Emittenten/ Sektoren können sinnvollerweise mittels Upstream-Ansatz in ein Hybrid-System - aufbauend auf dem bereits existierenden Downstream-EU ETS - integriert werden?
- Welche Akteure bieten sich als zertifikatpflichtige Akteure (Point of Regulation) an und wie können die Systemgrenzen für die mittels Upstream-Ansatz integrierten Sektoren gesetzt werden?
- Welche möglichen Formen bieten sich zur Abgrenzung zwischen den mittels Upstream- und den mittels Downstream-Ansatz integrierten Sektoren? Insbesondere ist hierbei von entscheidender Bedeutung wie eine Doppelerfassung von Emissionen vermieden werden kann.
- Welche Möglichkeiten für eine Verknüpfung mit dem bestehenden Downstream-System bieten sich bei der Einführung eines Upstream-Ansatzes?

Die identifizierten Ansätze werden dann in Kapitel 4 einer ökonomischen Analyse unterzogen. In Kapitel 5 wird die rechtliche Umsetzbarkeit überprüft. Kapitel 6 rundet die Untersuchung mit Schlussfolgerungen ab.

1.2 Begriffsklärung

Im Rahmen der vorliegenden Studie werden Umsetzungsmöglichkeiten für ein Upstream-Emissionshandelssystem in Deutschland untersucht. Da eine Reihe von unterschiedlichen Begrifflichkeiten verwendet wird, sollen diese im Vorfeld klar voneinander abgegrenzt und definiert werden.

Die Begriffe „upstream“, „midstream“ und „downstream“ sind aus der Beschreibung der Erdgas- und Erdölmärkte übernommen.

Upstream: Im strengen Sinne bezeichnet man mit upstream die Produzenten und Importeure von Energieträgern. Im weiteren Sinne werden manchmal auch die weiteren Verarbeitungsstufen und der Transport als Upstream-Stufen bezeichnet. Im Rahmen der Studie findet diese weitere Definition von upstream Anwendung.

Midstream: Mit midstream sind in der Regel die Verarbeitungs- und Transportstufen von Energieträgern, also z.B. die Raffinerien oder Pipelinesysteme gemeint.

Downstream: Downstream bezeichnet die Endverbraucher der Energieträger. Dies umfasst auch die Unternehmen, die für eine Umwandlung von Primär- zu Sekundärenergie zuständig sind.

Output-bezogener Ansatz: Für die Erfassung der Emissionen aus der Viehhaltung wird eine alternative Vorgehensweise gewählt. Hier kann die Erfassung entweder beim Bauern oder beim Schlachthof ansetzen. Verwendet werden z.T. differenzierte CO₂-Faktoren für verschiedene Vieharten.

1.3 Klimaziele im Energiekonzept

Im September 2010 hat die Bundesregierung ein Energiekonzept beschlossen. In diesem Kapitel soll eine Übersicht über diese Beschlüsse gegeben werden, weil die Beschlüsse des Energiekonzepts bei der Ausgestaltung eines Upstream-Emissionshandelssystems zu berücksichtigen sind.

Teil des Energiekonzeptes waren sowohl die inzwischen hinfällige Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken, als auch die quantitative Formulierung von verschiedenen energiepolitischen Zielen für das Jahr 2050, teilweise auch von entsprechenden Zwischenzielen für die Jahre 2020 bis 2040. Diese Ziele betreffen die prozentuale Minderung von Treibhausgasemissionen gegenüber 1990, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch und am Bruttostromverbrauch (mit Zwischenzielen für die Jahre 2020 bis 2040), sowie die Minderung des Energiebedarfs (mit Zielen für 2020 und für 2050). Dies betrifft Ziele für den Primärenergieverbrauch, den Stromverbrauch, sowie den Endenergieverbrauch für Gebäudewärme und den Verkehrssektor. Tab. 1 gibt einen Überblick über diese Ziele.

Tab. 1: Überblick über die im Energiekonzept der Bundesregierung festgelegten Ziele

	Treibhausgas-Emissionen	Erneuerbare Energien		Minderung Energiebedarf			
		Brutto-Endenergie	Strom-erzeugung	Primär-energie	Gebäude-Wärme	End-energie Verkehr	Strom-verbrauch
2020	-40%	18%	35%	-20%	-20%	-10%	-10%
2030	-55%	30%	50%				
2040	-70%	45%	65%				
2050	-80 bis -95%	60%	80%	-50%	-80%	-40%	-25%
Basis	1990			2008	2008	2005	2008

Quellen: Bundesregierung (2011); Darstellung Öko-Institut.

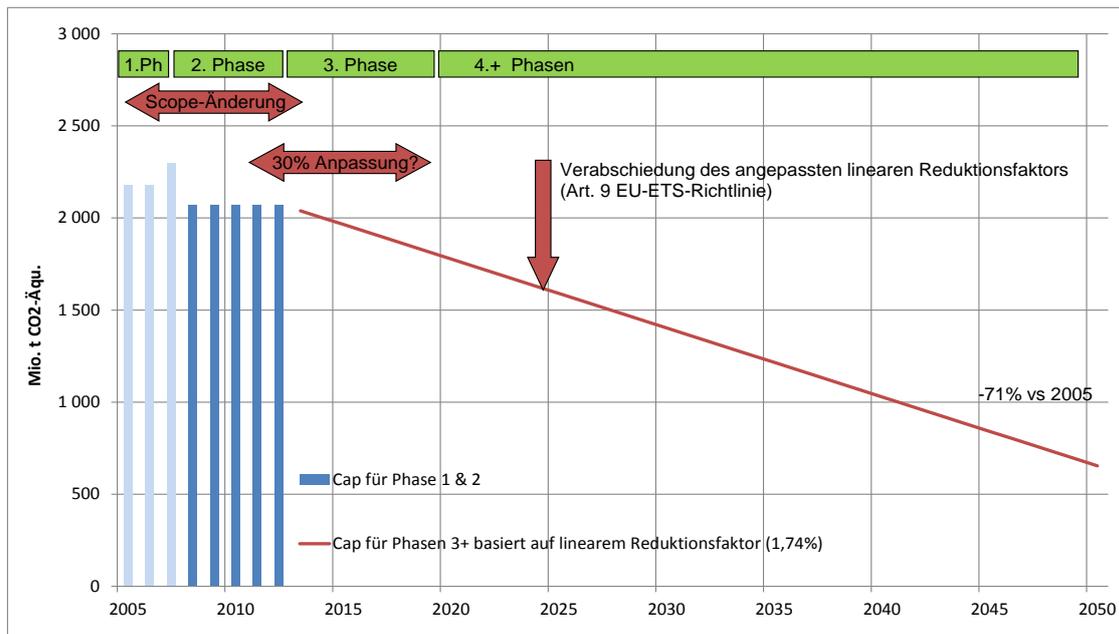
Als ein übergeordnetes Ziel wird die Reduzierung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 40 % im Jahr 2020, 55 % im Jahr 2030, 70 % im Jahr 2040 und 80 % bis 95 % im Jahr 2050 im Energiekonzept formuliert.

1.4 Der bestehende Downstream Emissionshandel in der EU

Mit dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union (European Union Emissions Trading Scheme – EU ETS) ist ein umfassendes Instrument der Treibhausgas-Bepreisung eingeführt worden, das nach seiner Novellierung für den Zeitraum nach 2012 hinsichtlich seiner Erfassungsbreite (nahezu die Hälfte der Treibhausgasemissionen im größten Wirtschaftsraum der Welt) sowie seiner Fristigkeit (faktisch langfristige Emissionsminderungsziele weit über 2020 hinaus) ein zentrales Steuerungsinstrument und eine wesentliche Säule der europäischen Klimapolitik bildet. Ziel des Emissionshandels ist es, die Gesamtemissionen der erfassten Sektoren (Stromerzeugung und energieintensive Industrie) EU-weit zu begrenzen und zu reduzieren. Im Emissionshandel werden die Gesamtemissionen aller verpflichteten Anlagen/Unternehmen innerhalb eines bestimmten Zeitraums durch das „Cap“ begrenzt. Das „Cap“ beschreibt die insgesamt verfügbare Menge an Emissionsberechtigungen. Für jede Emissionsberechtigung kann genau eine Tonne CO₂ ausgestoßen werden. Abb. 1 stellt die Entwicklung des „Caps“ im EU-Emissionshandel bis 2050 dar. Im Zeitraum 2008 bis 2012 ist die Gesamtmenge der Emissionsberechtigungen konstant. Ab 2013 nimmt die Gesamtmenge jährlich linear um 1,74 % bezogen auf das durchschnittliche Cap in den Jahren 2008 bis 2012 ab. Auch nach 2020 nimmt die Gesamtmenge weiterhin um 1,74 % ab. Bis zum Jahr 2050 wird eine Emissionsminderung in Höhe von 71 % im Vergleich zu den Emissionen im Jahr 2005 erreicht.⁴ Eine Überprüfung und ggf. Anpassung des Minderungspfades ist bis zum Jahr 2025 vorgesehen.

⁴ Eine Erhöhung des linearen Minderungsfaktors führt zu einer stärkeren Absenkung der Emissionen. Wenn der lineare Reduktionsfaktor ab dem Jahr 2014 auf 2,25 % erhöht wird (vergleiche einen Vorschlag des Umweltausschuss des Europaparlaments, European Parliament 2011), wird bis zum Jahr 2050 eine Emissionsminderung in Höhe von 89 % im Vergleich zu 2005 erreicht. Eine Erhöhung des linearen Reduktionsfaktors auf 2,6 % ab dem Jahr 2014 führt zu einer Emissionsreduktion von 100 % bis zum Jahr 2050 (Öko-Institut 2012).

Abb. 1 Entwicklung des „Caps“ im EU-Emissionshandel bis 2050



Quellen: (EU 2009a), Darstellung Öko-Institut.

Aktuell sind die Preise für Emissionsberechtigungen im EU ETS (European Union Allowances – EUA) massiv zurückgegangen. Fundamental sind diese Preisentwicklungen durch das sehr große Angebot an Emissionsberechtigungen und externen Minderungsgutschriften erklärbar, das den Bedarf erheblich überschreitet. Dieser Überschuss belief sich auf etwa 1,8 Mrd. EUA am Ende der zweiten Handelsperiode.

Als erster Schritt zum Abbau der Überschüsse im EU-Emissionshandel wurde ein sogenanntes „back-loading“ beschlossen. Das „back-loading“ umfasst eine kurzfristige Herausnahme von 900 Mio. EUA. Dies bedeutet, dass diese EUA noch vor 2020 wieder in den Markt gelangen würden. Nach Öko-Institut (2012) ist es dagegen notwendig 1,4 Mrd. EUA dauerhaft aus dem Markt zu nehmen und den linearen Reduktionsfaktor auf 2,6 % zu erhöhen, damit der Emissionshandel wieder Minderungsmaßnahmen anreizen kann.

1.5 Zwischenfazit

Die Bundesregierung hat in ihrem Energiekonzept eine anspruchsvolle nationale Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 und 80 % bis 95 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 formuliert. Mit dem Emissionshandel würde in der Theorie die Möglichkeit bestehen diese langfristigen Ziele zu instrumentieren. Eine Übernahme des bisherigen linearen Reduktionsfaktors in Höhe von 1,74 % führt zu einer Emissionsminderung in den erfassten Sektoren von 71 % bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu den Emissionen im Jahr 2005. Mit einer leichten Anhebung des linearen Reduktionsfaktors auf 2,25 % wäre das Ziel der Bundesregierung bis zum Jahr 2050 erreichbar. In der Praxis ist jedoch zu beachten, dass relativ anspruchsvolle nationale Emissionsminderungsziele nur mit einem geschlossenen System erreicht werden können. Solange der EU-Emissionshandel weiter unter Überschüssen leidet, ist davon auszugehen, dass der Emissionshandel keinen hinreichenden Beitrag zur Erreichung der nationalen Ziele liefern kann (z.B. Zielerreichung des 40 %-Ziels in 2020).

Vor diesem Hintergrund wird in Kapitel 4.1.2 weiter analysiert, welchen Beitrag eine Ausweitung des Emissionshandels zum Abbau der Überschüsse im bestehenden EU ETS liefern kann.

2 Analyse von Upstream-Emissionshandelsansätzen in der Umsetzung

2.1 Vorbemerkungen

In der Literaturanalyse werden die wichtigsten Ausgestaltungsparameter der Upstream-Komponenten in Hybrid-Systemen untersucht.

Hierzu werden die konkret vorliegenden Konzepte für Emissionshandelssysteme analysiert und systematisch aufbereitet. Hierfür wurden aus der Vielzahl der vorliegenden Konzepte vier für Emissionshandelssysteme ausgewählt. Auswahlkriterien waren hierbei neben dem Vorliegen von Upstream-Komponenten im System in erster Linie die Verfügbarkeit von Beschreibungen und Gesetztestexten zu den Systemen sowie der Fortschritt des Systems in der Umsetzung. Die ausgewählten und untersuchten Konzepte sind:

- Neuseeland,
- Australien,
- Kalifornien,
- American Clean Energy and Security Act of 2009 (ACES),

also durchgängig Emissionshandelssysteme, die entweder bereits praktisch umgesetzt worden sind (Neuseeland, Kalifornien) oder aber sich sehr nah an der Umsetzung befinden (Australien) bzw. befunden haben (bundesweites US-ETS) und damit in vergleichsweise großem Detail ausgearbeitet und spezifiziert worden sind.

Abschließend werden die vorgenannten Analysen verwendet, um zu prüfen inwieweit die in anderen Ländern gewählten Lösungsstrategien zu den identifizierten Umsetzungsproblemen auch in Europa und Deutschland eine Rolle spielen können.

Neben dem Kriterium, dass zu untersuchende Systeme Upstream-Komponenten enthalten, waren wichtige Kriterien für die Auswahl der im Rahmen dieser Studie zu untersuchenden Systeme erstens ein Spezifikationsniveau der notwendigen Regelungen, das umsetzungserprobt oder zumindest sehr umsetzungsnah sein sollte, zweitens eine Orientierung auf diejenigen Sektoren, die im Fokus der weiteren Untersuchungen dieses Projektes stehen und drittens, dass eine hinreichende Dokumentation der Regulierungen verfügbar war.

Zum Zeitpunkt der Analysen befand sich nur das neuseeländische System bereits in der Umsetzung. Das australische sowie das kalifornische System (welches inzwischen umgesetzt ist) dagegen befanden sich noch in der – sehr weit gediehenen – Vorbereitungs- bzw. Regelsetzungsphase. Der ACES wurde – wenngleich bereits detailliert ausgearbeitet – vom Senat abgelehnt und eine Umsetzung wird derzeit nicht weiter verfolgt.

Um eine bessere Vergleichbarkeit der vorgestellten Systeme zu ermöglichen, folgen die Beschreibungen so weit möglich einer einheitlichen Gliederung. In einer allgemeinen Beschreibung der Systeme werden die folgenden Punkte dargestellt:

- Vom Emissionshandel erfasste Sektoren und Treibhausgase

- Emissionsobergrenzen
- Zuteilungsmethode und Übergangsregelungen
- Banking und Borrowing von Zertifikaten
- Verwendung von Offsets
- Strafen bei Nichteinhaltung der Abgabepflicht
- Monitoring, Reporting und Verifikation

Aufbauend auf dieser allgemeine Betrachtung werden die für die Upstream-Komponenten relevanten Fragestellungen genauer dargestellt, also:

- Zertifikatpflichtige Akteure (Point of Regulation)
- Vermeidung von Doppelzählung
- die Behandlung von Im- und Exporten.

2.2 Neuseeland

2.2.1 Überblick

Mit dem Inkrafttreten des Climate Change Response Amendment Act (2008 No 85) verfügt Neuseeland seit dem Jahr 2008 über ein Emissionshandelssystem, das Teil der nationalen Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen ist. Im November 2009 wurden Änderungen an dem System wirksam, die im Rahmen eines Beratungsprozesses ausgearbeitet wurden. In dieser Form ist das System heute aktiv. Ein ausführlicher Review des NZ ETS durch ein unabhängiges Expertengremium ist im September 2011 erschienen (Ministry for the Environment 2011b).

Mit der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls im Jahr 2002 hat sich Neuseeland zu einer Reduktion seiner zwischenzeitlich deutlich gestiegenen Emissionen auf den Stand von 1990 im Durchschnitt der Periode 2008-2012 verpflichtet. Im Jahr 2009 lagen die Emissionen inklusive Änderungen in der Land- und Waldnutzung 23,1 % über dem Niveau von 1990. Neuseeland hat sich weiterhin sowohl für 2020 als auch für 2050 freiwillige Emissionsminderungsziele gesetzt. Diese sehen vor, die nationalen Treibhausgasemissionen bis 2020 um 10-20 % unter das Niveau von 1990 sowie bis 2050 um 50 % zu senken. Dabei ist zu beachten, dass das Ziel für 2020 an die Bedingung geknüpft ist, dass eine weltweite Übereinkunft über die Minderung von Treibhausgasemissionen zur Begrenzung der globalen Erwärmung um maximal +2°C erreicht wird. Das Reduktionsziel für 2050 ist an keine Bedingungen geknüpft, umfasst jedoch ausdrücklich auch Emissionsreduktionen aus Änderungen in Land- und Waldnutzung.

Verglichen mit den weiteren vorgestellten Länderbeispielen zu Emissionshandelssystemen hat Neuseeland eine auffällige Treibhausgasstruktur. In den Bereichen Energie, Industrie und Abfall fielen im Jahr 2009 insgesamt rund 37Mt CO₂-e an. Dem gegenüber stehen Treibhausgase aus dem Bereich der Landwirtschaft in Höhe von 33Mt CO₂-e. Durch den hohen Anteil relativ junger Wälder in Neuseeland werden Gutschriften in Höhe von 27Mt CO₂-e pro Jahr für den LULUCF-Sektor angerechnet,

so dass sich für 2009 ein Gesamtemissionsbudget von 43Mt CO₂-e ergab. Hierbei ist hervorzuheben, dass CO₂ lediglich knapp die Hälfte der neuseeländischen Emissionen darstellt, weitere wichtige Treibhausgase sind Methan (37 % der Treibhausgasemissionen) und Lachgas (14 %).

Das neuseeländische Emissionshandelssystem deckt eine breite Palette von Treibhausgasen ab. Neben Kohlendioxid werden auch die übrigen Kyoto-Treibhausgase Methan (CH₄), Lachgas (N₂O), Schwefelhexafluorid (SF₆), Halogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (HFC) sowie Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFC) durch das System erfasst. Zertifikate werden in CO₂-Äquivalenten ausgestellt; die Umrechnungsfaktoren orientieren sich – wie im Kyoto-Protokoll festgelegt – an den Global Warming Potentials (GWPs), die vom Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) veröffentlicht werden.

In mehreren Phasen deckt der neuseeländische Emissionshandel folgende Bereiche ab (Schedule 3 des Climate Change Response Act 2002, eingefügt durch Section 52 des Act 2008 No 85):

- Forstwirtschaft⁵
- Flüssige Kraftstoffe
- Stationäre Energiequellen
- Industrielle Prozesse
- Synthetische Gase (HFCs, PFCs, SF₆)⁶
- Landwirtschaft⁷
- Abfalldeponierung

Für die Akteure aus den genannten Bereichen gelten unterschiedliche Stichtage, ab denen sie zur Abgabe von Emissionszertifikaten (New Zealand Unit, 1 NZU entspricht Emissionen von 1t CO₂-e) verpflichtet sind bzw. MRV Verpflichtungen unterliegen. Diese sind in Tab. 2 dargestellt.

⁵ Abholzung von Flächen über 2 ha innerhalb des Zeitraums 2008-2012

⁶ Import und Herstellung der Gase sowie Import von Produkten, die solche enthalten

⁷ Tierhaltung, Herstellung und Import von Dünger

Tab. 2: Eintrittszeitpunkte in das neuseeländische Emissionshandelssystem für beteiligte Sektoren

	Freiwilliges Reporting	Verpflichtendes Reporting	Abgabeverpflichtung
Forschtwirtschaft	--	--	01.01.2008
Flüssigkraftstoffe	0.01.2009	01.01.2010	01.07.2010
Stationäre Energiequellen	--	01.01.2010	01.07.2010
Industrielle Prozesse	--	01.01.2010	01.07.2010
Synthetische Gase	01.01.2011	01.01.2012	01.01.2013
Landwirtschaft	01.01.2011	01.01.2012	01.01.2015
Abfallwirtschaft	01.01.2011	01.01.2012	01.01.2013

Quelle: Ministry for the Environment (2011a)

Der Einführung des Emissionshandelssystems im Jahr 2008 folgt eine Übergangsperiode bis zum Ende des Jahres 2012. Innerhalb dieser Übergangsperiode deckt eine NZU die Emission von zwei Tonnen CO₂-e ab. Weiterhin haben die Handelsteilnehmer bis zum Ende der Übergangsperiode die Möglichkeit, von der Regierung beliebig viele NZUs zu einem Festpreis („Safety Valve“) von NZ\$ 25 (i.e. ca. 14 €) zu erwerben – aus diesem Grund sind zunächst auch keine Auktionen vorgesehen. Um an dem Handelssystem teilzunehmen, NZUs zu erhalten und einreichen zu können, benötigen Teilnehmer einen *holding account*, über den in einem Zentralregister alle Emissionen erfasst werden. Ab dem Jahr 2015 soll das System dann vollständig in Kraft getreten sein und alle nationalen Emissionen abdecken. Die Verpflichtung zur Abgabe von Zertifikaten bezieht sich jeweils auf ein volles Kalenderjahr. Zertifikate werden teilweise auktioniert, teilweise auch kostenlos zugeteilt. Eine Übersicht für die verschiedenen Sektoren gibt Tab. 3.

Tab. 3 Kostenlose Zuteilung von NZUs

	Kostenlose Zuteilung	Geplante Absenkung
Flüssigkraftstoffe	keine	
Stationäre Energiequellen	keine	
Industrielle Prozesse	90%/60% (je nach Emissionsintensität)	-1,3% p.a. ab 2013
Synthetische Gase	keine	
Landwirtschaft	90%	-1,3% p.a. ab 2016
Abfallwirtschaft	keine	

Quelle: Ministry for the Environment (2011a)

Um die Belastungen für die Industrie durch das Emissionshandelssystem abzu-
schwächen, sind Ausgleichsallokationen vorgesehen. Dabei wird zwischen Unter-
nehmen mit hoher Emissionsintensität (über 1.600 t CO₂-e/NZ\$ 1m Umsatz) und
Unternehmen mit mittlerer Emissionsintensität (über 800 t CO₂-e/NZ\$ 1m Umsatz)
unterschieden. Erstere erhalten 90 % ihrer Zertifikate kostenlos, während für letzte-
re ein Zuteilungssatz von 60 % gilt. Zur Berechnung der kostenlosen Allokation in
den verschiedenen Bereichen der industriellen Produktion wird die folgende Formel
verwendet:

$$\text{Allokation} = \text{LA} * \sum(\text{PDCT} * \text{AB})$$

PDCT: Produzierte Menge AB: Allokative Baseline

LA: Anteil der kostenlosen Allokation (90/60 %)

Die allokative Baseline wird auf Basis sektoraler Durchschnittswerte gebildet, hierbei
fließen Emissionsfaktoren für Elektrizitäts- und Brennstoffeinsatz ein.

Einen weiteren Ausnahmebereich mit kostenloser Allokation stellt der Fischereisek-
tor dar, der von erhöhten Kraftstoffpreisen betroffen ist. Hier konnten sich die Besit-
zer von Fischereiquoten um eine einmalige kostenlose NZU-Allokation bewerben,
um für den mit der Einführung des Handelssystems verbundenen Wertverlust ihrer
Quote entschädigt zu werden.

Anlagen aus dem Energiesektor erhalten dagegen keine Gratiszuteilung, da davon
ausgegangen wird, dass deren Betreiber die Mehrkosten leicht überwälzen können.
In Neuseeland wird zudem ca. 2/3 des Stroms regenerativ erzeugt, zum Großteil in
Wasserkraftwerken.

Weitere Ausgleichsmaßnahmen im Sinne von kostenlosen Allokationen sind nicht
vorgesehen. Darüber hinaus werden von der neuseeländischen Regierung allerdings
auch noch Programme zur Einsparung von Energie in verschiedenen Bereichen
(Gebäude, Industrie, Haushalte) aufgelegt⁸.

Eine Besonderheit des neuseeländischen Emissionshandelssystems ist, dass es keine
Festlegung der zulässigen Emissionsobergrenze (Cap) gibt. Stattdessen können Zerti-
fikate für Emissionen, welche die kostenlose Zuteilung übersteigen, auf dem natio-
nalen und internationalen Zertifikatmarkt beliebig zugekauft werden. Somit erfolgt
auch auf sektoraler Ebene keine Deckelung der Emissionen. Das System kann folg-
lich als eine Art Treibhausgassteuer betrachtet werden, deren Höhe sich am Preis
der internationalen Emissionszertifikate orientiert (Bertram und Terry, 2008). Den-
noch geht die neuseeländische Regierung davon aus, dass das Emissionshandels-
system bis zum Jahr 2020 zu Vermeidungen von 10Mt CO₂-e pro Jahr führt (Ministry
for the Environment, 2009).

Während der Übergangsperiode ist das Banking von NZUs zulässig. Um Arbitrage-
geschäfte aufgrund des regulierten Preises zu vermeiden, ist jedoch ein Übertrag

⁸ Eine Übersicht der entsprechenden Maßnahmen ist hier zu finden: <http://www.climate-change.govt.nz/reducing-our-emissions/government-policies.html>.

von NZUs nicht über das Jahr 2012 hinaus möglich. Internationale sowie ab 2013 erworbene Zertifikate sind dann wieder uneingeschränkt zum Banking zugelassen. Für den Fall, dass ein Teilnehmer lediglich eine unzureichende Menge an Zertifikaten vorweisen kann, ist eine Strafe von NZ\$ 30 festgelegt, zudem müssen die fehlenden Zertifikate nachgereicht werden.

Als Offsets im Rahmen des Emissionshandelssystems sind sowohl nationale Maßnahmen (z.B. Aufforstung) als auch der Zukauf internationaler Kyoto-Zertifikate zugelassen, hierbei besteht keine Einschränkung bezüglich der maximal einsetzbaren Menge internationaler Zertifikate. Aus dem Bereich der Forstwirtschaft stammende Emissionsgutschriften dürfen zudem international gehandelt werden.

2.2.2 Spezifische Regelungen

Im Rahmen des neuseeländischen Systems werden im Bereich der Landwirtschaft (Tierhaltung), bei den Industrieprozessen sowie in der Abfallwirtschaft die Downstream-Emittenten erfasst. Die Einbeziehung von Flüssigkraftstoffen, Düngemitteln und stationären Energiequellen erfolgt dagegen upstream.

Als Regulierungspunkte für die genannten Bereiche sind in Schedule 3 des Climate Change Response Acts folgende Akteure festgelegt:

- Flüssigkraftstoffe: Importeure der entsprechenden Produkte sowie inländische Raffinerien
- Düngemittel: inländische Hersteller sowie Importeure
- Stationäre Energiequellen: Kohlebergbau (über 2.000 t Kohle pro Jahr) und -import, Erdgasförderung (über 10.000 l Erdgas pro Jahr) und -import, Nutzung von geothermischen Fluiden zur Strom- und industriellen Wärmeerzeugung, Nutzung von Raffinerieprodukten zur Prozessenergie- und Feedstockbereitstellung

Von der Regulierung ausgenommen sind in allen Bereichen Exporte der betroffenen Produkte. Damit verfolgt das neuseeländische ETS einen deutlich breiter angelegten Upstream-Ansatz als die übrigen hier untersuchten Emissionshandelssysteme. Insbesondere führt dieser breite Upstream-Ansatz dazu, dass der Energiesektor nicht downstream erfasst wird, da die Emissionen bereits über Inverkehrbringenszertifikate auf der Ebene der Brennstoffe erfasst ist.

Da die Strom- und Wärmeerzeuger komplett von der Regulierung ausgeschlossen sind, können sich Probleme mit Doppelzählungen von Emissionen nur bei in Industrieprozessen eingesetzten Brennstoffen ergeben. Die downstream erfassten Industrieprozesse sind dabei:

- Eisen- und Stahlproduktion
- Produktion von Primäraluminium
- Produktion von Zementklinker und Branntkalk
- Produktion von Glas unter Einsatz von Natriumkarbonat

- Produktion von Gold

Um eine Doppelzählung von Emissionen zu verhindern beschränkt sich die Berechnung der Emissionen aus diesen Industrieprozessen auf Prozessemissionen, d.h. auf Emissionen die durch Einsatz anderer als der eingesetzten Brennstoffe entstehen. Dazu sind konkrete Formeln und Emissionsfaktoren für die einzelnen Einsatzstoffe im Gesetz aufgeführt.

Im Bereich der Nicht-CO₂-Emissionen ist neben den Düngemitteln (Lachgasemissionen) vor allem die Regulierung von Methan- und Lachgasemissionen im Bereich der Landwirtschaft (Viehhaltung) relevant. Hier werden die Emissionen downstream erfasst, als Grundlage sowohl für die Viehhaltung als auch upstream die Düngemittelherstellung und -import dienen Emissionskennzahlen für die unterschiedlichen Aktivitäten, die vom Ministry of Agriculture and Forestry veröffentlicht werden⁹.

2.2.3 Erfassung des Landwirtschaftssektors im Neuseeländischen Emissionshandelssystem

An dieser Stelle wird der Agrar-Sektor in Neuseeland gesondert behandelt, weil er nicht eindeutig einem Upstream-Ansatz zugeordnet werden kann. Da die Behandlung der Emissionen aus diesem Sektor jedoch stark von der Behandlung von Emissionen aus dem Energie- und Industriesektor abweicht, sollen die Regelungen hier kurz vorgestellt werden.

2.2.3.1 Erfasste Emittenten

Das neuseeländische Emissionshandelssystem umfasst ausnahmslos alle unter dem Kyoto-Protokoll vorgesehenen Sektoren und Gase. Dies umfasst auch den Landwirtschaftssektor, der mit Emissionen in Höhe von 32Mt CO₂e im Jahr 2009 einen Anteil von 46 % an den neuseeländischen GHG-Emissionen ohne LULUCF¹⁰ hatte. Die im Bereich des Landwirtschaftssektors erfassten Emissionen umfassen:

- Methanemissionen aus der Viehwirtschaft;
- Lachgasemissionen aus der Viehwirtschaft;
- Lachgasemissionen aus Stickstoffdüngemitteln.

2.2.3.2 Zertifikatpflichtige Akteure (Point of Regulation)

Die zertifikatpflichtigen Akteure und damit der Point of Regulation im Landwirtschaftssektor unterscheiden sich stark. Die Emissionen aus Stickstoffdünger werden mittels eines Upstream-Ansatzes reguliert, d.h. die zertifikatpflichtigen Akteure umfassen die

⁹ Der entsprechende Leitfaden steht hier zum Download: <http://www.maf.govt.nz/news-resources/publications.aspx?title=A%20guide%20to%20Reporting%20for%20Agricultural%20Activities%20under%20the%20New%20Zealand%20Emissions%20Trading%20Scheme>.

¹⁰ In Neuseeland sind die GHG-Emissionen ohne LULUCF deutlich höher als die GHG-Emissionen mit LULUCF, d.h. der LULUCF-Sektor entspricht einer Kohlenstoffsenke. In 2009 wurden fast 27Mt CO₂e im LULUCF-Sektor gespeichert.

- Produzenten von Stickstoffdünger (> 1t pro Jahr);
- Importeure von Stickstoffdünger (> 1t pro Jahr).

Im Falle der Viehwirtschaft dagegen werden in der Produktionskette relativ weit hinten liegende Schritte für die Regulierung gewählt. Dies sind:

- Fleischverarbeitung (Schlachten von Rindern, Schafen, Ziegen, Schweinen, Geflügel)
- Export lebender Tiere (> 20 Rinder, Schafe, Schweine im Jahr)
- Eierproduktion (bis 2013: > 2290 Legehennen, danach: > 860 Legehennen)
- Milchverarbeitung (ausgenommen farm dairy)

2.2.3.3 Abgrenzung der Erfassung und Mehrfacherfassung von Emissionen (Doppelzählung)

Das Problem der Mehrfacherfassung von Emissionen aus dem Landwirtschaftssektor durch andere Regulierungen weiter up- oder downstream im Prozess ist nicht gegeben, da im Bereich der Landwirtschaft nur Methan- und Lachgasemissionen erfasst werden und diese keiner weiteren ETS-Regulierung unterliegen. Allerdings ergeben sich zum Teil innerhalb der dermaßen regulierten Prozesse Abgrenzungsproblematiken. Zu den hiervon betroffenen Bereichen gehören:

- Legehennen
- Kälber unter 2 Wochen

Die Schlachtung von Legehennen und Kälbern unter 2 Wochen unterliegen keiner Abgabepflicht bei den Fleischverarbeitern, da diese Emissionen bereits bei den Eierproduzenten bzw. Milchverarbeitern erfasst werden.

2.2.3.4 Ermittlung der Treibhausgasemissionen

In der *Fleischverarbeitung* werden die Treibhausgasemissionen basierend auf zwei Größen berechnet: dem Schlachtgewicht sowie der Anzahl der geschlachteten Tiere. Die Gesamtemissionen pro Tierart ergeben sich als Summe der Emissionen der geschlachteten und der lebenden Tieren:

$$E = (\text{Schlachtgewicht} \cdot E1) + (\text{Anzahl Tiere} \cdot E2)$$

E1: Emissionsfaktor für Schlachtgewicht
E2: Pro-Kopf-Emissionsfaktor

Ausgenommen von dieser Erfassung sind, wie bereits oben geschildert, Legehennen und Kälber unter 2 Wochen.

Beim *Export von lebenden Tieren* werden Pro-Kopf-Emissionsfaktoren angesetzt. Dabei werden die Emissionsfaktoren bei Rindern und Schweinen nach Alter der Tiere differenziert.

Bei den *Eierproduzenten* werden die Treibhausgasemissionen auf Basis der Anzahl der Legehennen ebenfalls multipliziert mit einem Pro-Kopf-Emissionsfaktor berechnet. Da die Anzahl der Tiere über das Jahr stark schwanken kann, werden die Zah-

len jeweils zum 1. Januar, 1. April, 1. Juli und 1. Oktober erfasst und daraus ein Jahresmittelwert errechnet.

Im Bereich der *Düngemittelproduzenten und -importeure* werden die im Düngemittel gebundenen Treibhausgase mittels produzierter bzw. importierter Mengen und dem jeweiligen Stickstoffgehalt multipliziert mit einem Emissionsfaktor berechnet. Düngemittelmengen, die exportiert werden, werden dabei unberücksichtigt gelassen.

2.2.3.5 Allokation von Zertifikaten

Die im Landwirtschaftssektor regulierten Unternehmen und Erzeuger erhalten zu Beginn des Emissionshandelssystems eine Gratiszuteilung von 90 % ihrer Emissionen berechnet auf Basis der Aktivitätszahlen und der Emissionsfaktoren. Die kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten wird ab 2016 schrittweise um 1.3 % pro Jahr abgesenkt.

2.3 Australien

2.3.1 Überblick

Am 12.10.2011 verabschiedete das australische Unterhaus die „Clean Energy Bill 2011“ welche auch die Einführung eines „Carbon Price Mechanism (CPM)“ beinhaltet. Obwohl die Zustimmung des Oberhauses als reine Formalität angesehen wird, war die Abstimmung im Unterhaus mit 74 zu 72 Stimmen denkbar knapp, was nach den politischen Turbulenzen, die die Einführung eines CO₂-Preis-Mechanismus in Australien in den letzten Jahren begleitet haben, nicht verwunderlich ist.

Als größter Pro-Kopf Emittent von Treibhausgasen in der OECD versucht Australien nun schon seit einigen Jahren, einen CO₂-Preis einzuführen. 2009 wurde das vom damaligen Premierminister Kevin Rudd vorgeschlagene „Carbon Pollution Reduction Scheme (CPRS)“ zweimal vom australischen Senat abgelehnt, was eine nicht unbedeutende Rolle beim Rücktritt von Kevin Rudd Mitte 2009 gespielt hat.

Die Diskussion um die beiden Vorschläge für ein Emissionshandelssystem konzentrierte sich oft auf Bedenken über dessen Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit australischer Unternehmen, sowie auf die Kaufkraft privater Haushalte. Sowohl die Abhängigkeit Australiens von der Kohle (mehr als 80 % der Elektrizitätsproduktion sind kohlebasiert) als auch die Klimawandel-skeptische Handlung des Oppositionsführers Tony Abbott tragen nicht dazu bei, diese Debatten zu vereinfachen.

Obwohl viele Bestandteile des neuen CPM dem CPRS nachempfunden sind, bestehen doch Differenzen, die ihren Ausdruck in Unterschieden bei langfristigen Emissionszielen, Scope (besonders Transportsektor), Preismechanismen und zusätzlichen Maßnahmen für den „erweiterten Bereich“ finden.

Sowohl CPM als auch CPRS beinhalten Anlagen der Energieversorgung, also Elektrizitätsversorger und Verbrennungsanlagen der Industrie, Prozessemissionen in der Industrie, diffuse Emissionen, die z.B. beim Abbau von Kohle oder der Ölgewinnung

entstehen, sowie Emissionen des Abfallsektors und Emissionen, die bei der Verwendung von Kohle und Erdgas durch kleine Emittenten entstehen. Während das CPRS noch alle 6 Kyoto-Gase regulieren sollte, sind beim neuen CPM nun die synthetischen Gase (außer PFC bei der Aluminiumschmelze) ausgenommen. Des Weiteren wird nun der Verkehrssektor außerhalb des Emissionshandels reguliert, was bedeutet, dass flüssige Brennstoffe nun ebenfalls ausgenommen sind. Diese Reduzierung des durch den Emissionshandel abgedeckten Bereichs führt dazu, dass nun nur noch 60 % statt 75 % der australischen Treibhausgasemissionen unter den Zertifikatehandel fallen und die Zahl der teilnehmenden Anlagen sich von 1.000 auf 500 verringert. Tab. 4 gibt einen Überblick.

Der CPM wurde im Juli 2012 gestartet und wird in zwei Perioden ablaufen: Einer Festpreis-Periode von drei Jahren, in der pro Zertifikat A\$23 (ca. 17€) zu zahlen sind (dieser Betrag steigt jährlich um 2,5 % plus Inflationsrate), gefolgt von einer Periode mit variablem Preis, die 2015 beginnt. Im CPRS war eine Festpreis-Periode von nur einem Jahr vorgesehen.

Tab. 4 Scope in CPM und CPRS

	CPM (2011)	CPRS (2009)
Gase	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, PFC, HFC, SF ₆
Sektoren	<ul style="list-style-type: none"> - Stationäre Energiequellen - Industrielle Prozesse - Diffuse Emissionen - Abfallwirtschaft - Kleinemittenten (Kohle, Erdgas) 	<ul style="list-style-type: none"> - Stationäre Energiequellen - Industrielle Prozesse - Diffuse Emissionen - Abfallwirtschaft - Kleinemittenten (Kohle, Erdgas) - Verkehrssektor
Anteil der ETS-regulierten Emissionen an den Gesamtemissionen	60%	75%
Anzahl Anlagen	500	1000
Außerhalb des ETS reguliert	<ul style="list-style-type: none"> - Verkehrssektor - HFC, SF₆ - Land- und Forstwirtschaft 	<ul style="list-style-type: none"> - Land- und Forstwirtschaft

Quellen: Australian Government (2011a), Department of Climate Change (DCC) (2008), Parliament of Australia (2011b), Darstellung des Öko-Instituts

In der ersten Periode kaufen Anlagenbetreiber ihre Zertifikate vom Staat, während in der zweiten Periode (und im Jahr davor) Auktionen stattfinden, wobei energieintensive Industrieanlagen Zertifikate umsonst zugeteilt bekommen: Zunächst 94,5 % oder 66 %, je nach Emissionsintensität, dieser Prozentsatz soll dann jedes Jahr um 1,3 %-Punkte sinken. Des Weiteren gibt es zusätzliche finanzielle Unterstützung für den Strom- (A\$ 5,5 Milliarden über den „Energy Security Fund“ und noch auszuhandelnde Unterstützung bei der Schließung von Kohlekraftwerken) und Kohlesektor (A\$ 1,3 Milliarden über das „Coal Sector Jobs Package“). Auch im CPRS war großzügige Unterstützung für diese beiden Sektoren vorgesehen.

Während der ersten drei Jahre des CPM gibt es kein spezifisches Cap für die vom Emissionshandel abgedeckten Sektoren. Die Anlagen können die jeweils nötigen Zertifikate vom Staat erwerben. Die Caps für die Folgeperiode mit variablem Preis und Handel sollen jeweils 5 Jahre im Voraus bekannt gegeben werden. Sowohl für CPRS als auch CPM liegt das kurzfristige unilaterale Reduktionsziel Australiens bis 2020 bei 5 % unter dem Emissionsniveau von 2000 (welches, bei ausreichender Verpflichtung anderer Staaten, auf bis zu 25 % angehoben werden kann). Allerdings wurde beim CPM, im Gegensatz zum CPRS, das langfristige Reduktionsziel bis 2050 von 60 % auf 80 % unter dem Niveau von 2000 angehoben.

Grundsätzlich wird downstream jedes Unternehmen reguliert, welches über Anlagen verfügt, die direkt mehr als 25.000 t CO₂ pro Jahr produzieren. Das CPRS beinhaltet noch eine große Upstream-Komponente, über die auch Kraftstoffe für den Verkehr und synthetische Gase beim Versorger reguliert wurden. Im CPM ist diese Upstream-Regulierung nur noch für Erdgas und Kohle notwendig, da sowohl der Transportsektor als auch synthetische Treibhausgase nun vom Emissionshandel ausgenommen sind.

Sowohl CPRS als auch CPM erlauben uneingeschränktes Banking von Zertifikaten in der Handelsperiode, während Unternehmen sich bis zu 5 % ihrer Allokation des nächsten Jahres für die Erfüllung ihrer Obligationen leihen dürfen.

In der Festpreisperiode des CPM liegt die Strafe für nicht eingereichte Zertifikate bei 1.3 mal dem festen Preis pro fehlendem Zertifikat, während sie in der Handelsperiode beim doppelten durchschnittlichen Zertifikatspreis des jeweiligen Jahres liegt.

Während beim CPRS der Einsatz von internationalen Offsets (CERs, ERUs und RMUs) nicht begrenzt war, gilt nun, dass eine Anlage mindestens 50 % ihrer Verpflichtung mit heimischen Zertifikaten oder heimischen Offsets abdecken muss. Die heimischen Offsets sollen von der „Carbon Farming Initiative (CFI)“ geschaffen werden, bei der Credits der Land- und Forstwirtschaft generiert werden können. CERs aus Atomenergieprojekten¹¹, großen Wasserkraftprojekten und Projekten zur Zerstörung von HFC-23 sind nicht als Offsets zugelassen. Allerdings findet eine weitergehende Eingrenzung auf CERs von am wenigsten entwickelten Ländern (LDCs), wie etwa beim EU-Emissionshandel, nicht statt.

2.3.2 Spezifische Regelungen

Da unter dem „Carbon Pollution Reduction Scheme (CPRS)“, welches 2009 entworfen, jedoch nicht verabschiedet wurde, noch eine viel größere Anzahl von Anlagen upstream reguliert werden sollte als beim jetzt verabschiedeten „Carbon Price Mechanism (CPM)“, erscheint es sinnvoll, die beiden Systeme auch bei der Betrachtung des „erweiterten Bereichs“ vergleichend nebeneinander zu stellen und jeweils Scope, genaue Ausgestaltung der Regulierung, sowie zusätzliche Mechanismen, die

¹¹ Unter dem Kyoto-Protokoll sind Atomenergieprojekte vom CDM ausgeschlossen. Allerdings gibt es Verhandlungen darüber ob Atomprojekte in einer zukünftigen Version des CDM aufgenommen werden sollten. Fürsprecher einer solchen Variante sind z.B. Japan, Indien oder die Internationale Atomenergiebehörde.

nun jene Sektoren, die nicht mehr unter den Emissionshandel fallen, abdecken sollen, zu betrachten.

Wie schon angesprochen verringert sich die Anzahl der vom CPM abgedeckten Anlagen im Gegensatz zum CPRS von 1000 auf 500, auch werden nur noch 60 % statt 75 % der Gesamtemissionen erfasst. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass im CPRS noch der Verkehrssektor, sowie synthetische Treibhausgase upstream reguliert wurden. Im Detail fielen Mineralölprodukte, wie Benzin, Kerosin und Dieselmotorkraftstoff, sowie Flüssiggas, synthetische Kraftstoffe, Erdgas und andere gasförmige Kraftstoffe und Kohle in den Bereich des Emissionshandelssystems.¹²

Unter dem CPM findet nun nur noch eine Regulierung von Erdgas, Kohle und PFC, welches bei der Aluminiumschmelze entsteht, statt, d.h. kleine Emittenten (Haushalte, kleine Industrieanlagen), die Erdgas oder Kohle verbrennen, fallen unter das Emissionshandelssystem, während der Verkehrssektor außerhalb reguliert wird.

Tab. 5 Point of Regulation in CPM und CPRS

	CPM(2011)	CPRS (2009)
Ups tream	- Verbrauch von Erdgas und Kohle durch Kleinemittenten und private Haus halte	- Verbrauch von Erdgas und Kohle durch Kleinemittenten und private Haus halte - Verkehrs sektor (Mineralölprodukte) - S ynthetiche Treibhaus gas e
Downs tream	- >25.000t CO ₂ pro Jahr - "Opt-in" für Verkehrsemissionen großer Unternehmen	- >25.000t CO ₂ pro Jahr

Quellen: Australian Government (2011a), Department of Climate Change (DCC) (2008), Parliament of Australia (2011b), Darstellung des Öko-Instituts

Allerdings können große Nutzer fossiler Verkehrskraftstoffe freiwillig in den Emissionshandel einsteigen („opt-in“), bei denen dann der jeweilige Verbrauch downstream reguliert wird. Im Gegenzug werden sie dann von Steuern und Abgaben dieser Kraftstoffe befreit. Es wird davon ausgegangen, dass ca. 20 Unternehmen aus den Bereichen Flug- und Schienenverkehr, sowie Kohlebergbau (hier werden große Maschinen zum Transport eingesetzt) von dieser Option Gebrauch machen werden. Tab. 5 gibt einen Überblick, welche Emissionen in CPM und CPRS upstream bzw. downstream reguliert werden.

Zertifikatpflichtige Akteure sind zunächst die Produzenten und Importeure von Kohle, Erdgas und Erdöl, allerdings kann diese Verpflichtung an nachgelagerte Stufen (Aufbereitungsanlagen, Transporteure und Vertrieb, Umwandlungsbereich,

¹² Allerdings werden sowohl unter CPRS als auch CPM Biokraftstoffe von der Regulierung ausgenommen.

Großemittenten) weitergegeben werden. Dies geschieht um Doppelregulierungen zu vermeiden und die Bestimmung der tatsächlichen Emissionen von Kraftstoffen (vgl. z.B. Kraftstoffe, die nicht verbrannt, sondern in chemischen Prozessen weiterverarbeitet werden) zu erleichtern.

Zu diesem Zweck wird in Australien eine „Obligation Transfer Number (OTN)“ eingeführt, über die Verpflichtungen unter dem Emissionshandel an nachfolgende Stufen weitergegeben werden können. Sie erlaubt es den Produzenten und Importeuren von Kohle, Erdgas und flüssigen Kraftstoffen herauszufinden, wie viel sie an andere Versorger, weiterverarbeitende Betriebe, sowie große Emittenten verkaufen, die selbst eine Verpflichtung unter dem Emissionshandelssystem haben. Die Menge der so verkauften Kraftstoffe darf dann von der Verpflichtung des Erstversorgers (Produzent oder Importeur) abgezogen werden („Netting-out“).

Folgende Unternehmen dürfen eine solche OTN besitzen:

- Unternehmen, die fossile Kraftstoffe nicht verbrennen, sondern für chemische Reaktionen, Umwandlung fester Brennstoffe oder andere Prozesse nutzen,
- Gaslieferanten (Erdgas, Ethan, etc.), die zur Herstellung dieser Gase gasförmige Kraftstoffe beziehen,
- Zwischenhändler fossiler Kraftstoffe und synthetischer Treibhausgase,
- Unternehmen, die Treibstoffe für internationalen Verkehr (nur CPRS) oder andere Zwecke, die nicht zu heimischen Emissionen führen, verwenden,
- große Nutzer aus Erdöl gewonnener flüssiger Kraft- oder Brennstoffe (nur CPRS).

Folgende Unternehmen müssen eine OTN halten:

- Große Nutzer fossiler Brennstoffe (außer aus Erdöl gewonnener flüssiger Kraft- oder Brennstoffe), definiert als Anlagen, die mehr als 25.000 t CO₂ pro Jahr durch Verbrennung eines einzigen Kraftstoffes emittieren (zu dieser Kategorie gehören insbesondere Anlagen der Stromerzeugung und große Industrieanlagen),
- Erdgas-Einzelhändler und
- Verkäufer aus Erdöl gewonnener flüssiger Kraft- oder Brennstoffe (nur CPRS).

Das „Netting-out“ funktioniert folgendermaßen:

- Unternehmen, die eine OTN halten, geben diese beim Kauf von fossilen Brennstoffen an.
- Der Upstream-Lieferant meldet, wie viel Kraftstoff er an Unternehmen mit OTN verkauft hat, muss aber nur für diejenigen Emissionen aufkommen, die er an Unternehmen oder Haushalte verkauft hat, die keine solche OTN angegeben haben.

- Die letzte Unternehmung in der Versorgungskette, die eine OTN hält, ist dann für die Emissionen, die beim Verbrennen der von ihr verkauften Kraftstoffe entstehen, verantwortlich.
- Ein Unternehmen kann diese OTN für alle von ihr verwendeten Kraftstoffe nutzen.

Im CPM ist die OTN-Regelung, im Gegensatz zum CPRS, nur noch für Kohle und Erdgas und nicht mehr für flüssige Kraftstoffe, relevant.

Illustrativ sind wohl folgende Beispiele: Während der Stromerzeuger (mit mehr als 25.000 t CO₂ pro Jahr) selbst für seine Emissionen verantwortlich ist, ist der Erdgas-Einzelhändler für die Emissionen, die beim Gasverbrauch privater Haushalte entstehen, verantwortlich.

Unter dem nun verabschiedeten CPM wird der Verkehrssektor über eine Änderung des Steuer- und Abgabensystems reguliert.

Emissionen der Schifffahrt, des Schienenverkehrs, sowie Verkehrsemissionen von Unternehmen, die keinem Transportzwecke dienen und gasgetriebener Geländetransport, wie z.B. beim Kohleabbau, werden einem äquivalenten CO₂-Preis unterworfen, wofür die steuerliche Entlastung der Kraftstoffsteuer für Firmen reduziert wird.

Die Luftfahrt wird über eine Erhöhung der Kerosinsteuer reguliert. Alle anderen Verkehrsemissionen privater Haushalte, kleiner Unternehmen, sowie der Land-, Forst- und Fischereiwirtschaft sind von CO₂-Preis-Mechanismen komplett ausgenommen. Synthetische Gase (außer PFCs, die bei der Aluminiumschmelze entstehen) werden im Rahmen bestehender Regulierungen einem äquivalenten CO₂-Preis unterworfen.

Im CPRS, der Transportsektor sollte hier noch unter den Emissionshandel fallen, war eine Entlastung von Haushalten und kleineren Unternehmen über eine „Cent-für-Cent“ Reduzierung bestehender Kraftstoffabgaben vorgesehen. Außerdem sollten Ausnahmen für die Landwirtschaft, sowie, während des ersten Jahres für schweren Straßentransport bestehen. Des Weiteren war eine separate Regulierung des Schiffsverkehrs vorgesehen, um Benachteiligungen des Eisenbahnsektors zu vermeiden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass beim Übergang von CPRS zu CPM sehr viel weniger Emittenten upstream reguliert werden, allerdings bestehen für die nun nicht mehr einbezogenen Sektoren (Verkehr, synthetische Treibhausgase) alternative Regelungen. Des Weiteren wird erwartet, dass einige große Unternehmen auf freiwilliger Basis am Emissionshandel teilnehmen und dort ihre Verkehrsemissionen zu verwalten. Sie werden im Gegenzug von Steuererhöhungen befreit.

2.4 USA – Kalifornien

2.4.1 Überblick

Die Basis für das Emissionshandelssystem für Treibhausgase im US-Bundesstaat Kalifornien (CA ETS) bildet der 2006 verabschiedete „California Global Warming Soluti-

ons Act“ (Assembly Bill 32 – AB 32). Mit dieser Gesetzgebung wird eine Reihe von Instrumenten initiiert, die insgesamt die Erfüllung des Ziels sicher stellen sollen, die Treibhausgas-Emissionen Kaliforniens bis zum Jahr 2020 auf das Niveau von 1990 zurückzuführen.

Obwohl nach Verabschiedung von AB 32 zunächst ein Prüfauftrag erfolgte, mit welchem Instrumentenmix das o.g. Ziel sicher und kosteneffizient umgesetzt werden sollte, bildeten zunächst nicht weiter spezifizierte Marktmechanismen ein zentrales Element. Im Ergebnis eines Scoping-Prozesses wurde ein umfassendes Maßnahmenpaket aufgesetzt, mit dem die folgenden Ziele erreicht werden sollen:

- Rückführung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 auf das Niveau von 1990 (427 Mio. t CO₂-e),
- bei einem Basisniveau von 474 Mio. t CO₂-e im Jahr 2008,
- einer Baseline-Entwicklung für das Jahr 2020 von 507 Mio. t CO₂-e (unter Berücksichtigung der Auswirkungen der Wirtschaftskrise und zwischenzeitlich ergriffener Maßnahmen¹³) und
- einem entsprechenden Minderungsvolumen von etwa 80 Mio. t CO₂-e.

Als marktbasierendes Instrument wurde ein Emissionshandelssystem mit klassischem „Cap and trade“-Ansatz entwickelt, das ab 1. Januar 2013 wirksam werden soll¹⁴, für das aber wichtige Vorarbeiten (Datenerhebungen etc.) bereits begonnen haben bzw. weit fortgeschritten sind.¹⁵

Der Kreis der verpflichtend von dem System erfassten Unternehmen wird schrittweise ausgeweitet:

- von Beginn an soll das System große Punktquellen erfassen, damit werden ca. 50 % der Gesamtemissionen Kaliforniens abgedeckt;
- ab 2015 soll das System (über einen Upstream-Ansatz) auf Kleinemittenten im stationären und Verkehrsbereich ausgeweitet werden, so dass etwa 85 % der gesamten Treibhausgasemissionen Kaliforniens erfasst werden.

Grundsätzlich werden vom CA ETS Emissionen von Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Lachgas (N₂O), Schwefelhexafluorid (SF₆), Halogenierten Fluor-

¹³ In der ursprünglichen Version des Scoping Plans (ARB 2008) war die Baseline-Entwicklung für 2020 mit 596 Mio. t CO₂-e angenommen worden. Durch die Auswirkungen der wirtschaftlichen Krise reduzierte sich die Baseline-Projektion auf 545 Mio. t CO₂-e, die Berücksichtigung der sog. Pavley I-Standards für Kraftfahrzeuge und des Renewable Portfolio-Standards führt zu einer weiteren Reduktion der Baseline für 2020 auf 507 Mio. t CO₂-e (ARB 2011a).

¹⁴ Ursprünglich vorgesehen war der Start des Systems für Januar 2012, die Verschiebung wurde vor allem mit weiteren notwendigen Vorarbeiten für die Auktionen begründet. Die ursprüngliche Planung für die Perioden des Systems wurde jedoch nur insofern angepasst, als dass die erste Periode um ein Jahr verkürzt wird.

¹⁵ Die folgenden Beschreibungen beziehen sich durchgängig auf den aktuellsten Entwurfs für die entsprechenden Rechtsvorschriften zum Stand vom Oktober 2011 (ARB 2011b).

Kohlenwasserstoffen (HFC), Perfluorierten Kohlenwasserstoffen (PFC), Stickstoff-Trifluorid (NF₃) sowie anderen fluorierten Treibhausgasen reguliert.

Das zunächst bis 2020 reichende CA ETS ist in Perioden organisiert, die sich über 2 (2013-2014) bzw. 3 Jahre (2015-2017 sowie 2018-2020) erstrecken.

Der Regulierung durch das CA ETS unterliegen die folgenden Anlagen:

1. Große Punktquellen

- Stromerzeugungsanlagen
- Zementherstellung
- Glasherstellung
- Wasserstoffproduktion
- Eisen- und Stahlproduktion
- Kalksteinproduktion
- Salpetersäureproduktion
- Mineralölprodukten – und Erdgasinfrastrukturen
- Mineralölraffinerien
- Papier- und Zellstoffproduktion
- andere stationäre Verbrennungsanlagen

2. CO₂-Hersteller

3. Stromimporteure

4. Erdgas-Verteilerunternehmen oder andere Endkundenlieferanten

5. Lagerinhaber (Position Holder) oder Importeure von Kraftstoffen und Mineralöldestillaten

6. Hersteller und Importeure von Flüssiggasen

Erfasst werden dabei Anlagen bzw. Unternehmen, deren verifizierte Treibhausgasemissionen (siehe o.g. Nr. 1 bis 3) in einem der Jahre 2008 bis 2011 den Wert von 25.000 t CO₂-e überschritten haben bzw. deren Energielieferungen (siehe o.g. Nr. 4 bis 6) eine Emission von mehr als 25.000 t CO₂-e verursachen. Ab der zweiten Verpflichtungsperiode sind diejenigen Anlagen erfasst, bei denen die entsprechenden Mindestwerte in einem der Jahre von 2011 bis 2014 überschritten werden.

Aus der direkten Regulierung durch das System entfallen diejenigen Anlagen, für die die verifizierten Emissionsdaten in jedem Jahr einer Verpflichtungsperiode unter die o.g. Schwellenwerte fallen oder die die Produktion vollständig einstellen.

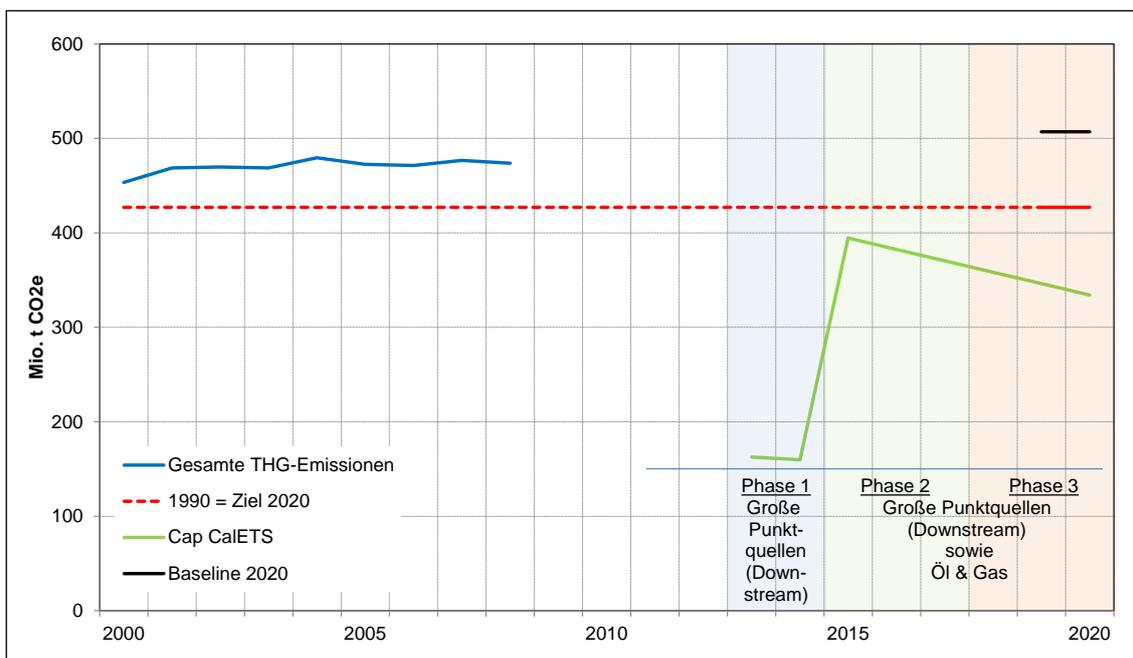
Während große Punktquellen (mit Jahresemissionen von über 25.000 t CO₂-e) direkt und am Punkt der Freisetzung der Treibhausgase in die Atmosphäre erfasst werden, beinhaltet das CA ETS zwei besonders hervorhebenswerte Regelungen

1. Kleinemittenten werden über die Upstream-Ansatz für Erdgas, Mineralölprodukte und Flüssiggase ab 2015 erfasst,
2. Stromimporte¹⁶ werden emissionsseitig bewertet und von Beginn an in das CA ETS einbezogen
 - Stromimporte aus spezifizierten Kraftwerken werden mit den jeweils ermittelten Emissionswerten belastet,
 - Stromimporte aus nicht spezifizierten Kraftwerken werden mit einem generischen Emissionsfaktor belegt.

Neben der verpflichtenden Einbeziehung in das CA ETS ist auch eine freiwillige Teilnahme („Opt-in“) möglich.

Die Abb. 2 vermittelt einen Eindruck über den historischen Emissionsverlauf (ARB 2010) sowie das gesamte Treibhausgasminderungsziel und den Beitrag, der durch das Cap des CA ETS abgesichert werden soll (ARB 2011a). Ab 2015 wird das Cap des CA ETS den weitaus größten Teil (knapp 80 %) der kalifornischen Treibhausgasemissionen erfassen.

Abb. 2 Historischer Emissionsverlauf, Emissionsminderungsziel und Cap des CA ETS



Quellen: California Air Resources Board (ARB), Berechnungen des Öko-Instituts.

¹⁶ V.a. in übergeordneten Kontexten (zukünftige Maßnahmen zur Bekämpfung von Leakage) ist die Option auch Stromimporte (insbesondere in ost- und süd-osteuropäische Länder aus Nicht-ETS-Ländern) der Zertifikatpflicht zu unterwerfen auch auf EU-Ebene zu diskutieren. Dies ist allerdings weniger eine Frage bezüglich der Ergänzung des EU ETS durch Upstream-Komponenten und wird deswegen hier nicht weiter betrachtet.

Die Allokation der Emissionsberechtigungen im CA ETS erfolgt teilweise gratis an direkt regulierte Anlagen, teilweise an Elektrizitäts-Verteilerunternehmen und teilweise über Auktionen

- Direkt regulierte Industrieunternehmen erhalten im Grundsatz eine Gratiszuteilung auf Basis von Produkt-Benchmarks sowie einer Reihe von Anpassungsfaktoren, unter denen v.a. der sog. *Industry Assistance Factor* die Leakage-Gefährdung des jeweiligen Sektors reflektieren soll. Für Sektoren mit der Leakage-Klassifikation „High“ beträgt dieser Faktor für alle drei Perioden 100 %, für Sektoren mit der Klassifikation „Medium“ liegt er bei 100 % für die erste, 75 % für die zweite und 50 % für die dritte Verpflichtungsperiode. Für Sektoren mit der Leakage-Klassifikation „Low“ beträgt der Assistance Factor 100 % für die erste, 50 % für die zweite und 30 % für die dritte Verpflichtungsperiode.
- Für die Stromversorgungsunternehmen erfolgt eine kostenlose Allokation an die Verteilerunternehmen, wobei diese Unternehmen verpflichtet sind, diese Emissionsberechtigungen zum Verkauf (über Auktionen) anzubieten und die Erlöse zur Abdämpfung des ETS-induzierten Strompreisanstieges einzusetzen. Die kostenlose Allokation für die Stromversorger errechnet sich aus einem Basiswert von 97,7 Mio. t CO₂-e und einem Cap-Anpassungsfaktor, der für das Jahr 2013 0,981 beträgt und bis 2020 auf 0,851 absinkt sowie einem fest definierten Anteil für jedes einzelne Verteilerunternehmen.

Eine der Regelung für Strom-Verteilerunternehmen entsprechende Regelung für Erdgas-Verteilerunternehmen befindet sich noch in der Diskussion.

Die Zuteilung der Emissionsberechtigungen erfolgt als Vintage, d.h. für ein spezifisches Compliance-Jahr. Für Compliance-Zwecke eingesetzt werden können nur Emissionsberechtigungen, die für das Vintage des jeweiligen Verpflichtungsjahrs bzw. eines der Vorjahre ausgegeben wurden. Für die Emissionsberechtigungen ist ein unbegrenztes Banking zugelassen. Borrowing ist nicht vorgesehen bzw. zugelassen.

Wird die Abgabeverpflichtung nicht eingehalten, wird für die nicht durch abgegebene Emissionsberechtigungen abgedeckte Emissionsmenge eine Nachlieferung in vierfacher Höhe des Defizits fällig, die zu mindestens 75 % durch Emissionsberechtigungen aus dem CA ETS oder einem verbundenen ETS und höchstens 25 % durch Offsets erfolgen kann.

Zur Verpflichtungserfüllung können auch anerkannte Offsets aus kalifornischen Projekten oder anderen Jurisdiktionen eingesetzt werden, deren Spezifikationen in den gesetzlichen Grundlagen umfangreich definiert sind. Für den Einsatz von Offsets existiert jedoch eine Obergrenze von 8 % der Abgabeverpflichtung für eine Verpflichtungsperiode, wobei ein Anteil von maximal 25 % dieser Obergrenze für die erste und zweite Verpflichtungsperiode und 50 % ab der dritten Verpflichtungsperiode für (anerkannte) sektorale Offset-Mechanismen vorgesehen ist.

Tab. 6 Interaktionen zwischen dem CA ETS und komplementären Klimaschutzmaßnahmen

Maßnahmen	Emissions- minderung ggü. Baseline Mio. t CO2e	Reguliert durch CA ETS
Advanced Clean Cars	3,8	Upstream
Renewables Portfolio Standard (20 to 33%)	11,4	Downstream
Low Carbon Fuel Standard	15,0	Upstream
Energy Efficiency		
<i>Buildings and Appliances</i>	11,9	Upstream
<i>Combined Heat and Power (CHP)</i>	4,8	Downstream
<i>Solar Water Heating</i>	0,1	Upstream
<i>Regional Transport</i>	3,0	Upstream
Vehicle Efficiency Measures (Low Friction Oil, Tire pressure Regulation etc.)	4,5	Upstream
Goods Movement	3,5	Upstream
Million Solar Roofs	1,1	Upstream
Medium/heavy Duty Vehicles	0,9	Upstream
High Speed Rail	1,0	Upstream
Industrial Measures (for sources under CA ETS)	0,3	Downstream
High GWP Gas Measures	20,2	-
Sustainable Forests	5,0	-
Industrial Measures (for sources not under CA ETS)	1,1	-
Recycling and Waste	1,5	-
Summe	89,1	
<i>davon unter ETS</i>	61,3	
Baseline Emissions 2020	507,0	
<i>California Reduction Target</i>	427,0	
<i>California Reduction Effort</i>	80,0	

Quellen: California Air Resources Board (ARB), Berechnungen des Öko-Instituts.

Die Übersicht zu den komplementär zum CA ETS geplanten Emissionsminderungsmaßnahmen (Tab. 6) verdeutlicht, dass ein erheblicher Teil der upstream in das CA ETS einbezogenen Emissionen auch Gegenstand sehr intensiver, komplementärer Regelungen ist (v.a. mit Blick auf den Verkehrssektor) und das CA ETS vor allem in diesen Bereichen auch explizit als Instrument zur Absicherung der Zielerreichung betrachtet wird (ARB 2011a).

2.4.2 Spezifische Regelungen

Das CA ETS enthält eine Reihe von Upstream-Komponenten, mit denen Kleinemittenten bzw. diffuse Quellen in das System einbezogen werden sollen.

Neben den spezifischen Regelungen für die Einbeziehung von Stromimporten – die hier nicht weiter betrachtet werden sollen – betrifft dies vor allem den Einsatz von Mineralölprodukten, Erdgas und Flüssiggas für den Verkehr sowie stationäre Anlagen, für die das Inverkehrbringen dem CA ETS unterliegt.

Die Regulierungspunkte unterscheiden sich dabei für die unterschiedlichen Energieträger erheblich:

1. Für Erdgas erfolgt die Regulierung auf Ebene der Gas-Verteilerunternehmen¹⁷, dies sind

¹⁷ Dies gilt die Upstream-Komponente des Systems, die direkten Treibhausgasemissionen des Gasproduktions- und Verteilersystems werden am Ort der Freisetzung in die Atmosphäre reguliert.

- öffentliche Gasversorgungsunternehmen
 - andere Pipeline-Betreiber, die Erdgas an Endkunden liefern.
2. Für flüssige Mineralölprodukte werden unterschiedliche Regulierungspunkte definiert, dies sind
- Inventarinhaber auf Ebene der Tank-Großlager, die an Kunden geliefert werden, die nicht als Brennstofflieferanten lizenziert sind
 - Importeure der entsprechenden Energieträger (die nicht über Tank-Großlager abgesetzt werden).
3. Für Flüssiggase wurden die folgenden Regulierungspunkte festgelegt
- Betreiber der Anlagen, in denen Flüssiggas erzeugt wird (Raffinerien oder andere Anlagen)
 - Empfänger von Flüssiggas-Lieferungen von außerhalb Kaliforniens.

Für andere (fossile) Energieträger existiert in Kalifornien offensichtlich kein Regulierungsbedarf für Quellen mit Jahresemissionen von weniger als 25.000 t CO₂-e.

Die Upstream-Regulierung umfasst die impliziten Treibhausgasemissionen für CO₂, CH₄ und N₂O wobei auf standardisierte Berechnungsmethoden und –Faktoren abgestellt wird.

Die Festlegung der Regulierungspunkte folgt damit offensichtlich einem sehr pragmatischen Ansatz und ist für die verschiedenen, der Upstream-Regulierung unterliegenden Energieträger unterschiedlich organisiert, wobei die konsistente Erfassung (Tank-Großlager, Produktionsanlagen, Verteilnetzbetreiber, Importeure, Einfuhrempfänger) offensichtlich das jeweils entscheidende Kriterium bildet.

Um Überlagerungen der Upstream- und Downstream-Regulierungen zu vermeiden, ist an verschiedenen Stellen des Systems ein Abgleich der regulierten Emissionen bzw. Energiemengen notwendig.

Für den Bereich der Erdgasversorgung ist folgende Prozedur festgelegt worden:

- Die Erdgas-Verteilerunternehmen berechnen zunächst die der Erdgasabgabe entsprechende Treibhausgasemissionen.
- Die Regulierungsbehörde (ARB) berechnet die aus dem Erdgaseinsatz entstehenden Treibhausgasemissionen der direkt regulierten Anlagen.
- Die Regulierungsbehörde (ARB) stellt jedem Erdgasversorger eine Liste der direkt regulierten Anlagen mit den entsprechenden Erdgas- und Emissionsmengen zur Verfügung.
- Die Regulierungsbehörde legt die Emissionsmengen fest, für die das Erdgas-Verteilerunternehmen der Abgabepflicht unterworfen wird.

Für den Bereich der flüssigen Mineralölprodukte werden die impliziten CO₂-Mengen errechnet, die sich aus den Ablieferungen an Kunden, die nicht als Energielieferanten lizenziert sind oder als Importe bilanziert werden, die nicht an Großlager gehen.

Ausgenommen von der CO₂-Ermittlung sind Lieferungen, die nachweislich an Kunden außerhalb Kaliforniens gehen. Eine Korrektur für die Mengen an Mineralölprodukten, die in direkt regulierten Anlagen eingesetzt werden, ist (bisher) nicht vorgesehen, was ggf. auch auf die spezifische Situation in Kalifornien zurückzuführen sein könnte.

Für Flüssiggase gilt ein ähnliches System, wobei die Verpflichteten hier einerseits die Produzenten von Flüssiggas und andererseits die Empfänger von Flüssiggaslieferungen von außerhalb Kaliforniens sind. Auch hier ist (noch) keine Korrektur für Überlagerungen mit den direkt regulierten Anlagen vorgesehen.

Für die Allokation der Emissionsberechtigungen im Bereich der upstream regulierten Treibhausgasemissionen gelten folgende Regelungen

- Für Erdgaslieferungen ist bisher keine explizite kostenlose Zuteilung vorgesehen. Das bisher diskutierte Regelwerk enthält jedoch einen Vorhalteparagraphen bzgl. „Allocation to Natural Gas Distribution Utilities for Protection of Natural Gas Ratepayers“, der mit Blick auf die analoge und bereits spezifizierte Regelung für Stromkunden vermuten lässt, dass auf der Ebene der Verteilnetzbetreiber letztendlich auch eine Regelung zur Kompensation der Endkunden verfolgt werden könnte (wobei diese letztlich den für den Erdgaseinsatz verfolgten Upstream-Ansatz je nach Ausgestaltung des Kompensationsmechanismus ad absurdum führen könnte).
- Für die Lieferung von Mineralölprodukten und Flüssiggas ist keine kostenlose Zuteilung vorgesehen bzw. angelegt.

Die upstream in den CA ETS einbezogenen Bereiche werden damit (bisher) sämtlich der Auktionierung unterworfen und erhalten keinerlei freie Zuteilung von Emissionsberechtigungen.

2.5 USA – American Clean Energy and Security (ACES) Act of 2009

2.5.1 Überblick

Am 26. Juni 2009 wurde im US Repräsentantenhaus der „American Clean Energy and Security Act of 2009“¹⁸ mit einer knappen Mehrheit von 219 zu 212 Stimmen verabschiedet. Obwohl man zunächst optimistisch war auf Basis weiterer ähnlicher Gesetzesentwürfe (American Clean Energy and Leadership Act of 2009, Clean Energy Jobs and American Power Act) einen Kompromiss mit dem US Senat zu finden, scheiterte die Umsetzung des Gesetzesentwurfs an der fehlenden Mehrheit der Demokraten im US Senat und wird derzeit nicht weiter verfolgt. Dies hat zur Folge, dass ein Teil der Regelungen in dem vorliegenden Gesetzesentwurf noch recht unkonkret und wenig umsetzungsnah ist.

Der Gesetzesentwurf ist in 5 Teile unterteilt und enthält umfassende Regelungen zu den Bereichen Saubere Energie, Energieeffizienz, Reduzierung globaler Wärmevermutzung, Übergang zu einer Wirtschaft mit sauberer Energie und Landwirt-

¹⁸ Der Gesetzesentwurf ist auch unter dem Namen seiner Autoren als Waxman-Markey Bill bekannt.

schaft und forstwirtschaftliche Offsets. Damit ist der ACES Act ein umfangreiches Klima- und Energiepolitisches Maßnahmenpaket.

Das Kernstück des ACES Act besteht aus der Festsetzung nicht-bindender nationaler Treibhausgasobergrenzen für den Zeitraum bis 2050. Demnach sollen bis 2020 die US-Gesamtemissionen um 20 % gegenüber dem Niveau von 2005, bis 2050 um 83 % gegenüber dem Niveau von 2005 gesenkt werden. Neben den nationalen Treibhausgaszielen sieht der ACES Act zudem verbindliche jährliche Emissionsobergrenzen für die vom nationalen Emissionshandel betroffenen Sektoren vor. Diese sehen bis zum Jahr 2020 eine Reduktion der Emissionen in den regulierten Sektoren um 17 % gegenüber dem Niveau von 2005, bis 2050 um 83 % gegenüber dem Niveau von 2005 vor.

Das im ACES Act vorgeschlagene nationale Emissionshandelssystem soll bei stufenweiser Einführung bis 2016 knapp 85 % der US-Treibhausgasemissionen umfassen. Demnach unterliegen folgende Tätigkeiten einem US ETS:

- Stromerzeugung (ab 2012),
- Verkehrssektor (ab 2012),
- Erzeugung von nicht-halogenierten F-Gasen (ab 2012),
- Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS) (ab 2012),
- Industrie (ab 2014)
- Gasversorgungsunternehmen (ab 2016).

Neben CO₂ reguliert das System die weiteren Kyoto-Gase CH₄, N₂O, SF₆, HFCs aus chemischen Industrieprozessen und PFCs. Darüber hinaus werden auch die nicht vom Kyoto-Protokoll erfassten HFCs und NF₃-Emissionen reguliert, die hauptsächlich im Rahmen der Herstellung von Flüssigkristallbildschirmen und in der Solarindustrie entstehen.

Das System sieht dabei eine Mischung aus Upstream-, Downstream- und Midstream-Ansätzen vor. Dabei wird der Kraftstoffsektor mittels Upstream-Ansatz erfasst. Dazu kommen die Gasversorgungsunternehmen, bei denen von einem Midstream-Ansatz gesprochen werden kann (vgl. 3.5.2). Alle übrigen Sektoren, insbesondere also der Stromerzeugungssektor, die Industriesektoren sowie die Freisetzung von NF₃ unterliegen einer Downstream-Regulierung. Noch nicht festgelegt ist die Behandlung von nicht-halogenierten F-Gasen, bei denen ein Gutachten bis 2014 klären soll, ob eine Erfassung über einen Up- oder Downstream-Ansatz geeigneter ist.

Für die Zuteilung der Emissionszertifikate ist eine Mischung aus kostenloser Zuteilung und Auktionierung vorgesehen. Die Menge der kostenlos zugewiesenen Emissionszertifikate soll dabei bis 2035 von knapp 70 % auf etwa 30 % abgeschmolzen werden (WRI (2009)). Auffällig ist dabei, dass die kostenfreie Zuteilung nicht ausschließlich auf die unter dem System regulierten Unternehmen beschränkt ist. Zwischen 20 und 30 % der Emissionszertifikate werden kostenfrei an nicht-regulierte Akteure verteilt. Zudem ist ein großer Teil der kostenlos zugewiesenen Zertifikate

zweckgebunden, d.h. sie müssen verwendet werden um z.B. Energieeffizienzförderprogramme oder Forschung im Bereich Sauberer Energietechnologien zu finanzieren oder um negative Effekte für Privatpersonen durch das ETS zum Beispiel durch einen Anstieg der Strom- oder Gaskosten auszugleichen (vgl. Sec. 781-790).

Um die zeitliche Flexibilität des Systems zu erhöhen, erlaubt der ACES Act sowohl das Banking als auch das Borrowing von Emissionszertifikaten. Dabei ist das Banking von Zertifikaten für zukünftige Jahre unbeschränkt möglich. Die Möglichkeit Emissionszertifikate auf zukünftigen Jahren vorzuziehen, um die Abgabepflicht zu erfüllen ist dagegen beschränkt. Zertifikate aus dem nächsten Jahr dürfen dabei uneingeschränkt zur Zielerfüllung eingesetzt werden. Die Menge der Zertifikate aus noch weiter in der Zukunft liegenden Jahren (max. 5 Jahre in der Zukunft) ist dagegen auf maximal 15 % der Emissionsmenge beschränkt. Zudem werden diese Zertifikate „diskontiert“ indem zusätzlich zu der geborgten Menge an Zertifikaten eine bestimmte Menge an Emissionszertifikaten stillgelegt wird ($0.08 \cdot \text{Anzahl der Jahre}$ im Voraus; vgl. Sec. 725(c)(2)).

Die Nichterfüllung der Zertifikatabgabepflicht in entsprechender Höhe stellt einen Verstoß gegen den ACES Act dar. Die Strafe sieht in diesem Fall neben dem Nachreichen der fehlenden Zertifikate im nächsten Jahr eine Geldstrafe in Höhe des zweifachen Durchschnittspreises des letzten Jahres vor.

Zusätzlich zu den Emissionshandelszertifikaten erlaubt der ACES Act die Verwendung von Offsets, um der Zertifikatpflicht nachzukommen. Insgesamt dürfen jährlich bis zu 2Gt CO₂-e mit Offsets beglichen werden, davon 1Gt aus nationalen Offsetting-Projekten (aus Projekten im Bereich der Forst- und Landwirtschaft) und 1Gt aus internationalen Offsetting-Projekten. Wenn nicht genügend Offsets aus nationalen Projekten zur Verfügung stehen, so dürfen bis zu 1,5Gt aus internationalen Projekten verwendet werden. Die Verwendung von internationalen Offsets wird ab 2018 mit einem Abschlag von 20 % belegt, so dass für 1t CO₂-e insgesamt 1,25 Offsets abgegeben werden müssen, um der Abgabepflicht nachzukommen.

Die maximale Verwendung von Offsets für das einzelne Unternehmen ergibt sich als prozentualer Anteil der Offsets an der Gesamtemissionsmenge plus Offsets. Auch auf Unternehmensebene darf maximal die Hälfte der erlaubten Offsets aus internationalen, die andere Hälfte aus nationalen Projekten stammen.

Neben der Verwendung von Offsets sieht der ACES Act zudem eine strategische Reserve vor, um die Kosten des Emissionshandelssystems zu regulieren. Deren Ausschüttung erfolgt im ersten Jahr (2012) zu einem Preis von 28\$, in den Jahren 2013 und 2014 zu 28\$ plus Inflationsausgleich plus zusätzlichen 5 %. Ab dem vierten Jahr soll der Reservepreis 60 % über dem 3-Jahres-Durchschnittspreis für Zertifikate liegen. Die strategische Reserve wird jährlich mit anfänglich 1 % der Gesamtzertifikatmenge, später mit bis zu 3 % der jährlichen Gesamtzertifikatmenge aufgefüllt. Bei Verkäufen aus der Reserve werden die Verkaufserlöse eingesetzt, um internationale Offsets aus REDD-Projekten zu kaufen. Diese Offsets werden stillgelegt und für 80 % der Offsets US-Emissionszertifikate ausgestellt, die zurück in die strategische Reserve fließen.

Da es in den USA anders als in anderen Ländern bereits Emissionshandelssysteme auf regionaler Ebene gibt, muss eine Regelung gefunden werden wie das Zusammenspiel zwischen diesen regionalen und dem vorgeschlagenen nationalen System aussehen kann. Hierzu sieht der ACES Act vor zunächst bis 2017 die bestehenden regionalen Systeme wie RGGI, WCI oder das Kalifornische System auszusetzen.

2.5.2 Spezifische Regelungen

Nur zwei der unter dem ACES Act regulierten Sektoren sind nicht von einem Downstream-Ansatz erfasst: der Verkehrssektor und die Gasversorgungsunternehmen. Die Entscheidung über die Behandlung von nicht-halogenierten F-Gasen ist offen gelassen, so dass hier keine näheren Regelungen formuliert sind. Demnach gilt die Upstream-Regulierung bisher hauptsächlich für CO₂-Emissionen.

Zur Einbeziehung des Verkehrssektors sieht der ACES Act die Regulierung von Kraftstoffproduzenten und -Importeuren vor, deren Kraftstoffmengen zu jährlich Emissionen von mindestens 25.000 tCO₂-e führen würden. Um Doppelregulierungen zu vermeiden ist die Abgabepflicht für alle downstream-regulierten Unternehmen (insbesondere Stromerzeuger und Industrieanlagen) für diese Produkte explizit aufgehoben (vgl. Sec 722 (b)). Eine weitergehende Konkretisierung dieser Vorschrift ist allerdings noch nicht erfolgt.

Ab 2016 sollen auch die Gasversorgungsunternehmen in das Emissionshandelssystem einbezogen werden. Ähnlich wie bei den Kraftstoffproduzenten kann es damit auch bei Erdgas zu einer Überschneidung von Midstream- und Downstream-Regulierung kommen. Im Gegensatz zu den Kraftstoffproduzenten und -Importeuren wird die Abgrenzung zum downstream-regulierten Bereich im Falle der Gasversorgungsunternehmen auf der Upstream-Ebene vorgenommen. Die Gasversorgungsunternehmen unterliegen nur bei dem Gas einer Zertifikatabgabepflicht, das an nicht-regulierte Abnehmer verkauft wird. Um dies sicherzustellen, müssen alle regulierten Abnehmer bis zum 1. September eines jeden Jahres dem Gasversorgungsunternehmen melden, dass sie einer Downstream-Regulierung unter dem ETS unterliegen.

Die Gasversorgungsunternehmen erhalten anteilig für den Teil ihres Gases, der an nicht-downstream-regulierte private Endverbraucher verkauft wird, eine Gratiszuteilung von Emissionszertifikaten. Diese Gratiszuteilung soll zwei Verwendungszwecken dienen:

- Dem Ausgleich der zusätzlich durch das ETS entstehenden Gaskosten bei privaten Endverbrauchern;
- Gleichzeitig muss mindestens 1/3 der Zertifikate dazu verwendet werden, die Energieeffizienz bei den Gasverbrauchern zu steigern.

Insgesamt ist festzustellen, dass das Problem der Abgrenzung zwischen dem „erweiterten Bereich“ und dem downstream-regulierten Bereich des ETS und einer möglichen Doppelregulierung über das ETS zwar erfasst, die konkrete Ausgestaltung einer Lösung aber deutlich weniger weit fortgeschritten ist als in den anderen hier

untersuchten Emissionshandelssystemen. Eine klare Absicherung gegen Doppelregulierung im Rahmen des ETS ist jedoch durch Sec. 722 (b) (13) eingebaut:

„For a covered entity to which more than 1 of paragraphs (1) through (8) apply, all applicable paragraphs shall apply, except that not more than 1 emission allowance shall be required for the same emission.“

2.6 Zwischenfazit Literaturlauswertung

Auf Basis der vertieften Betrachtung von vier Emissionshandelssystemen mit nennenswerten und umsetzungsnah spezifizierten Upstream-Komponenten in nationalen Systemen für Neuseeland, Australien, und die USA, sowie für den US Bundesstaat Kalifornien, lässt sich in Bezug auf die eingangs aufgestellten Fragen Folgendes festhalten:

2.6.1 Welche Sektoren können sinnvollerweise mittels Upstream-Ansatz in ein Hybrid-System integriert werden?

- Der Upstream-Ansatz wird bevorzugt angewendet, um Kleinemittenten wie den Verkehrssektor oder den Haushaltssektor, aber auch Anlagen aus der Industrie (sofern diese einen bestimmten Schwellenwert für Emissionen (von in der Regel 25.000 t CO_{2e} p.a.), der zur Teilnahme am ETS verpflichtet, nicht überschreiten) in einen ansonsten downstream-regulierten Markt einzubeziehen.
- Die betrachteten ETS in Australien, USA und Kalifornien beinhalten ähnliche Sektoren für eine Upstream-Regulierung wie sie auch in Deutschland bzw. Europa in Frage kommen würden, i.e. der Verkehrssektor (sofern nicht bereits erfasst – Schifffahrt), die Haushalte und bisher nicht vom EU ETS erfasste Industrieemissionen. Im Gegensatz dazu ist der im neuseeländischen Emissionshandelssystem vorgesehene Upstream-Ansatz, der u.a. auch den Energiesektor umfasst, deutlich weitreichender als er bei Beibehaltung des derzeit in Europa bestehenden EU ETS möglich wäre.
- Auffallend ist weiterhin, dass sich die untersuchten Upstream-Ansätze nicht auf (energiebedingte) CO₂-Emissionen beschränken, sondern auch andere Kyoto-Gase umfassen, insbesondere N₂O sowie teilweise auch nicht-halogenierte F-Gase.
- Über Hybridsysteme lässt sich ein wesentlich größerer Anteil an Treibhausgasemissionen eines Landes oder einer Region über Emissionshandelssysteme regulieren, als dies zurzeit im EU ETS der Fall ist.

2.6.2 Wie erfolgt Festlegung des „Point of Regulation“ für Upstream-Ansätze?

- Die Festlegung des geeigneten Ansatzpunktes hängt in hohem Maße auf der einen Seite von den Charakteristika des jeweiligen regionalen Energiemarktes, auf der anderen Seite von dem Zusammenspiel zwischen Upstream- und Downstream-regulierten Sektoren und Emittenten ab. Daher lassen die Länderstudien zunächst wenige Schlussfolgerungen zu, da die regulierten Ak-

teure sehr heterogen sind. So werden zum Beispiel im CA ETS und im ACES Act die lokalen Gasversorger reguliert, während in Australien und Neuseeland Produzenten und Importeure der Zertifikatpflicht unterliegen. Ohne weiterführende Untersuchungen der Marktcharakteristika in den einzelnen Ländern und einen Vergleich mit dem deutschen bzw. europäischen Markt, lassen sich hier keine konkreten Empfehlungen ableiten. In jedem Fall bleibt ein Spannungsfeld bestehen zwischen der Anzahl der Akteure (Präferenz für eine Regulierung auf Ebene der Ferngasunternehmen) einerseits und den komplexen Maßnahmen zur Vermeidung von Doppelzählungen (Präferenz für Endkundenlieferanten) andererseits. Auch erfordern die spezifischen Bedingungen des liberalisierten Energiemarktes in der EU angepasste (neue) Lösungen.

- Die Berechnung der impliziten Emissionen nach Standardfaktoren scheint praktikabel und erlaubt eine hinreichend genaue Erfassung der Emissionen.

2.6.3 Abgrenzung von Upstream- und Downstream-Ansätzen und Vermeidung von Doppelzählungen

- Das Problem der Abgrenzung zwischen Upstream- und Downstream-Regulierung erscheint auf Grund des ausgeprägten Upstream-Ansatzes in Neuseeland weniger relevant zu sein. Eine Doppelerfassung ist hier in erster Linie bei der Industrie zu erwarten und wird über eine Beschränkung der Industrieemissionen auf Prozessemissionen verhindert. Sowohl in Australien als auch in den zwei US-amerikanischen Systemen werden dagegen deutlich mehr Energieträger zum Teil sowohl auf der Upstream-Ebene als auch auf der Downstream-Ebene erfasst. Dabei versucht der ACES Act eine Mehrfach-erfassung darüber auszuschließen, dass die upstream-regulierten Energieträger (insbesondere Kraftstoffe) bei downstream-regulierten Anwendern von der Regulierung ausgenommen sind. Im CA ETS dagegen erfolgt die Abgrenzung im Fall von Gas bei den upstream-regulierten Unternehmen, die Zertifikate nur für das Gas abgeben müssen, das an nicht-regulierte Abnehmer verkauft wird.
- Besonders interessant erscheint allerdings das in Australien vorgeschlagene System mit einer „Obligation Transfer Number“ (OTN). Durch diese Nummer werden regulierte Stoffe so lange von der Regulierung ausgenommen bis sie auf der untersten Regulierungsstufe angekommen sind. Somit entfällt bei mehrfach erfassten Emissionen die Zertifikatpflicht in der Upstream-Regulierung. Eine solche Regelung hätte den Vorteil, dass sie mit der Beibehaltung des EU ETS in seiner derzeitigen Form kompatibel wäre, da die Downstream-Verpflichtungen weiterhin gelten würden. Damit scheint diese Variante insbesondere dann interessant, wenn es um eine Ausweitung innerhalb Deutschlands und nicht auf EU-Ebene gehen sollte. Allerdings müsste vor der Einführung eines solchen Systems in Deutschland bzw. Europa der zusätzliche administrative Aufwand geprüft werden. In Australien ist mit et-

wa 500 regulierten Unternehmen der Teilnehmerkreis deutlich begrenzter als im EU ETS mit ca. zehn Mal so vielen erfassten Unternehmen.

- Eine Abgrenzung der Zertifikatpflicht ist prinzipiell auf der Seite der upstream-regulierten Unternehmen oder der downstream-regulierten Unternehmen möglich. Da in der EU bereits ein Downstream-ETS-System besteht, scheint hier eine Aussetzung der Zertifikatpflicht bei den upstream-regulierten Unternehmen kompatibler mit der derzeit bestehenden Regulierungslage. Zu klären wäre allerdings, inwiefern tatsächlich alle notwendigen Informationen vorliegen, bzw. welcher zusätzliche administrative Aufwand mit der Erfassung dieser Informationen verbunden wäre.

2.6.4 Welche Form des Allokationsmechanismus sollte gewählt werden (kostenfreie Zuteilung vs. Auktionierung)?

- Auf Basis der vorliegenden Erfahrungen des EU ETS (sowie der Vorschläge für betrachtete Ländersysteme) sollten die Inverkehrbringenszertifikate möglichst vollständig versteigert werden.
- Der Verkauf über Festpreise als Übergangslösung (wie in Australien) ist vor dem Hintergrund eines seit 2005 bestehenden ETS nicht notwendig und im Hinblick auf eine mögliche Verfehlung des Cap nicht zielführend.

2.6.5 Sonstige Regelungen

- Bei sämtlichen betrachteten Systemen handelt es sich um offene Systeme. Es gelten identische Regelungen für Upstream- und Downstream-Zertifikate bezüglich:
 - Banking und Borrowing
 - Nutzung von Offsets
 - Strafen bei Nichteinhaltung der Abgabepflicht

Die vorliegenden Untersuchungen beziehen sich in erster Linie auf die Regelungen unter dem Emissionshandelssystem. Weitere bereits bestehende oder im Rahmen der untersuchten Konzepte vorgeschlagene politische Maßnahmen (Mehrfachregulierung) wurden zwar zum Teil dargestellt, jedoch nicht systematisch analysiert. Eine solche Analyse ist im Rahmen einer konkreten Ausgestaltung und Regulierung von Sektoren mittels Upstream-Ansatz jedoch unabdingbar.

3 Materielle Ausgestaltungselemente für ein Upstream-System in Deutschland

3.1 Einleitung, Überblick und Struktur der Analyse

In Kapitel 3 werden die relevanten Ausgestaltungselemente für die Einführung eines Upstream-Ansatzes in Deutschland identifiziert und analysiert. Die Ausgestaltungselemente umfassen:

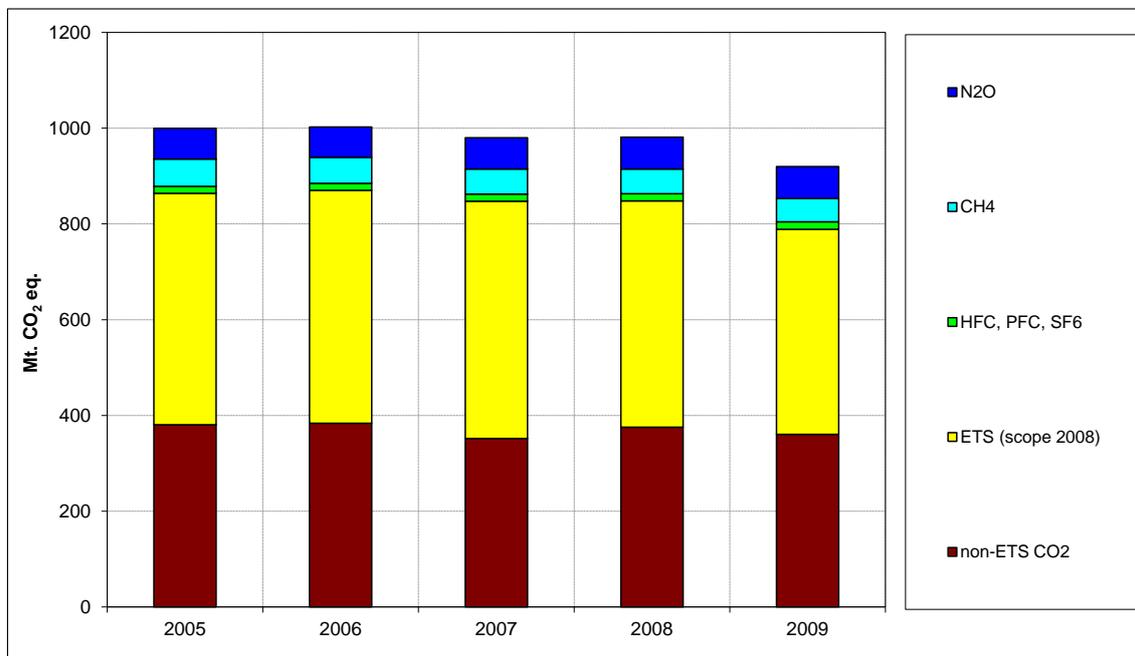
- Die zertifikatpflichtigen Akteure (Point of Regulation)
- Die Abgrenzung zwischen den mittels Upstream- und den mittels Downstream-Ansatz integrierten Sektoren
- Die mittels Upstream-Ansatz erfassbaren Emittenten/Sektoren in Deutschland sowie die damit verbundenen Treibhausgasemissionen aufbauend auf dem bereits existierenden Downstream-EU ETS
- Der Allokationsmechanismus (kostenfreie Zuteilung vs. Auktionierung) und Möglichkeiten für Kompensationszahlungen
- Die Möglichkeiten der Verknüpfung mit dem bestehenden Downstream-EU ETS

In einem ersten Schritt werden jeweils die vorstellbaren Optionen dargestellt. Soweit auf Basis der Darstellungen möglich, wird die Anzahl der Ausgestaltungsoptionen auf die aus ökonomischen oder praktischen Gesichtspunkten sinnvoll erscheinenden Optionen eingegrenzt. In Fällen, in denen eine sinnvolle Eingrenzung auf dieser Basis nicht möglich erscheint, werden alle sinnvoll erscheinenden Optionen in Kapitel 4 weiteren ökonomischen Analysen unterzogen. In Kapitel 5 erfolgt eine rechtliche Bewertung der verbleibenden Optionen.

3.2 Erfasste Emittenten

In Abb. 3 ist die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland differenziert nach den unterschiedlichen Treibhausgasen dargestellt.

Abb. 3 Emissionsentwicklung in Deutschland, 2005 bis 2009



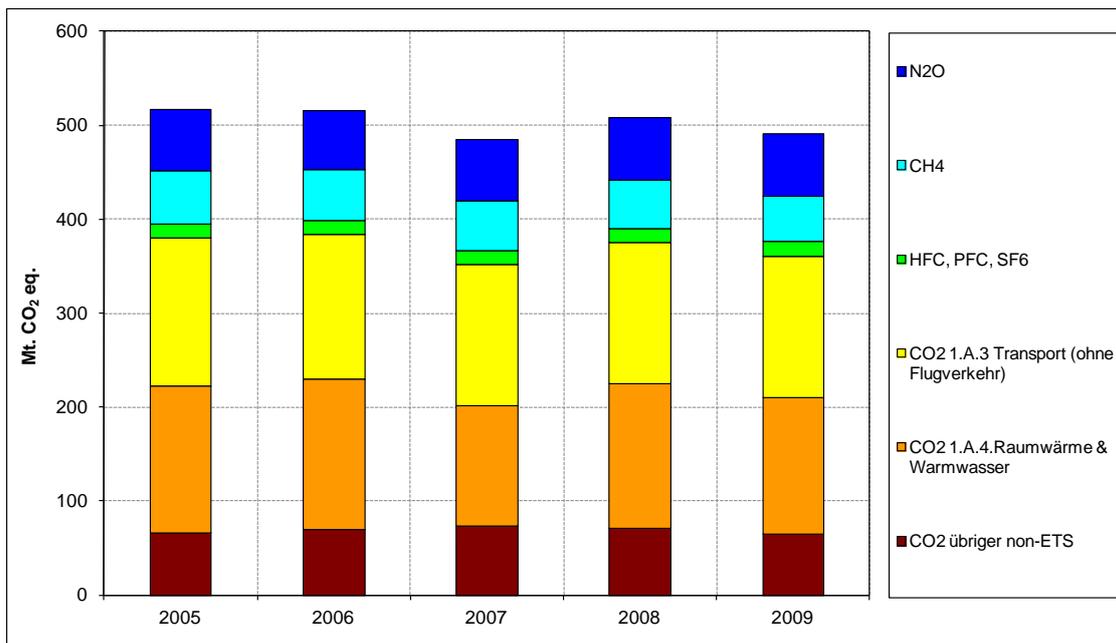
Quelle: (EEA, 2012a, 2012b)

Im Rahmen dieser Studie werden ausschließlich energiebedingte CO₂-Emissionen, die bisher nicht dem EU ETS unterliegen, in die Betrachtung einbezogen. Prozessbedingte CO₂-Emissionen werden nicht berücksichtigt, da sie zum Großteil bereits unter dem EU ETS erfasst sind und verbleibende CO₂-Prozessemissionen als sehr gering einzuschätzen sind. Weiterhin sind Prozessemissionen und ein Upstream-Ansatz für Energieträger nicht sinnvoll kombinierbar, da die Emissionen aus Rohstoffen wie z.B. Kalkstein und nicht aus Energieträgern bzw. Brennstoffen stammen. Die Emissionen der bisher nicht vom Emissionshandel erfassten Sektoren in Deutschland betragen etwa 500 Mio. t CO₂e. Davon entfallen 130 Mio. t auf nicht-CO₂ Emissionen. Dies entspricht etwas mehr als der Hälfte der gesamten deutschen Treibhausgasemissionen (2008: 975 Mio. t CO₂e ohne Landnutzung, Landnutzungsveränderung und Forstwirtschaft).

Bei den CO₂-Emissionen dominieren die Verwendung von Energieträgern in privaten Haushalten, den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und der Landwirtschaft (CRF-Sektor 1.A.4; CRF = common reporting format der Berichterstattung unter dem Kyoto-Protokoll) und im Transportsektor (CRF-Sektor 1.A.3) mit jeweils etwa 150 Mio. t CO₂-Emissionen. Dies entspricht jeweils einem Anteil von etwa 41 % an den nicht unter dem EU ETS erfassten CO₂-Emissionen.

In Abb. 4 ist die Entwicklung der Emissionen in den wichtigen nicht dem ETS unterliegenden Sektoren dargestellt.

Abb. 4 Emissionsentwicklung in wichtigen nicht ETS-Sektoren, 2005 bis 2009



Quelle: (EEA, 2012a, 2012b)

Option 1: Nur Strom- und Wärmeerzeugung außerhalb des EU ETS

Ein Emissionshandelssystem für Deutschland ohne Einbeziehung des Verkehrssektors beinhaltet einen Regulierungsumfang von gut 140 Mt CO₂.¹⁹ Definitionsgemäß werden nur energiebedingte CO₂-Emissionen erfasst. Das entspricht knapp 40 % der nicht im Downstream-ETS erfassten CO₂-Emissionen.

Option 2: Strom- und Wärmeerzeugung und Kraftstoffeinsatz im Transportbereich außerhalb des EU ETS

Bei zusätzlicher Einbeziehung des Transportbereichs ergibt sich eine Ausweitung des Regulierungsumfangs um 148,9 Mt CO₂ aus dem Bereich Verkehr sowie zusätzlichen 4,25 Mt CO₂ aus mobilen Quellen wie beispielsweise Rasenmähern und Motorsägen in den Bereichen Haushalte sowie Land-, Forstwirtschaft und Fischerei. Der Gesamtumfang der upstream-erfassten Emissionen würde sich somit auf insgesamt etwa 295 Mt CO₂ erhöhen. Die vorangehend beschriebenen Emissionsquellen decken somit über 80 % der nicht im Downstream-ETS erfassten CO₂-Emissionen ab.

3.3 Zertifikatpflichtige Akteure (Point of Regulation)

3.3.1 Vorüberlegungen und die Energiesteuer als Referenzsystem

Grundsätzlich sind bei der Festlegung des zertifikatpflichtigen Akteurs in einem Upstream-Ansatz zwei Aspekte zu berücksichtigen. Auf der einen Seite gilt je weiter oben in der Wertschöpfungskette die Zertifikatpflicht ansetzt, desto weniger Akteu-

¹⁹ Erfassung aller nicht downstream erfassten CO₂-Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung in den CRF-Sektoren 1.A.1, 1.A.2, 1.A.4 und 1.A.5.

re sind in der Regel betroffen. Auf der anderen Seite macht die Entfernung vom Endverbraucher bei weiter oben ansetzenden Regelungen eine Abgrenzung zwischen upstream- und downstream-erfassten Energieträgermengen bzw. CO₂-Emissionen schwieriger, weil die Endbestimmung des Energieträgers noch nicht eindeutig ist. In diesem Fall erhöht sich u.U. der Aufwand für die Abgrenzung und erfordert ein Nachverfolgen über mehrere Stufen bis die endgültige Verwendung des Energieträgers feststeht.

Im Rahmen der Literaturstudie wurden je nach Energieträger bis zu drei mögliche zertifikatpflichtige Akteure identifiziert (Point of Regulation):

- Regulierung der Produzenten und Importeure
- Regulierung der Aufbereitungsanlagen bzw. des Umwandlungsbereiches
- Regulierung der Transporteure und des Vertriebs

Hinzu kommt in Deutschland die Möglichkeit, für die Einführung eines Upstream-Ansatzes den gleichen Ansatzpunkt wie die Energiebesteuerung zu wählen. Die maßgeblichen Regelungen der Verbrauchs- und Energiebesteuerung zur Bestimmung des steuerpflichtigen Akteurs sind in Box 4.1 dargestellt.

Aus einer Reihe von Gründen erscheint die Besteuerung von Energieerzeugnissen als ein sinnvolles Referenzsystem für die Einführung eines Upstream-Ansatzes:

- Der Upstream-Emissionshandel knüpft definitionsgemäß wie die Energiesteuer nicht am Betrieb einer Anlage, sondern an der Verwendung eines Energieerzeugnisses an. Ähnlich wie die Kategorisierung der emissionshandlungspflichtigen Anlagen beim Downstream-Emissionshandel an den anlagebezogenen Regelungen des Industrieanlagen- bzw. Immissionsschutzrechts anknüpft, liegt es nahe, dass die Kategorisierung der emissionshandlungspflichtigen Energieerzeugnisse an die EU-weit harmonisierte Kategorisierung der Energieerzeugnisse im Energiesteuerrecht anknüpft. Zu überprüfen ist dabei inwieweit die Abgrenzung nach Energiesteuerrecht bei der Abgrenzung zwischen Upstream- und Downstream-Erfassung hilfreich ist.
- Die Energiesteuer ist als Verbrauchsteuer darauf angelegt, den endgültigen Verbrauch von Energieerzeugnissen zu belasten. Steuerpflichtig ist gleichwohl nicht der Verbraucher, sondern ein Akteur der Lieferkette, bei dem die Steuer mit möglichst geringem bürokratischem Aufwand festgesetzt werden kann und der die Steuerlast über die Preisgestaltung auf den Verbraucher abwälzt. In gleicher Weise sollen bei einem Upstream-Emissionshandel zwar wirtschaftlich die mit dem Verbrauch verbundenen Kohlendioxidemissionen belastet werden, der zertifikatpflichtige Akteur aber gleichwohl so festgelegt werden, dass die Transaktions- bzw. Bürokratiekosten möglichst gering ausfallen. Daher sollten bei einer Upstream-Regulierung die Vorüberlegungen zur Energiesteuer berücksichtigt werden.
- Wie bei Verbrauchsteuern muss bei einem Upstream-Emissionshandel eine Vielzahl von Daten über gelieferte Brennstoffe und Verwendungszwecke er-

mittelt werden, um eine vollständige Erfassung der in Deutschland verbrauchten Brennstoffe zu gewährleisten sowie eine Erfassung von Verwendungszwecken, die nicht dem Upstream-Emissionshandel unterfallen sollen, insbesondere um eine Doppelbelastung der Downstream-ETS Anlagen (weitestgehend) zu vermeiden. Für Verbrauchsteuern einschließlich der Energiesteuer muss eine Vielzahl der dafür erforderlichen Daten für die Steuererklärungen der Steuerpflichtigen ohnehin erfasst werden. Außerdem ist eine statistische Erfassung vorgesehen.²⁰ Schließlich ist für die Beförderung (noch) nicht versteuerter Waren einschließlich Energieerzeugnisse, bisher aber mit Ausnahme von Kohle und Erdgas, die Verwendung eines EDV-gestützten Beförderungs- und Kontrollsystems für verbrauchsteuerpflichtige Waren (EMCS – Excise Movement and Control System) europaweit gesetzlich vorgesehen und harmonisiert.²¹ Wenn sich die so erfassten Daten auch für einen Upstream-Emissionshandel eignen, lässt sich die mit der Einführung eines Upstream-Emissionshandels ansonsten erforderliche zusätzliche Datenerfassung auf ein Minimum reduzieren.

Tab. 7 Mögliche Ansatzpunkte für eine Upstream-Regulierung für unterschiedliche Energieträger

	Kohle	Erdgas	Erdöl
Produzent/ Importeur			
Aufbereitung/ Umwandlung			
Transport/ Vertrieb			
Entscheidend Energiesteuer			

Die möglichen Ansatzpunkte inkl. eines Vorgehens analog zur Energiesteuer bei unterschiedlichen Energieträgern sind in Tab. 7 dargestellt. Grundsätzlich ist denkbar, dass für die drei Energieträger unterschiedliche Akteure als geeigneter Ansatzpunkt identifiziert werden. Im Falle der Energiesteuer muss ermittelt werden, auf welcher Ebene sie ansetzt und inwieweit eine Übernahme dieses Ansatzpunktes sinnvoll erscheint. Im Folgenden werden die einzelnen möglichen Akteure für die drei Energieträger getrennt und mit Fokus auf Deutschland diskutiert.

²⁰ § 63 EnergieStG.

²¹ Vgl. Erwägungsgrund 21 und Art. 21 der sogenannten Systemrichtlinie 2008/118/EG über das allgemeine Verbrauchsteuersystem in Verbindung mit der Entscheidung Nr. 1152/2003/EG über die Einführung eines EDV-gestützten Systems zur Beförderung und Kontrolle der Beförderung verbrauchsteuerpflichtiger Waren. Weitere Informationen im Internet unter http://ec.europa.eu/taxation_customs/taxation/excise_duties/circulation_control/index_de.htm und http://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchsteuern/EMCS/emcs_node.html.

Kasten 3.1 Energiesteuergesetz im Verbrauchsteuersystem

Bei der Energiesteuer handelt es sich um eine Verbrauchsteuer²² die weitgehend durch die Vorgaben der Richtlinie 2008/118/EG über das allgemeine Verbrauchsteuersystem (Systemrichtlinie)²³ EU-weit harmonisiert sind. Danach werden bestimmte verbrauchsteuerpflichtige Waren (Art. 1 Abs. 1 nennt u.a. „Energieerzeugnisse und elektrischer Strom gemäß der Richtlinie 2003/96/EG“ (Energiesteuer-richtlinie)²⁴) grundsätzlich mit ihrer Herstellung innerhalb der EU oder mit ihrer Einfuhr in die EU verbrauchsteuerpflichtig.²⁵

Gleichwohl ist nicht unmittelbar der Hersteller oder Importeur bei der Herstellung oder beim Import im Herstellungs- bzw. Importland verbrauchsteuerpflichtig. Vielmehr schließt sich an Herstellung und Import regelmäßig zunächst eine sogenannte Steueraussetzung²⁶ an, während der sich die verbrauchsteuerpflichtige Ware in einem sogenannten Steuerlager befindet. Ein Steuerlager ist jeder Ort, an dem verbrauchsteuerpflichtige Waren im Rahmen eines Verfahrens der Steueraussetzung hergestellt, verarbeitet, gelagert, empfangen oder versandt werden.²⁷ Typische Steuerlager sind damit Herstellungsanlagen und Warenlager.

Der Verbrauchsteueranspruch entsteht dann erst zum Zeitpunkt und am Ort der Überführung in den sogenannten steuerrechtlich freien Verkehr.²⁸ Das ist regelmäßig die Entnahme der Ware aus dem Steuerlager.²⁹ Wenn kein Steueraussetzungsverfahren stattfindet, entsteht die Steuer bei Besitz, Herstellung oder Einfuhr.³⁰

²² Vgl. die Legaldefinition in § 1 Abs. 1 Satz 3 EnergieStG und Art. 1 Abs. 1 Buchst. a) Systemrichtlinie 2008/118/EG.

²³ Richtlinie 2008/118/EG vom 16.12.2008 über das allgemeine Verbrauchsteuersystem und zur Aufhebung der Richtlinie 92/12/EWG (Systemrichtlinie).

²⁴ Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27.10.2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom („Energies-teuerrichtlinie“).

²⁵ Art. 2 Systemrichtlinie 2008/118/EG.

²⁶ Vgl. die Begriffsbestimmung in Art. 4 Nr. 7 Systemrichtlinie 2008/118/EG.

²⁷ Vgl. die Begriffsbestimmung in Art. 4 Nr. 11 Systemrichtlinie 2008/118/EG.

²⁸ Art. 7 Abs. 1 Systemrichtlinie 2008/118/EG.

²⁹ Art. 7 Abs. 2 Buchst. a) Systemrichtlinie 2008/118/EG.

³⁰ Art. 7 Abs. 1 Buchst. b) bis d) Systemrichtlinie 2008/118/EG.

Steuerschuldner ist regelmäßig der Inhaber des Steuerlagers, aber auch der registrierte Empfänger oder, wenn keine Steueraussetzung stattfindet, der Besitzer, Hersteller oder Importeur.³¹ Weitere Randbedingungen für die Entstehung der Verbrauchsteuern richten sich nach den mitgliedstaatlichen Regelungen.³² Für die Beförderung verbrauchsteuerpflichtiger Waren unter Steueraussetzung, also vor der Überführung in den steuerrechtlich freien Verkehr, ist eine Dokumentation nach Maßgabe des EMCS erforderlich.³³

Für Energieerzeugnisse sind diese Regelungen in der EU-Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG und im nationalen Energiesteuergesetz wie folgt umgesetzt:

Energieerzeugnisse im Sinne des Gesetzes sind durch Verweis auf die Kombinierte Nomenklatur des EU-Zoll- und Außenhandelsrechts näher bestimmte Warengruppen, insbesondere mineralische Brennstoffe sowie bestimmte tierische und pflanzliche Öle und chemische Erzeugnisse.³⁴

Die Regelungen des Energiesteuergesetzes gliedern sich in Allgemeine Bestimmungen (Kapitel 1 und 5 EnergieStG), Bestimmungen für Energieerzeugnisse außer Kohle und Erdgas (Kapitel 2 EnergieStG) sowie jeweils besondere Bestimmungen für Kohle (Kapitel 3 EnergieStG) und Erdgas (Kapitel 4 EnergieStG). Diese Unterscheidung beruht darauf, dass das Steueraussetzungsverfahren nach den Vorgaben der Systemrichtlinie für Kohle und Erdgas nicht gilt.³⁵

Für alle Energieerzeugnisse müssen die Steuerschuldner für jeden Monat, in dem die Steuer entstanden ist, eine Steuererklärung abgeben und die Steuer darin selbst berechnen.³⁶

Hinsichtlich der Bestimmung des Steuerschuldners zeichnet sich das Energiesteuerrecht dadurch aus, dass es durch die vorgesehenen Erlaubnis- bzw. Zulassungsverfahren den Akteuren auf den jeweiligen Vertriebsstufen die Wahl lässt, ob sie eine Erlaubnis zur steuerfreien Verwendung von Energieerzeugnissen beantragen und damit selbst steuerpflichtig werden oder ob sie darauf verzichten wollen und dann nur vom jeweiligen Lieferanten bereits versteuerte Energieerzeugnisse beziehen können.³⁷

³¹ Art. 8 Systemrichtlinie 2008/118/EG.

³² Art. 9 Systemrichtlinie 2008/118/EG.

³³ Erwägungsgrund 21 und Art. 21 der Systemrichtlinie 2008/118/EG in Verbindung mit der Entscheidung Nr. 1152/2003/EG.

³⁴ § 1 Abs. 2 und 3, § 1 a EnergieStG sowie Art. 2 der Richtlinie 2003/96/EG, jeweils in Verbindung mit Anhang I der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 über die zolltarifliche und statistische Nomenklatur und den Gemeinsamen Zolltarif).

³⁵ Art. 20 Abs. 1 Richtlinie 2003/96/EG, vgl. die Gesetzesbegründung des Energiesteuergesetzes 2003, BT-Drs. 16/1172, S. 40 und 41.

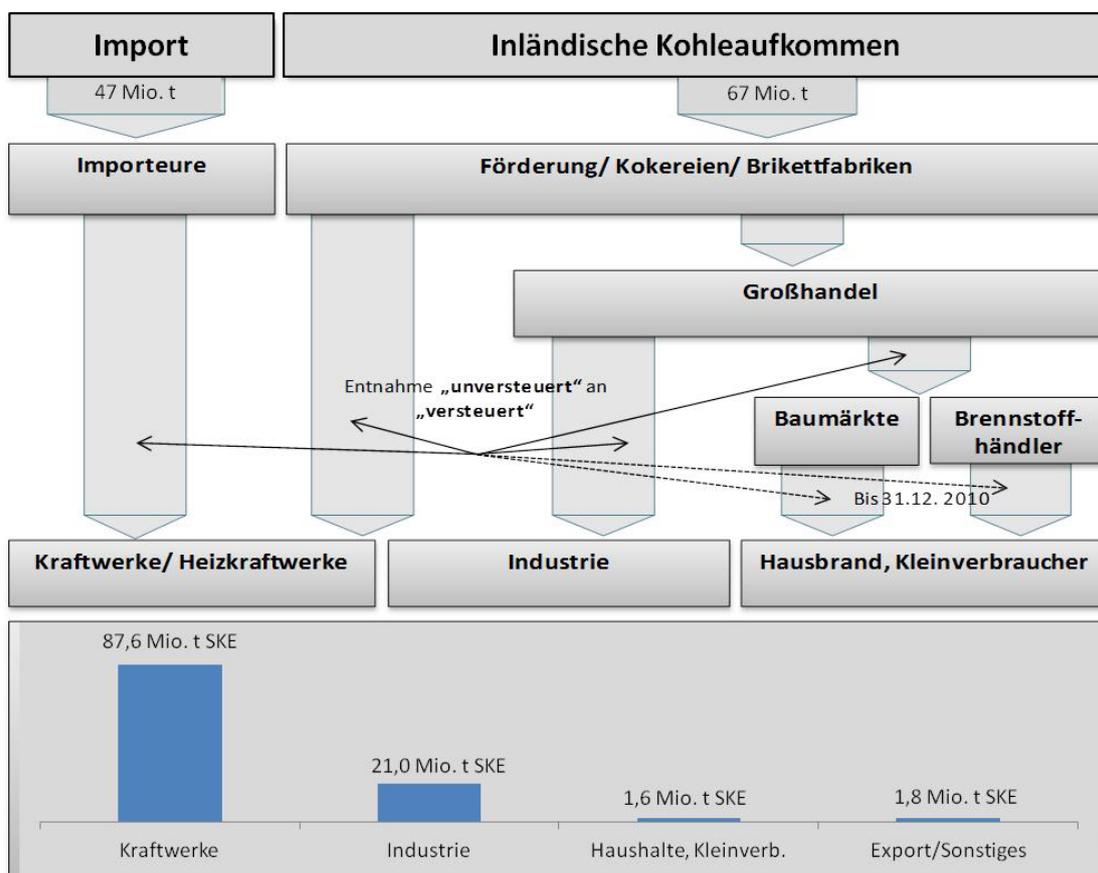
³⁶ § 8 Absatz 3, § 33 Absatz 1, § 39 Abs. 1 EnergieStG.

³⁷ Vgl. zum entsprechenden Wahlrecht bei Kohle und zur Möglichkeit, die Steuer dort erst auf der letzten Handelsstufe entstehen zu lassen, die Gesetzesbegründung zu §§ 31 und 32 EnergieStG in BT-Drs. 16/1172, S. 40.

3.3.2 Kohle

2011 wurden in Deutschland insgesamt 112 Mio. t SKE Kohle (59 Mio. t SKE Stein- und 53 Mio. t. SKE Braunkohle) verbraucht. Davon wurden 67 Mio. t SKE (12 Mio. t SKE Steinkohle und 54 Mio. t SKE Braunkohle) in Deutschland gewonnen. Zusätzlich wurden 47 Mio. t SKE Steinkohle importiert³⁸ (vgl. AGEB 2013). Ein großer Teil der Kohle wird in Kraftwerken und Heizkraftwerken bzw. zur Stahlherstellung eingesetzt. Dagegen entfällt nur etwa 1 % der Gesamtmenge auf die Wärmeerzeugung in Haushalten (vgl. Abb. 5). Da sich die Wertschöpfungsketten für Braun- und Steinkohle in Deutschland unterscheiden, wird im Weiteren eine differenzierte Betrachtung beider Energieträger vorgenommen.

Abb. 5: Wertschöpfungskette und Mengen in der Kohlewirtschaft 2011



Quelle: AG Energiebilanzen, 2013

3.3.2.1 Braunkohle

Der deutsche Braunkohlebedarf wird fast ausschließlich mit inländischer Braunkohle gedeckt. In insgesamt 12 Tagebauen wird dabei in Deutschland von 5 Unternehmen (RWE Power AG, Vattenfall Europe AG, Mitteldeutsche Braunkohlegesellschaft

³⁸ Evtl. Differenzen zwischen Verbrauch und Produktion & Importen bilden Nettolagerveränderungen.

(MIBRAG), ROMONTA GmbH, E.ON Kraftwerke GmbH) Braunkohle gefördert (BWK Jahresausgabe 2012).

Die geförderte Braunkohle wird zu etwa 90 % in Kraftwerken zur Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt. Die übrigen ca. 10 % werden zur Erzeugung von Braunkohlenbrennstaub, Wirbelschichtkohle und Braunkohlenbriketts (Veredlung) verwendet.

Eine Aufbereitung der Braunkohle erfolgt nicht in den Tagebauen selbst. Die in den Kraftwerken eingesetzte Kohle wird in den Braunkohlekraftwerken zerkleinert, gesiebt und gemahlen bevor sie dem Verbrennungsprozess zugeführt wird. Dabei gilt mit Ausnahme der Mibrag, dass die Tagebaubetreiber auch die Kraftwerksbetreiber sind. Zudem befinden sich die Kraftwerke in unmittelbarer Nähe zu den Tagebauen.

Analog wird die Braunkohle im Falle einer Veredlung in der Veredlungsanlage zunächst aufbereitet und (zusätzlich) getrocknet bevor der eigentliche Weiterverarbeitungsschritt einsetzt (Mail Hr. Kaltenbach, 29.5.2012). Zu den Betreibern von Braunkohleveredlungsanlagen in Deutschland gehören RWE Power, Vattenfall Europe, Mibrag und Romonta. Romonta veredelt Braunkohle zusätzlich auch für eine stoffliche Nutzung.

Die veredelten Produkte werden von den Betreibern der Veredlungsanlagen in kleinen Mengen an Kraftwerke, hauptsächlich jedoch an Großhändler, Baumärkte, Brennstoffhändler oder über Tochtergesellschaften direkt an Endverbraucher (z.B. in der Industrie) abgegeben.

Der Außenhandel mit Braunkohle ist relativ gering. 2010 wurden 0.077 Mio. t SKE Braunkohle in Form von Briketts und sonstigen Produkten importiert. Im Gegenzug wurden 0.912 Mio. t SKE in Form von veredelten Produkten wie Briketts, Staub und Koks exportiert.

Die oben dargelegte Wertschöpfungskette legt eine Regulierung für Braunkohle bei den Kraftwerken bzw. den Veredlungsanlagen nahe.

3.3.2.2 Steinkohle

Im Gegensatz zu Braunkohle wird nur etwa ein Fünftel der in Deutschland verbrauchten Steinkohle auch in Deutschland gefördert. Auf Grundlage des Steinkohlefinanzierungsgesetzes von 2007 und des EU-Ratsbeschlusses "über staatliche Beihilfen zur Erleichterung der Stilllegung nicht wettbewerbsfähiger Steinkohlenbergwerke" von 2010 wurde in Deutschland ein Stilllegungsplan entwickelt, der vorsieht, dass bis Ende 2018 alle noch vorhandenen deutschen Steinkohlenbergwerke sozial- und umweltverträglich stillgelegt werden. Dementsprechend wird in den nächsten Jahren der Anteil der in Deutschland geförderten Steinkohle am Energieverbrauch weiter zurückgehen.

Steinkohle wird in Deutschland derzeit noch in insgesamt 5 Bergwerken gefördert, die allesamt von einem Unternehmen, der RAG Deutsche Steinkohle AG, betrieben werden. Die geförderte Steinkohle enthält neben der eigentlichen Kohle einen großen Anteil an Begleitsedimenten. Bevor die Kohle verwendet werden kann, muss sie

daher in Aufbereitungsanlagen von dem unerwünschten Gestein getrennt werden. Dies geschieht in Deutschland bei Steinkohle ohne Ausnahme direkt an den Bergwerken.

Der Import von Steinkohle erfolgt in der Regel direkt über die Verbraucher, d.h. über Energieversorger oder Stahlwerke oder im Fall von veredelten Produkten über Brennstoffhändler. Der Verein der Kohleimporteure listet derzeit 76 Mitglieder aus den Bereichen Kraftwirtschaft, Industrie, Handel und Logistik. Es kann davon ausgegangen werden, dass nur ein kleiner Teil dieser 76 Unternehmen zu den Kohleimporteuren (z.B. STEAG, E.ON Kraftwerke AG) zählen. Importiert wird lediglich bereits aufbereitete Steinkohle.

Der Transport von Steinkohle erfolgt überwiegend per Schiff oder Bahn. Seit 2012 gibt es in Deutschland keine unabhängige Veredelung von Steinkohle zu Koks oder Briketts mehr. Die letzte Kokerei (Kokerei Prosper in Bottrop) wurde 2011 vom Stahlkonzern ArcelorMittal übernommen. Damit gehören alle in Deutschland betriebenen Kokereien zu Stahlwerken.

Die mit Abstand größten Abnehmer für Steinkohle sind Kraftwerke, Heizkraftwerke und die Stahlindustrie mit einem Anteil von fast 98 %. Die übrigen etwa 2 % gehen an Haushalte, Kleinverbraucher und das Militär sowie an das sonstige produzierende Gewerbe (Chemie, Steine und Erden, Papier und die Metallherstellung und -bearbeitung).

3.3.2.3 Regulierung unter dem Energiesteuergesetz

Bei Kohle unterscheidet das Energiesteuergesetz nicht zwischen Stein- und Braunkohle. Für Kohle gilt das Steueraussetzungsverfahren nicht. Dennoch entsteht die Steuer – ähnlich wie beim Steueraussetzungsverfahren – erst dann, wenn Kohle erstmals an Personen geliefert wird, denen keine besondere Erlaubnis zum unversteuerten Bezug oder zur unversteuerten Verwendung von Kohle erteilt worden ist oder wenn Kohle vom Erlaubnisinhaber oder sonst selbst gewonnene oder bearbeitete Kohle verwendet wird (vgl. Abb. 5).³⁹ Eine Erlaubnis benötigt jeder, der als Inhaber eines Kohlebetriebes oder als Kohlelieferer Kohle unversteuert beziehen will.⁴⁰ Kohlebetriebe sind Betriebe, in denen Kohle gewonnen oder bearbeitet wird.⁴¹

Steuerschuldner ist in der Regel der Kohlelieferant, bei Verwendung unversteuerter Kohle der Verwender.⁴² Da ein großer Teil der Kohle unmittelbar von den Förderunternehmen an Endverbraucher abgegeben wird, sind die oben aufgeführten Unternehmen der Kohleförderung energiesteuerpflichtig. Insgesamt waren 2011 nur acht energiesteuerpflichtige Inverkehrbringer von Kohle gemeldet. Demnach ist die Anzahl der Akteure auf dem Großhandelsmarkt für Importkohle sehr überschaubar

³⁹ § 32 Absatz 1 EnergieStG.

⁴⁰ § 31 Absatz 4 EnergieStG.

⁴¹ § 31 Absatz 1 EnergieStG

⁴² § 32 Absatz 2 EnergieStG.

und wird zum großen Teil über Tochterunternehmen der großen Energieversorger abgewickelt (RWE, Vattenfall Europe).

Bis Ende 2010 war in Deutschland der Verkauf von Kohle an Haushalte und Privatkunden von der Energiesteuer ausgenommen. Daher hielten auch eine Reihe von Baumärkten und Brennstoffhändlern Erlaubnisscheine für den Bezug von unversteuerter Kohle. Seit 2011 darf Kohle in Deutschland jedoch nicht mehr unversteuert verkauft werden. Um den bürokratischen Aufwand zu minimieren empfiehlt der Gesamtverband des deutschen Brennstoff- und Mineralölhandels Region West (gdbm West) seinen Mitgliedern, vorhandene Erlaubnisscheine an die zuständigen Hauptzollämter zurückzugeben und nur noch versteuerte Kohle zu beziehen. Die geringe Anzahl an Steuerpflichtigen deutet darauf hin, dass die Baumärkte und Kohlehändler dieser Empfehlung nachgekommen sind (Prognos et al., 2011).

3.3.2.4 Upstream-Regulierungsmöglichkeiten für Kohle

Seit 2011 gewährleistet das Energiesteuergesetz eine vollständige Besteuerung von Kohle unabhängig vom Verbraucher. Dabei kommt die Regulierung mit einer sehr geringen Anzahl an steuerpflichtigen Akteuren aus. Dies ist zum einen auf eine geringe Anzahl an Akteuren bei Kohleförderung und -import zurückzuführen, zum anderen auf den relativ weit oben in der Wertschöpfungskette ansetzenden Regulierungspunkt, der durch die Wertschöpfungskette in Deutschland begünstigt wird. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die vollständige Erfassung der Kohle seit 2011, die zusätzliche Abgrenzungen auf unteren Ebenen (Baumärkte, Brennstoffhändler) überflüssig macht.

Insbesondere die Tatsache, dass es im Rahmen der Energiebesteuerung gelingt, sämtliche Steinkohle zu erfassen, deutet darauf hin, dass dieses Vorgehen auch bei einer Upstream-Regulierung angewendet werden kann. Die kleine Anzahl an Akteuren sowie die bereits vorhandene Infrastruktur und Administration im Rahmen des Energiesteuergesetzes reduziert zudem die Transaktionskosten im Vergleich zu anderen möglichen Lösungen. Vor dem Hintergrund, dass nur ein sehr kleiner Anteil der Kohle noch nicht unter dem EU ETS reguliert ist, kommt der Begrenzung der Transaktionskosten eine besondere Bedeutung zu.

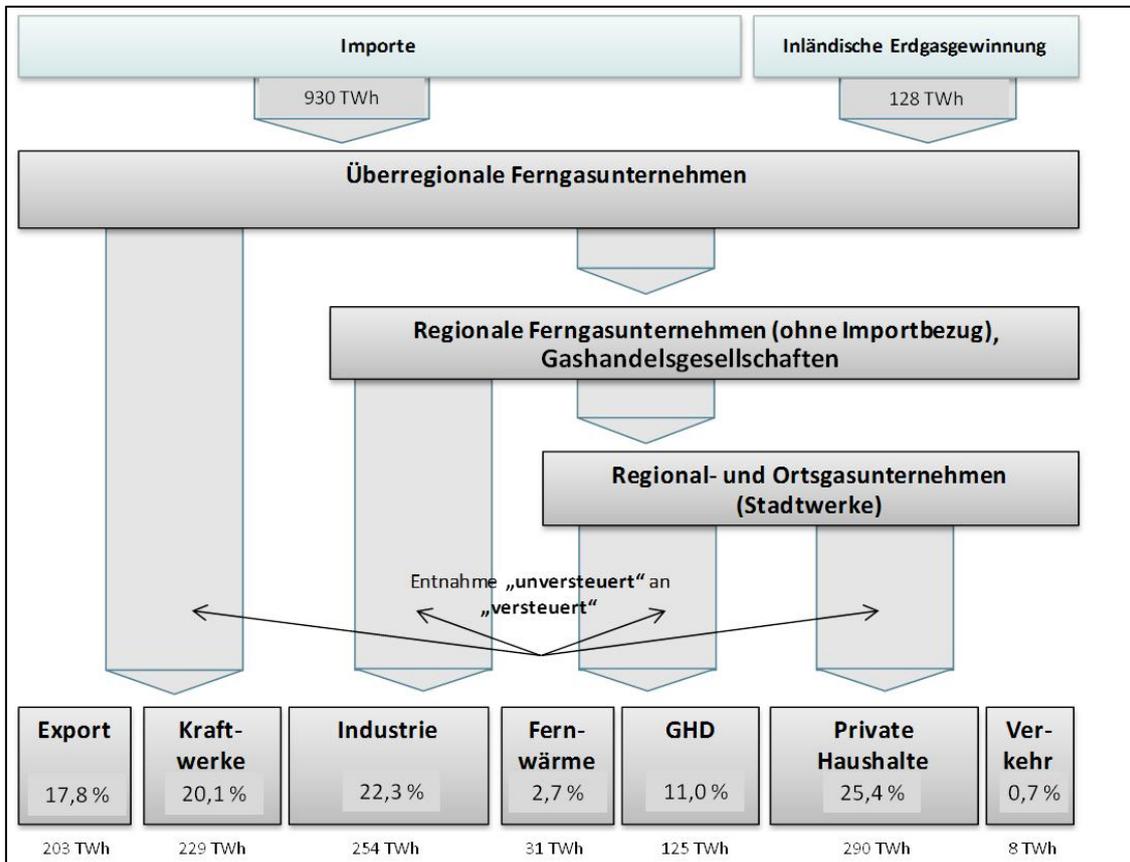
Alternativ kommt zudem eine Regulierung auf der Ebene der Aufbereitung und auf der Ebene der Importeure von aufbereiteten Produkten in Frage. Hierfür sprechen die geringe Anzahl an Akteuren sowie die relative gute Abgrenzungsmöglichkeit bei der Weiterverarbeitung (d.h. erfolgt die Weiterverarbeitung in vom Downstream-System erfassten Anlagen oder nicht).

3.3.3 Erdgas

Erdgas stellt in Deutschland den zweitwichtigsten Energieträger nach Mineralöl dar. Im Jahr 2011 wurden in Deutschland 1140 TWh Erdgas verbraucht. Die inländische Förderung betrug dabei 128 TWh, d.h. abzüglich der Exportmengen konnten etwa 15 % des Bedarfs durch inländisches Erdgas gedeckt werden. Entnahme und Abgabe an Erdgasspeicher resultierten in einem Saldo von 18 TWh Erdgas, die eingespeichert wurden. Zudem wird auf Grund der zentralen Lage Deutschlands und der Tat-

sache, dass eine große Menge des Erdgases in Pipelines transportiert wird, regelmäßig Erdgas durch das deutsche Erdgasnetz durchgeleitet, das für andere Europäische Länder bestimmt ist. Die Bundesnetzagentur gibt für 2009 eine Gesamtmenge an exportiertem und Transitgas in Höhe von 420 TWh an (Bundesnetzagentur, 2010).

Abb. 6 Wertschöpfungskette in der Gaswirtschaft in Deutschland 2010



Quelle: AG Energiebilanzen, 2013

Bei Erdgas stehen für eine Upstream-Regulierung grundsätzlich drei Stufen zur Verfügung: die Produzenten bzw. Importeure von Erdgas (überregionale Ferngasunternehmen), die regionalen Ferngasunternehmen ohne Importbezug und Gashandelsunternehmen, die Gas über Börsen an virtuellen Handelspunkten einkaufen und an Versorger verkaufen oder die Betreiber von Transport- und Verteilnetzen, die das Erdgas an Endkunden vertreiben. Eine Regulierung auf Ebene der Aufbereitungsanlagen erscheint dagegen nicht geeignet, da nur ein Teil des Erdgases überhaupt Aufbereitungsanlagen in Deutschland durchlaufen muss.

3.3.3.1 Regulierung auf Ebene der Produzenten/ Importeure

In Deutschland wird hauptsächlich importiertes Erdgas eingesetzt, ein kleinerer Anteil stammt jedoch auch aus inländischer Förderung. Dementsprechend müssen bei einer Regulierung auf Ebene der Produzenten und Importeure beide Gruppen Berücksichtigung finden.

2010 waren in Deutschland 80 Erdgasfelder in Produktion, die von 4 Unternehmen⁴³ betrieben werden (LBEG, 2011). Das geförderte Erdgas wird in der Regel noch am Förderort aufbereitet. Dazu gehört die Behandlung in Trocknungsanlagen, um mitgeführtes Lagerstättenwasser, flüssige Kohlenwasserstoffe und Feststoffe abzuscheiden. Verbleibender Wasserdampf wird dem Gas unter Zugabe von Chemikalien entzogen. Das so getrocknete Erdgas kann dann ins Erdgasnetz eingespeist werden.

In einigen Lagerstätten enthält das geförderte Erdgas zudem größere Mengen an Schwefelwasserstoffen. Dieses „Saugas“⁴⁴ muss vor der Einspeisung ins Erdgasnetz zusätzlich gereinigt werden, d.h. die Schwefelwasserstoffverbindungen werden dem Erdgas entzogen. Dazu stehen in Deutschland zwei große Erdgasaufbereitungsanlagen in Großenkneten⁴⁵ und Voigtei in Niedersachsen zur Verfügung. Das Saugas wird in speziellen Leitungen zu diesen Aufbereitungsanlagen befördert, dort gereinigt und erst anschließend ins Erdgasnetz eingespeist.

Das in Deutschland geförderte und aufbereitete Erdgas wird entweder in das Fern- oder Verteilnetz eingespeist oder direkt an industrielle Großkunden und Kraftwerksbetreiber abgegeben. Die Einspeisung ins Erdgasnetz erfolgt in der Regel an zentralen Übergabepunkten, an denen Erdgas mit unterschiedlichen Energiedichten zu einer einheitlichen Verkaufsqualität zusammengemischt wird. Somit ist sichergestellt, dass bei einer Regulierung der Produzenten die nötige Infrastruktur zur Qualitätsbestimmung des Erdgases und somit des CO₂-Gehalts sowie der eingespeisten Menge vorhanden ist. Inwiefern diese Infrastruktur im Falle von einer direkten Abgabe an Industriekunden vorliegt, muss geprüft werden. Zumindest die mengenmäßige Erfassung ist aber auch in diesem Fall gesichert.

Die größere Menge des in Deutschland verbrauchten Erdgases wird dagegen nicht in Deutschland selbst gefördert, sondern aus Drittländern nach Deutschland importiert. Die wichtigsten Erdgaslieferanten (Importanteil insgesamt über 95 %) sind Russland, Norwegen und die Niederlande. Erdgas wurde 2010 ausschließlich über Pipelines nach Deutschland importiert (BMW, 2012). Insgesamt sieben überregionale Ferngasunternehmen sind in Deutschland für den Import und die Förderung von Erdgas zuständig⁴⁶. Der Import geschieht über 21 Grenzübergangspunkte, an denen wiederum die Menge sowie die Qualität des importierten Erdgases bestimmt werden können.

⁴³ ExxonMobil Production Deutschland GmbH, GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, RWE Dea AG, Wintershall Holding GmbH

⁴⁴ Bei einem Schwefelwasserstoffanteil von mehr als 1 % spricht man von „Saugas“.

⁴⁵ Die Erdgasaufbereitungsanlagen in Großenkneten und in Voigtei werden ab 2013 mit einer Zuteilungsmenge von etwa 0,6 Mio. EUA / a und 0,16 Mio. EUA / a in den Downstream-Emissionshandel einbezogen (DEHSt 2012).

⁴⁶ E.ON Ruhrgas AG, Wingas GmbH/ Wintershall Erdgas Handelshaus GmbH & CO. KG, Exxon Mobil Gas Marketing Deutschland GmbH & Co. KG, Shell Erdgas Marketing GmbH & CO. KG, Erdgas-Verkauf GmbH, Verbundnetz Gas AG und RWE Energy AG

Kasten 3.2 Unkonventionell gefördertes Erdgas in Deutschland

Unter unkonventionell gefördertem Erdgas versteht man Erdgas, das auf Grund der geologischen Beschaffenheit der Lagerstätten nicht auf konventionellem Wege gefördert werden kann. Eine Förderung kann nur dann erfolgen wenn das Gestein in den Lagerstätten zuvor mit hohem hydraulischem Druck aufgebrochen wird („Fracking“). Das Fracking führt zu einer Freisetzung des Erdgases, das dann - wie im konventionellen Fall auch - durch Bohrlöcher gefördert werden kann.

In Deutschland kommen für eine unkonventionelle Erdgasförderung in erster Linie Erdgasvorkommen in Schiefergestein (sog. „Schiefergas“) in Frage. Bis Mitte 2011 wurden in Deutschland insgesamt 29 Erlaubnisse für die Erkundung von Schiefergas-Lagerstätten erteilt. Bewilligungen zur Förderung von Schiefergas gibt es bisher in Deutschland keine (UBA, 2011). Neben Schiefergas gibt es in Deutschland zudem Vorkommen von Kohleflözgas, zu dem auch das Grubengas gehört, das in Deutschland bereits gefördert wird.

Da unkonventionell gefördertes Erdgas genauso wie konventionell gefördertes Erdgas aus Bohrlöchern gewonnen, aufbereitet und dann zum Transport in Pipelines eingespeist werden kann, steht grundsätzlich einer Regulierung analog zu konventionell gefördertem Erdgas nichts entgegen.

3.3.3.2 Regulierung auf Ebene des regionalen Vertriebs

Alternativ kann eine Upstream-Regulierung beim regionalen Vertrieb von Erdgas ansetzen. In Deutschland gibt es zwei Netzebenen, auf denen Erdgas transportiert wird: das Fernleitungsnetz und das regionale Verteilnetz. Längere Transportwege werden dabei in der Regel auf Fernleitungsnetzebene zurückgelegt. Insgesamt gibt es in Deutschland 14 Ferngasnetzbetreiber⁴⁷ (Stand Mai 2012), von denen sieben Grenzübergangspunkte betreiben (vgl. Regulierung auf Ebene der Produzenten/Importeure). Die übrigen Ferngasnetzbetreiber bilden zusammen mit den regionalen Ferngasunternehmen eine Zwischenstufe zwischen den überregionalen Ferngasunternehmen/ Ferngasnetzbetreibern und den regionalen Verteilnetzbetreibern. Kenntnisse über die Mengen, die durch das Fernleitungsnetz fließen, sind ausreichend vorhanden, da Einspeisung und Ausspeisung an speziell vorgesehenen Bilanzpunkten passieren.

An diesen Bilanzpunkten beziehungsweise an sogenannten virtuellen Handelspunkten können seit der Liberalisierung des Gasmarkts auch Gashandelsgesellschaften börsengehandelte Gasmengen beziehen und an Vertriebsgesellschaften oder gewerbliche Kunden weiterveräußern. Diese Zwischenstufe muss von den Versorgern allerdings nicht zwingend genutzt werden. Nach der weitgehenden Vereinheitli-

⁴⁷ Bayernets GmbH, Fluxys TENP TSO S.p.A., GASCADE Gastransport GmbH, Gastransport Nord GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, jordgasTransport GmbH, Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, Nowega GmbH, ONTRAS – VNG Gastransport GmbH, OPAL NEL TRANSPORT GmbH, Open Grid Europe GmbH, terranets bw GmbH, Thyssengas GmbH

chung der Marktgebiete existieren in Deutschland mittlerweile nur noch zwei Marktgebiete, in denen laut BDEW rund 60 Gashändler aktiv sind (BDEW 2012).

Von den Ferngasleitungsbetreibern wird das Erdgas entweder an Verteilnetzbetreiber übergeben oder direkt an große Endverbraucher (z.B. Industriebetriebe, Kraftwerke) abgegeben. Nach Angaben der Bundesnetzagentur bezogen Ende 2009 867 Endverbraucher aus Industrie- und Gewerbe ihr Erdgas (262 TWh) direkt aus den Fernleitungsnetzen. Das übrige Erdgas wurde in die Verteilnetze eingespeist und von den rund 700 Verteilnetzbetreibern⁴⁸, in der Regel die örtlichen Stadtwerke und Energieversorger, an die Endverbraucher geliefert. Dabei wurden rund 13.5 Mio. Endverbraucher, 2.1 Mio. Verbraucher aus dem Bereich Industrie- und Gewerbekunden und 11.4 Mio. Haushaltskunden, mit Erdgas versorgt. Mengenmäßig entfielen dabei auf die Industrie- und Gewerbekunden 418 TWh, auf die Haushaltskunden 234 TWh Erdgas (Bundesnetzagentur, 2010).

Die Vertriebsstrukturen für Erdgas ähneln der Erdgasnetzstruktur (vgl. Abb. 6). Auf der obersten Stufe stehen 7 überregionale Ferngasunternehmen, die Erdgas in Deutschland fördern oder Erdgas aus anderen Ländern importieren. Diese verkaufen ihr Erdgas entweder an Letztkunden (industrielle Großkunden und Kraftwerksbetreiber) oder an eines von acht regionalen Ferngasunternehmen⁴⁹. Die regionalen Ferngasunternehmen wiederum geben ihr Erdgas entweder ebenso wie die überregionalen Ferngasunternehmen an industrielle Großkunden und Kraftwerksbetreiber oder – zum Teil über die Gashandelsgesellschaften – an Regional- und Ortsgasunternehmen, in der Regel örtliche Stadtwerke und Energieversorger, ab. Bei den börslich gehandelten Gasmengen handelt es sich allerdings nicht um physikalische Gasströme von einem bestimmten Ein- zu einem Ausspeisepunkt. Stattdessen müssen Bilanzkreisverantwortliche – ähnlich wie im Stromnetz – für einen Ausgleich lokaler Angebots- oder Nachfrageschwankungen sorgen.

Die Regional- und Ortsgasunternehmen sind dann für den Vertrieb an Letztkunden (Industrie und Haushalte) zuständig. Insgesamt sind etwa 850 Erdgaslieferanten in Deutschland tätig (BDEW, 2012).

Die Rechtslage zum Unbundling im Energiebereich in Europa erfordert auch im Bereich des Erdgasnetzes eine Trennung zwischen Netzbetreiber und Gashändler, um Wettbewerbsverzerrungen zu verhindern. Eine Folge des Unbundlings ist, dass Gashändler (insbesondere Ferngasgesellschaften), die zunächst ihre Erdgasnetze in Tochtergesellschaften ausgegliedert haben, zunehmend auch einen Anreiz haben ihre Netze zu verkaufen. So hat die australische Bank Macquarie 2011 die Ferngasnetzsparte der RWE AG, Thyssengas sowie das Ferngasnetz von E.ON Ruhrgas, die

⁴⁸ Eine aktuelle Liste der Gasnetzbetreiber in Deutschland ist bei der Bundesnetzagentur verfügbar, unter:

http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/AllgemeineInformationen/UebersichtStromUndGasnetzbetreiber/uebersichtstromundgasnetzbetreiber_node.html.

⁴⁹ Gasversorgung Süddeutschland GmbH, Gasunion GmbH, Bayerngas GmbH, EWE Aktiengesellschaft, Avacon AG, Ferngas Nordbayern GmbH, Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen-Sachsen mgH, Saar Ferngas AG

Open Grid Europe, übernommen. Auch wenn diese Entwicklung im Bereich der Regional- und Ortsgasunternehmen, die oftmals gleichzeitig auch die Verteilnetzbetreiber sind, so noch nicht in stärkerem Ausmaß zu beobachten ist, scheint es aufgrund der eigentumsrechtlichen Strukturen im Bereich der Gasunternehmen sinnvoller zu sein, die Regulierung auf dieser Ebene beim Vertrieb und nicht beim Transport anzusiedeln.

3.3.3.3 Regulierung unter dem Energiesteuergesetz

Bei Erdgas gilt das Steueraussetzungsverfahren nicht. Die Steuer entsteht hier erst dann, wenn geliefertes oder selbst erzeugtes Erdgas aus dem Leitungsnetz entnommen wird.⁵⁰ Gasgewinnungsbetriebe und Gaslager gelten als dem Leitungsnetz zugehörig, wobei der dortige Verbrauch als Entnahme gilt.⁵¹

Steuerschuldner ist der Lieferer, wenn er im Steuergebiet ansässig ist und das gelieferte Erdgas nicht durch einen anderen Lieferer entnommen wird, andernfalls derjenige, der das Erdgas aus dem Leitungsnetz entnimmt.⁵² Anders als bei anderen Energieerzeugnissen bedarf der Lieferer als Steuerschuldner keiner besonderen Erlaubnis; er muss eine Lieferung und den Eigenverbrauch aber vorher beim Hauptzollamt anmelden.⁵³ Außerdem kann er beantragen, dass er nicht als Lieferer gilt; bei entsprechender Zulassung gilt das an ihn gelieferte Erdgas als aus dem Leitungsnetz entnommen.⁵⁴

Während die Letztverbraucher der Ferngasunternehmen in der Regel Industrie- und Kraftwerkskunden sind, geben die Regional- und Ortsgasunternehmen ihr Erdgas vermehrt an Haushaltskunden, z.T. jedoch auch an Industrie- und Gewerbekunden ab. Laut Bundesfinanzdirektion Südwest waren 2011 1356 Unternehmen im Bereich Erdgas steuerpflichtig. Dazu gehören neben den rund 850 Erdgasversorgern (BDEW 2012) demnach auch etwa 500 Selbstverbraucher, industrielle Verbraucher und Kraftwerksbetreiber mit eigenem Zugang zu Hoch- und Mitteldruckerdgasnetzen (Ferngasnetz) sowie die Gashandelsgesellschaften, soweit sie direkt an Endverbraucher liefern.

Die Besteuerung von Flüssiggas ist im Energiesteuergesetz gemeinsam mit Mineralöl geregelt, so dass die entsprechende Betrachtung im folgenden Kapitel stattfindet.

3.3.3.4 Upstream-Regulierungsmöglichkeiten für Erdgas

In der frühen Literatur zum Emissionshandel (vergl. z.B. Bader 2000) wird für Erdgas in der Regel eine Regulierung auf der Ebene der Produzenten und Importeure vorgeschlagen. Hier ist eine vollständige Erfassung der Mengenströme gewährleistet. Für diesen Ansatz sprechen zwei Aspekte: Einerseits ist hier eine relativ vollständige

⁵⁰ § 38 Absatz 1 Satz 1 EnergieStG.

⁵¹ § 38 Absatz 1 Satz 2 EnergieStG.

⁵² § 38 Absatz 2 EnergieStG.

⁵³ § 38 Absatz 3 EnergieStG.

⁵⁴ § 38 Absatz 4 EnergieStG.

Erfassung der Mengenströme (inkl. möglicher Leckagen beim Weitertransport) gewährleistet. Andererseits sind nur sehr wenige zertifizierungspflichtige Akteure betroffen.

Eine Ausnahme von der Zertifizierungspflicht für bereits im Downstream-ETS regulierte Unternehmen ist jedoch relativ aufwendig, weil zuerst der gesamte Erdgasverbrauch upstream erfasst wird und dann wieder downstream von der Regulierung ausgenommen werden muss.

Jedoch ist hier die Zahl der steuerpflichtigen Akteure und damit der Akteursbedingten Transaktionskosten deutlich höher, weil die Abgabe von z.B. Erdgas an steuerpflichtige Endverbraucher durch eine Vielzahl verschiedener Unternehmen geschieht. Der Verbraucher-nähere Ansatzpunkt könnte auch vor dem Hintergrund der Abgrenzung zwischen Upstream- und Downstream-regulierten Energiemengen von Vorteil sein. Insgesamt konnte im Rahmen des vorliegenden Projektes keine abschließende Klärung darüber erreicht werden, welcher Ansatzpunkt der geeignetere ist.

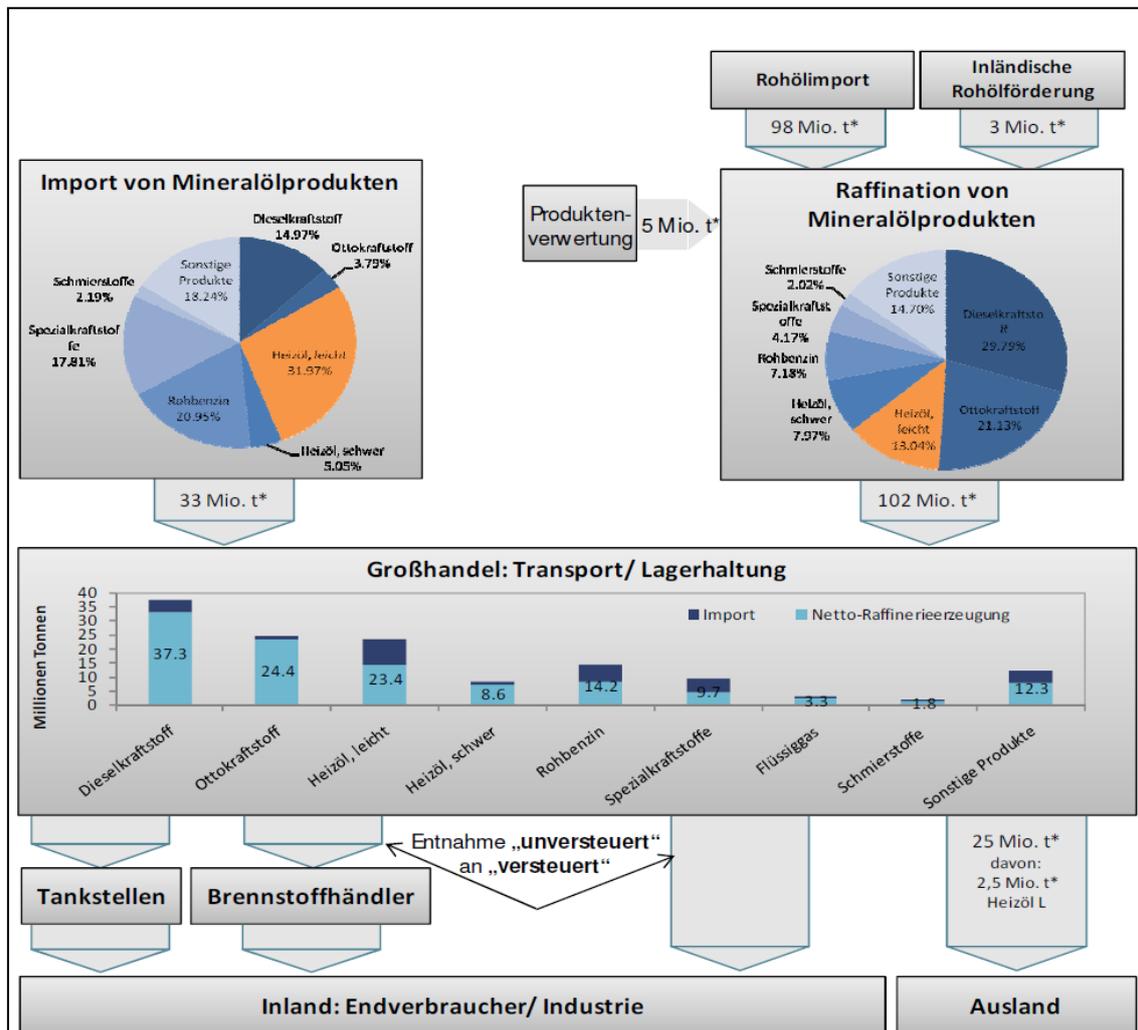
3.3.4 Erdöl/ Mineralölprodukte

Mineralöl ist der wichtigste Energieträger in Deutschland. 2011 wurden in Deutschland rund 103 Mio. t Mineralölprodukte abgesetzt. Von den etwa 95 Mio. t Rohöl, das in deutschen Raffinerien verarbeitet wurde, wurden 97 % aus Drittländern importiert. Wichtigste Importeure im Jahr 2012 sind bislang Russland, Großbritannien, Norwegen, Libyen und Nigeria. Diese fünf Förderländer steuern laut den Rohöldata des BAFA knapp 80 % der deutschen Rohölimporte bei. Nur knapp 3 % des in Deutschland verwendeten Rohöls stammen aus inländischer Förderung. Diese findet hauptsächlich in Niedersachsen und Schleswig-Holstein statt.

Die Weiterarbeitung des Rohöls erfolgt in derzeit 17 Raffinerien. Neben den in deutschen Raffinerien erzeugten Mineralölprodukten wurden fast 25 % der Nachfrage über Einfuhren gedeckt. Die Ausfuhr von Mineralölprodukten betrug dagegen nur etwa 18 % des Gesamtaufkommens, so dass 2011 ein Importsaldo in Höhe von 12 Mio. t Mineralölprodukten oder gut 10 % des Verbrauchs an Mineralölprodukten bestand.

Haupteinsatzgebiet für Mineralölprodukte ist der Verkehrssektor. Diesel- und Ottokraftstoffe haben einen Anteil von fast 50 % an den in Deutschland hergestellten und importierten Mineralölprodukten (vgl. Abb. 7), während das im Haushaltsbereich eingesetzte leichte Heizöl einen Anteil von etwa 17 % aufweist.

Abb. 7: Wertschöpfungskette in der Mineralölwirtschaft in Deutschland 2010



Quelle: BAFA, 2010

Bei Erdöl/ Mineralöl kommt grundsätzlich eine Regulierung auf vier Ebenen in Frage: die Produktion bzw. der Import von Rohöl, der Transport von Rohöl, die Umwandlung von Rohöl in höherwertige Mineralölprodukte und der Transport und Vertrieb von Mineralölprodukten.

3.3.4.1 Regulierung auf Ebene der Produzenten/ Importeure

Aufgrund der sehr geringen heimischen Vorkommen von Erdöl in Deutschland wird die überwiegende Menge des in Deutschland weiterverarbeiteten Erdöls aus Drittländern importiert. Als Importeure fungieren dabei die großen Mineralölgesellschaften. Der Import von Mineralöl findet sowohl auf dem Seeweg als auch über Pipelines statt. Derzeit existieren fünf grenzüberschreitende Pipelinerouten (RRP Rotterdam-Rhein, SPSE Fos-sur-Mer (Mittelmeer)-Karlsruhe, TAL Triest-Ingolstadt, MERO Ingolstadt-Tschechien, Druzhba-Pipeline Russland-Schwedt). Weiterhin sind die Hochseehäfen in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Rostock an das deutsche Pipeline-Netzwerk angebunden.

Die inländische Förderung findet an 56 Förderstätten statt. Vier Fördergesellschaften treten hierbei als inländische Produzenten auf. Alle Erdölproduzenten und Rohölimporteure sind im Erdölbevorratungsverband zusammengeschlossen, da sie nach Erdölbevorratungsgesetz (ErdölBevG) zur Bildung einer Rohölreserve für den Krisenfall sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen verpflichtet sind.

Da eine Weiterverarbeitung erst in der Raffinerie stattfindet, ist der endgültige Verwendungszweck des Rohöls auf der Ebene der Produzenten und Importeure noch nicht bestimmbar. Auch weist Rohöl abhängig von seiner Herkunft stark schwankende chemische Eigenschaften (Zusammensetzung, Brennwert, Siedepunkt, Schwermetallgehalt) auf. Eine Regulierung auf dieser Ebene erscheint daher nicht zweckmäßig. Die Möglichkeit zur Zuordnung nach einzelnen Einsatzzwecken wird erst ab der Raffinerie möglich, ebenso wie eine genaue Bestimmung der mit dem energetischen Einsatz des Rohöls verbundenen CO₂-Emissionen.

Regulierung auf Ebene des Transports von Erdöl/ Rohöl

Wie vorangegangen beschrieben findet ein Transport von Rohöl lediglich von den Förderstätten beziehungsweise den Importpunkten zur Weiterverarbeitung in Raffinerien statt. Aus den für Produzenten und Importeure genannten Gründen erscheint auch eine Regulierung auf der Ebene des Transports nicht zweckmäßig. Außerdem befindet sich das Rohöl während des Transports weiterhin im Besitz der Mineralölgesellschaft und geht nicht in das Eigentum der Pipelinebetreiber über, so dass sich hier – ähnlich wie beim Erdgas - eigentumsrechtliche Probleme ergeben können.

3.3.4.2 Regulierung auf Ebene der Umwandlung von Rohöl

Die Umwandlung von Rohöl zu Mineralölprodukten, die an Endverbraucher abgegeben werden können, findet in derzeit 17 Raffinerien statt. Ein nicht unbedeutender Anteil der Raffinerie-Produkte ist hierbei allerdings für den Export sowie für den Einsatz in bereits durch das Downstream-System erfassten Verbrauchern (Flugverkehr, Industriekunden) bestimmt.

In der Raffinerie wird das Rohöl in unterschiedlich hoch siedende Fraktionen destilliert. Gleichzeitig erfolgen auf dieser Verarbeitungsstufe Aufbereitungsschritte wie die Entschwefelung und die Beseitigung von unerwünschten Komponenten wie Schwermetallen sowie die Anpassung bzw. Erhöhung der Oktanzahl. Die mengenmäßig wichtigsten Produkte des Raffinerieprozesses sind Motorenkraftstoffe (Benzin, Diesel) und leichtes Heizöl. Weiterhin werden Rohbenzin für die Petrochemie, Kerosin für die Luftfahrt sowie eine große Anzahl weiterer Produkte (jedoch mit deutlich geringeren Produktionsanteilen) hergestellt. Leichtes Heizöl entspricht von der Zusammensetzung her Dieselkraftstoff, wird aber aufgrund der steuerlichen Andersstellung in der Raffinerie mit einem Farbstoff versehen, um einem Einsatz in Kraftfahrzeugen vorzubeugen.

Somit ist auf dieser Ebene eine Unterscheidung von Mineralölprodukten für den Einsatz im Verkehrssektor möglich. Weiterhin befindet sich das Rohöl auch während der Verarbeitung in der Raffinerie noch im Besitz der Mineralölgesellschaft,

die dieses in der Regel importiert bzw. von der Fördergesellschaft erwirbt. Somit bleibt die Zahl der zu regulierenden Akteure gering.

3.3.4.3 Regulierung auf Ebene des Transports und Vertriebs von Mineralölprodukten

Von der Raffinerie erfolgt für den Großteil der in den zu regulierenden Sektoren verbrauchten Mineralölprodukte ein Transport per Tanklastwagen zu Zwischenlagern oder Endabgabestellen.

Die Zahl der Steuerlager beträgt nach Auskunft der Bundesfinanzdirektion Südwest 651. Eine genaue Differenzierung nach Lagern für Heizöl und für Kraftstoffe ist hierbei nicht möglich, es kann aber davon ausgegangen werden, dass etwa die Hälfte der Lager für Heizöl vorgesehen sind. Weiterhin wird die Zahl der Lagerinhaber mit 519, die Zahl der Einlagerer mit 132 (Stand März 2011) angegeben. Die Abgabe an Letztverbraucher erfolgt dann über ca. 14.000 Tankstellen sowie knapp 2.000 Brennstoffhändler.

3.3.4.4 Regulierung von Flüssiggas (LPG)

Neben Erdgas und Mineralölprodukten stellt Flüssiggas einen weiteren Energieträger dar, der gegebenenfalls unter einen Upstream-Emissionshandel fällt. Unter dem Begriff Flüssiggas werden die Gase Propan und Butan zusammengefasst, die sich bereits unter niedrigem Druck bei Zimmertemperatur im flüssigen Aggregatzustand befinden. Flüssiggas fällt sowohl bei der Erdgasförderung als auch bei der Herstellung von Mineralölprodukten in Raffinerien an und wird über Abgabestationen beziehungsweise in Flaschen an Endverbraucher abgegeben. Darüber hinaus wird Flüssiggas als Eingangsstoff in der chemischen Industrie eingesetzt. Der Transport erfolgt in der Regel über Kesselwagen zu Abgabestationen.

Verwendung findet Flüssiggas (Propan) vor allem als Brennstoff zur Energieversorgung (Wärmebereitstellung) in Haushalten und Industrie sowie als Treibgas zum Antrieb von Gabelstaplern und als Autogas. Weiterhin wird vor allem Butan als Eingangsstoff in der chemischen Industrie verwendet.

Da der Transport von Flüssiggasprodukten nicht leitungsgebunden erfolgt und die Abgabe an Endverbraucher in der Regel über Brennstofflager erfolgt, ist eine vollständige Erfassung des eingesetzten Brennstoffes wie auch bei Mineralölprodukten vorstellbar. Hierfür müssten die etwa 140 Füllstationen für Tankwagen und Gasflaschen, die laut Jahresbericht 2011 des Deutschen Verbands Flüssiggas e.V. (DVFG) bestehen, einer Zertifikatspflicht im Rahmen des Upstream-Emissionshandels unterworfen werden. Auch erscheint eine Zertifikatspflicht der Produzenten (Erdgasförderung und Raffinerien) und Importeure möglich, jedoch kann hier keine Trennung nach Einsatzzweck (Energieversorgung oder Eingangsstoff für die chemische Industrie) gewährleistet werden. Daher sollte eine Zertifikatspflicht für Flüssiggas bei den Füllstationen ansetzen, um eine Erfassung von Flüssiggas für den Einsatz als Energieträger zu gewährleisten.

3.3.4.5 Regulierung unter dem Energiesteuergesetz

Unter dem Energiesteuergesetz werden Mineralöl und Flüssiggas bei der Besteuerung zusammengefasst. Für Mineralöl und Flüssiggas sowie weitere Energieerzeugnisse nach § 4 EnergieStG gelten die Bestimmungen des Kapitels 2 für Energieerzeugnisse außer Kohle und Erdgas, durch die die Regelungen der Systemrichtlinie umgesetzt werden.

Nach den Vorgaben der Verbrauchsteuer-Systemrichtlinie entsteht die Steuer bei einer Entnahme in den steuerrechtlich freien Verkehr. Dazu gehören die Entfernung aus dem Steuerlager, ohne dass sich ein weiteres Steueraussetzungsverfahren anschließt, sowie die Entnahme zum Ge- oder Verbrauch innerhalb des Steuerlagers.⁵⁵ Steuerschuldner ist der Steuerlagerinhaber.⁵⁶

Steuerlager für Energieerzeugnisse sind Herstellungsbetriebe und Lager für Energieerzeugnisse.⁵⁷ Um ein Steuerlager betreiben zu dürfen, muss eine Erlaubnis des Hauptzollamtes eingeholt werden.⁵⁸

Ein Lager für Energieerzeugnisse muss einem der folgenden Zwecke dienen: Großhandel, Großhandelsvertrieb eines Herstellers, Mischen von Energieerzeugnissen, Versorgung von Verwendern mit steuerfreien Energieerzeugnissen oder der Abgabe bestimmter Flüssiggase oder Gasöle dienen.⁵⁹

Bei Mineralölprodukten erfolgt eine Versteuerung somit in der Regel bei Auslieferung an Tankstellen, Brennstoffhändler bzw. Letztverbraucher, sofern diese direkt vom Steuerlager aus versorgt werden. Die Versteuerung setzt hier – wie beim Erdgas – beim Letztverkäufer an. Wie im vorangehenden Abschnitt dargelegt betrug die Zahl der Steuerlager im März 2011 651, wobei etwa die Hälfte der Lager für Heizöl, die andere Hälfte für Kraftstoffe vorgesehen ist.

Händler und Hersteller können in einem Steuerlager zeitlich unbegrenzt der Steuer unterliegende Energieerzeugnisse lagern. Erst bei der Entnahme werden die Energieerzeugnisse gemäß EnergieStG besteuert, sofern keine Steuerbefreiung vorgesehen ist. Außerdem entsteht die Steuer im Moment des Verbrauches innerhalb des Steuerlagers.⁶⁰

3.3.4.6 Upstream-Regulierungsmöglichkeiten für Mineralöl

Insgesamt scheint für Erdöl und Mineralölprodukte eine Regulierung auf der Ebene der Umwandlung von Rohöl (Raffinerie) bzw. bei den Importeuren von Mineralölprodukten oder auf der Ebene des Vertriebs von Mineralölprodukten sinnvoll, da hier eine Erfassung nach Einsatzzwecken möglich ist. Auf vorgelagerten Stufen lässt

⁵⁵ § 8 Abs. 1 EnergieStG.

⁵⁶ § 8 Abs. 2 EnergieStG.

⁵⁷ § 5 Abs. 2 i.V.m. §§ 6 und 7 EnergieStG.

⁵⁸ § 5 Absatz 3 EnergieStG, § 12 Abs. 2 Finanzverwaltungsgesetz (FVG).

⁵⁹ § 7 Abs. 1 i.V.m. § 2 Abs. 1 Nr. 8 Buchstabe a, Abs. 2 Nr. 2 oder Abs. 3 EnergieStG.

⁶⁰ § 8 Abs. 1 S. 1 Alt. 2 EnergieStG

sich der Rohöleinsatz noch nicht den verschiedenen Verwendungszwecken (z.B. Kerosin, Heizöl oder Ottokraftstoff) zuordnen, so dass eine Zuordnung der zu erwartenden Emissionen nicht möglich ist.

Bei einer Regelung auf der Ebene des Vertriebs erfolgt diese analog zum Energies-teuergesetz. Allerdings ist auch hier die Zahl der Steuerlager relativ hoch, während die Zahl der Raffinerien und Mineralölimporteure deutlich geringer ausfällt.

3.3.5 Zwischenfazit

In der frühen Literatur zum Upstream-Emissionshandel (vergl. z.B. Bader 2000) wird in der Regel vorgeschlagen, die Erfassung der Emissionen möglichst weit upstream also z.B. für Erdgas auf der Ebene der Produzenten und Importeure zu regeln. Für diesen Ansatz sprechen zwei Aspekte: Einerseits ist hier eine relativ vollständige Erfassung der Mengenströme (inkl. möglicher Leckagen beim Weitertransport) gewährleistet. Andererseits sind nur sehr wenige zertifikatspflichtige Akteure betroffen.

Dieser Ansatz ist insbesondere bei einer „Greenfield-Implementierung“ eines Upstream-Ansatzes sinnvoll. Also dann, wenn sonst noch keine Instrumente in den betroffenen Sektoren eingeführt worden sind. Würde ein Upstream-Emissionshandel jetzt eingeführt, handelt es sich aber um eine „Brownfield-Implementierung“. Der Upstream-Emissionshandel trifft also auf schon bestehende Instrumente. Hier sind insbesondere der Downstream-Emissionshandel und die Energiesteuer relevant.

In dieser Situation kann es sinnvoller sein, nicht bei den Importeuren und Produzenten anzusetzen, sondern auf der Ebene der Vertriebe, die auch energiesteuerpflichtig sind. Hier könnte auf die vorhandenen Verwaltungsstrukturen und Verfahren für die Energiesteuer zurückgegriffen werden. Jedoch ist hier die Zahl der steuerpflichtigen Akteure und damit der Akteurs-bedingten Transaktionskosten deutlich höher, weil die Abgabe von z.B. Erdgas an steuerpflichtige Endverbraucher durch eine Vielzahl verschiedener Unternehmen geschieht. Der Verbraucher-nähere Ansatzpunkt könnte auch vor dem Hintergrund der Abgrenzung zwischen Upstream- und Downstream-regulierten Energiemengen von Vorteil sein. Insgesamt konnte im Rahmen des vorliegenden Projektes keine abschließende Klärung darüber erreicht werden, welcher Ansatzpunkt der geeignetere ist. Für zukünftige Untersuchungen wird empfohlen ein besonderes Augenmerk auf diesen Punkt und die Möglichkeiten, die sich durch die Energiesteuer ergeben, zu legen.

3.4 Abgrenzung der Erfassung und Mehrfacherfassung von Emissionen (Doppelzählung)

In einem Upstream-Emissionshandel sollen die mit dem Verbrauch von Brennstoffen verbundenen Emissionen auf einer sehr frühen Ebene des Inverkehrbringens erfasst werden. In einem frühen Stadium des Inverkehrbringens steht aber häufig noch nicht fest, wofür die Erzeugnisse verwendet werden. Das gilt insbesondere für Rohstoffe und Vorprodukte, die zu verschiedenen Erzeugnissen weiter verarbeitet werden können. Aber auch Enderzeugnisse können für verschiedene Verwendungszwecke in Betracht kommen (z.B. Mineralölprodukte für die Verbrennung oder zur Her-

stellung von Kunststoffen). Schließlich muss auch innerhalb des jeweiligen Verwendungszweckes geklärt werden, wie Brennstoffe, die exportiert oder nur durch das Inland befördert, aber erst im Ausland verwendet werden und damit nur dort zu CO₂-Emissionen führen, rechtlich erfasst werden sollen, damit sie nicht unzulässiger- bzw. unerwünschterweise durch den Upstream-Emissionshandel belastet werden.

Dafür muss zunächst definiert werden, auf welcher Stufe und in welchem Stadium (als Roh-, Vor-, Zwischen- oder Endprodukt) die Brennstoffe erfasst werden. Dafür liegt es wiederum nahe, zu prüfen, ob sich die Klassifizierung der Erzeugnisse durch die Kombinierte Nomenklatur (KN), die für die Energiebesteuerung herangezogen wird, auch für den Upstream-Emissionshandel eignet. Je spezifischer die Erfassung der Erzeugnisse erfolgen kann, desto weniger Ausnahmen von der Zertifikatpflicht sind später für solche Verwendungen erforderlich, die dem Upstream-Emissionshandel nicht unterfallen sollen. Soll beispielsweise der Verkehrssektor nicht einbezogen werden, ist eine Ausnahme für Dieselkraftstoffe erforderlich, wenn sie auf einer Stufe erfasst werden, in der Heizöl und Dieselkraftstoffe noch gemeinsam erfasst sind. Ist eine spezifische Erfassung von Heizöl möglich, bedarf es insoweit keiner Ausnahmeregelungen.

Werden die jeweils erfassten Erzeugnisse auch zu Zwecken verwendet, die dem Upstream-Emissionshandel nicht unterfallen sollen, sind entsprechende Ausnahmeregelungen erforderlich. Das gilt insbesondere für die Verwendung von Brennstoffen in Anlagen, die dem Downstream-Emissionshandel unterfallen.

Eine zentrale Herausforderung, die sich bei der Einführung eines Upstream-Downstream-Hybrid-Systems ergibt, ist eine Mehrfacherfassung von Emissionen (Doppelzählung) weitgehend zu vermeiden, um die rechtliche Zulässigkeit zu gewährleisten. Ein sachlicher Grund, der eine solche Doppelbelastung rechtfertigen würde (siehe 5.2.4.3.3) liegt nämlich nicht vor. Doppelzählungen widersprechen im Gegenteil sogar der Intention eines ETS, über Marktmechanismen eine Emissionsreduzierung zu den volkswirtschaftlich geringsten Kosten zu ermöglichen. Doppelzählungen wären daher beispielsweise unterhalb gewisser Bagatellgrenzen zulässig, wenn der administrative Aufwand zu deren Verhinderung höher ist als die hieraus erwachsene Belastung (siehe 5.2.4.3.3). Dies könnte beispielsweise bei einer mit Erdgas betriebenen Stützfeuerung in einem Kohlekraftwerk der Fall sein. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass durch die Abgrenzungen und Herausnahmen aus dem Regulierungsbereich keine Schlupflöcher entstehen, die es möglich machen, einer Regulierung unter dem ETS zu entgehen. Grundsätzlich ist zu differenzieren, ob es um Mehrfacherfassung zwischen upstream-regulierten Akteuren oder zwischen upstream- und downstream-regulierten Akteuren geht.

- Für den Fall, dass upstream-zertifikatspflichtige Akteure Brennstoffe an andere upstream-zertifikatspflichtige Akteure liefern, können entweder der Lieferant oder der Empfänger der Brennstoffe zertifikatspflichtig sein. Im Energiesteuergesetz ist in der Regel erst derjenige steuerpflichtig, der die Erzeugnisse in den steuerrechtlich freien Verkehr übergibt. In Australien ist ebenfalls vorgesehen, dass der Verkäufer zertifikatspflichtig ist. Nach Maß-

gabe der Ergebnisse zur Bestimmung des zertifikatpflichtigen Akteurs (Kapitel 3.3) wird diese Option vorerst präferiert. Hier sollen also nicht unterschiedliche Optionen diskutiert werden, da die weitaus relevantere Frage die der Vermeidung von Doppelzählungen zwischen den upstream- und den downstream-regulierten Akteuren ist.

- Für den Fall, dass upstream-zertifikatpflichtige Akteure Brennstoffe an downstream-zertifikatpflichtige Akteure liefern gibt die Emissionshandelsrichtlinie (ETS-RL) vor, dass der bestehende europäische Downstream-Emissionshandel unberührt bleibt. Zur Vermeidung von Doppelzählungen müsste deswegen die Abgabepflicht upstream ausgesetzt werden (vergleiche Kapitel 5.1.1.2). Ein Aussetzen der Abgabepflicht auf der Upstream-Ebene bedeutet, dass upstream-zertifikatpflichtige Akteure, die Brennstoffe an downstream-zertifikatpflichtige Akteure liefern, für diese Mengen keiner Abgabepflicht unterliegen. Beispielsweise müsste ein Erdgashändler, der Erdgas an ein emissionshandelspflichtiges Kraftwerk liefert, dann für diese Erdgasmenge keine Zertifikate abgeben.

Im Kapitel 3.3 wurde festgestellt, dass die Festlegung des zertifikatpflichtigen Akteurs analog zum Energiesteuergesetz bei allen drei Energieträgern eine mögliche Lösung wäre, die den Vorteil hat, dass bereits auf bestehende Systeme zurückgegriffen werden kann. Bei der Energiesteuer ist genauer zu prüfen, ob Doppelzählungen vorliegen.

Doppelzählungen würden insbesondere dann auftreten, wenn Anlagen, die dem Downstream-Emissionshandelssystem unterliegen, Brennstoffe beziehen für die Energiesteuer gezahlt wurde. Dieses Problem kann insbesondere bei Heizwerken auftreten. Wie nachfolgend noch dargestellt wird, sind die meisten Anlagen, die dem Downstream-Emissionshandelssystem unterliegen, nicht von der Energiesteuer erfasst oder befreit, so dass Doppelzählungen nicht vorliegen würden (z.B. bei den meisten KWK-Anlagen und Anlagen zur Stromerzeugung).

Es gibt jedoch Fälle, in denen Doppelzählungen auftreten würden, wie folgendes Beispiel verdeutlicht: Ein emissionshandelspflichtiges Heizwerk bezieht von einem Erdgashändler Erdgas zur Wärmeerzeugung. Der Erdgashändler muss die Erdgassteuer bezahlen und müsste zudem Zertifikate für das Erdgas abgeben, das er in Verkehr bringt. Weil das emissionshandelspflichtige Heizwerk ebenfalls Zertifikate im Downstream-Emissionshandel abgeben muss, würden die betroffenen Emissionen doppelt erfasst werden. Auch hier müsste der Emissionshandel upstream ausgesetzt werden, sofern es sich nicht nur um eine Doppelerfassung unterhalb einer gewissen Bagatellgrenzen handelt. Ein Erdgashändler, der Erdgas an eine emissionshandelspflichtige Anlage liefert, müsste dann für diese Erdgasmenge keine Zertifikate abgeben.

Beim Handel zwischen upstream-emissionshandelspflichtigen Akteuren müsste die Abgabepflicht ebenfalls beim Verkäufer der Brennstoffe ausgesetzt werden. Dies entspricht der Situation in Kalifornien und Australien, bei denen ebenfalls die Abgabepflicht upstream ausgesetzt werden soll.

Soweit Anlagen des Downstream-Emissionshandels gleichzeitig von der Energiesteuer befreit sind oder von Steuerentlastungen profitieren, kann für die Abgrenzung von Upstream- und Downstream-Emissionshandel zur Vermeidung von Doppelzahlungen innerhalb des Emissionshandels an das energiesteuerrechtliche Erfassungssystem angeknüpft werden. In Box 4.3 wird das System der Steuerbefreiungen und Steuerentlastungen im Energiesteuerrecht beschrieben. Es wird deutlich, dass viele Brennstoffströme von Anlagen des EU ETS im Energiesteuersystem bereits erfasst werden müssen, woran bei einem Upstream-Emissionshandel angeknüpft werden könnte.

Damit können die Transaktionskosten für ein separates emissionshandelsrechtliches Erfassungs- und Abgrenzungssystem reduziert werden. Hierdurch würde der administrative Aufwand bei der Einführung eines Upstream-Emissionshandels deutlich verringert. Letztlich muss die Abgrenzung für den Upstream-Emissionshandel aber autonom erfolgen; aus einer Befreiung oder Entlastung von der Energiesteuer folgt für sich allein noch keine Rechtfertigung einer entsprechenden Regelung im Upstream-Emissionshandel. Hierbei sollten grundsätzlich nur sehr wenige Befreiungs- und Entlastungstatbestände existieren, da hierdurch die Effizienz des Systems erhöht wird. Zur Vermeidung der Doppelzahlungen betrifft dies neben dem Export der Energieerzeugnisse in erster Linie den Brennstoff, der an Downstream-ETS-Anlagen geliefert wird.

Kasten 3.3 Steuerbefreiungen und Steuerentlastungen im Energiesteuergesetz

Eine abschließende Bewertung möglicher aktueller nicht gewollter Doppelbelastungen durch den Downstream-Emissionshandel und die Energiebesteuerung kann hier nicht gegeben werden. Insoweit sei auf den Forschungsbericht des Umweltbundesamtes „Weiterentwicklung des Emissionshandels – national und auf EU-Ebene“⁶¹ verwiesen.

Im Energiesteuerrecht erfolgt die Abgrenzung zwischen erfassten und nicht erfassten Verwendungszwecken durch Steuerbefreiungen und Steuerentlastungen. Innerhalb der erfassten Verwendungszwecke erfolgt eine weitere Differenzierung, indem unterschiedlich hohe Steuersätze bestimmt oder die Steuerentlastung nur teilweise gewährt wird.

Wer Energieerzeugnisse steuerfrei verwenden oder verteilen will, benötigt dafür eine besondere Erlaubnis.⁶² Steuerbefreiungen werden insbesondere gewährt

bei Mineralölerzeugnissen für die Verwendung zu anderen Zwecken als zur Verwendung als Kraft- oder Heizstoff, für bestimmte Eigenverbräuche von Herstellungsbetrieben sowie zur Verwendung für Schiff- und Luftfahrt,⁶³

bei Kohle für die Verwendung zu anderen Zwecken als zur Verwendung als Kraft- oder Heizstoff, für die Stromerzeugung und für die Verwendung als Heizstoff durch Unternehmen des Produzierenden Gewerbes,⁶⁴

bei Erdgas für die Aufrechterhaltung des Betriebes von Gasgewinnungsanlagen und für bestimmte Verwendungen des beim Kohleabbau aufgefangenen Erdgases.⁶⁵

Steuerentlastungen sind für alle Energieerzeugnisse einheitlich in Kapitel 5 EnergieStG geregelt. Die Steuerentlastung umfasst den Erlass, die Erstattung und die Vergütung einer entstandenen Steuer.⁶⁶ Der Entlastungsberechtigte ist typischerweise nicht der Steuerschuldner, sondern beispielsweise der Exporteur⁶⁷ oder derjenige, der bereits versteuerte Erzeugnisse für bestimmte steuervergünstigte Zwecke verwendet.⁶⁸

⁶¹ Wartmann/Klaus/Scharte/Harnisch/Heilmann/Bertenrath/Fischer, (2008); Weiterentwicklung des Handels mit Treibhausgasemissionsrechten in Deutschland und in der EU unter Berücksichtigung vorliegender Erfahrungen in anderen EU-Mitgliedstaaten, S. 64 ff. und S. 74. ff..

⁶² § 24 Abs. 2 EnergieStG für Energieerzeugnisse außer Kohle und Erdgas, § 37 Abs. 1 EnergieStG für Kohle und § 44 Abs. 1 EnergieStG für Erdgas.

⁶³ §§ 25 ff. EnergieStG.

⁶⁴ § 37 in Verbindung mit § 51 EnergieStG und § 2 Nr. 3 StromStG.

⁶⁵ § 44 EnergieStG.

⁶⁶ § 45 EnergieStG.

⁶⁷ § 46 Abs. 3 EnergieStG.

⁶⁸ Vgl. § 49 Abs. 3, § 51 Abs. 2, § 52 Abs. 2 EnergieStG.

Steuerentlastungen werden beispielsweise gewährt für bereits versteuerte Energieerzeugnisse, die aus dem Steuergebiet verbracht (exportiert) werden,⁶⁹ für nachweislich zu Heizzwecken verwendeten Dieselkraftstoff,⁷⁰ für die Verwendung in bestimmten Unternehmen des Produzierenden Gewerbes und der Land- und Forstwirtschaft,⁷¹ für Schiff- und Luftfahrt⁷² sowie für die Stromerzeugung in Anlagen mit einer Leistung von mehr als 2 MW und deren Verwendung in KWK-Anlagen.⁷³ Die Steuerentlastung setzt jeweils einen entsprechenden Antrag voraus.⁷⁴

Steuerentlastungen überschneiden sich damit teilweise mit Steuerbefreiungen. Diese Dopplung ermöglicht es, steuerbegünstigte Zwecke je nach Fallgestaltung entweder bereits beim Steuerpflichtigen selbst durch Steuerbefreiung oder erst beim jeweiligen Verwender durch Steuererstattung oder Steuervergütung zu berücksichtigen.

Die geregelten Steuerbefreiungen und Steuerentlastungen führen dazu, dass viele Anlagen des EU ETS (v.a. Stromerzeugungsanlagen und die energieintensive Industrie) entweder von der Energiesteuer befreit sind oder Steuerentlastungen beantragen können. Für Stromerzeugungsanlagen ist eine generelle Steuerentlastung⁷⁵ vorgesehen, Anlagen die Kohle zur Stromerzeugung nutzen, können sich sogar von der Steuer befreien lassen. Für KWK-Anlagen ist eine Steuerentlastung⁷⁶ bei einem Nutzungsgrad > 70 % möglich. Die Abgrenzung zwischen Emissionshandel und der Energiesteuer ist aber nicht exakt, weil im Emissionshandel ein Anlagenbezug verwendet wird und bei der Energiesteuer je nach Regelung ein Sektorbezug oder Unternehmensbezug angewendet wird.

3.5 Allokation von Inverkehrbringenszertifikaten

Bei einem Upstream-Emissionshandel ist es – wie schon beim bestehenden Downstream-Emissionshandel – denkbar, dass die Zertifikate an die regulierten Unternehmen kostenfrei (z.B. auf Basis historischer Aktivitätsgrößen) oder kostenpflichtig (z.B. über Versteigerungen) zugeteilt werden. Allerdings ergibt sich aus dem veränderten Ansatzpunkt bei einem Upstream-System gegenüber einem Downstream-System, dass die Emissionen nicht auf der regulierten Ebene freigesetzt werden, sondern erst auf nachgelagerten Schritten. Dementsprechend sind in der Regel auch die CO₂-Einsparoptionen nicht auf der Ebene der regulierten Akteure angesiedelt, sondern auf nachgelagerten Schritten der Wertschöpfungsketten. Um diese Einsparpotential zu realisieren, ist daher eine Weitergabe des Preissignals vom regulierten Akteur zu den CO₂-Emittenten notwendig. Daraus ergeben sich zwei Schluss-

⁶⁹ § 46 EnergieStG.

⁷⁰ § 49 EnergieStG.

⁷¹ §§ 51 und 54 EnergieStG in Verbindung mit § 2 Nr. 3 StromStG, § 57 EnergieStG.

⁷² § 52 EnergieStG.

⁷³ § 53 EnergieStG.

⁷⁴ Vgl. die vorgenannten Regelungen für die einzelnen Entlastungsgründe.

⁷⁵ § 3 Abs. 1 Satz 1 EnergieStG.

⁷⁶ § 53 in Verbindung mit Abs. 3 Satz 1.

folgerungen für eine kostenfreie Zuteilung von Emissionszertifikaten: Für den Fall, dass die Weitergabe des Preissignals vom regulierten Akteur an die nachfolgenden Unternehmen möglich ist, würde eine kostenfreie Zertifikatzuteilung (ähnlich den Erfahrungen im Stromsektor in der ersten Handelsperiode des EU ETS, vergleiche Öko-Institut 2011) zu Windfallprofits auf Ebene der regulierten Akteure führen und damit zu ungewollten Verteilungseffekten. Sollte dagegen ein upstream-regulierter Akteur nicht in der Lage sein, die Kosten und damit das Preissignal an die nachgelagerten CO₂-Emittenten weiterzureichen, könnte eine kostenfreie Zuteilung zwar vor hohen zusätzlichen Kosten schützen. Allerdings müsste in diesem Fall grundsätzlich darüber nachgedacht werden, ob ein Upstream-Emissionshandel das richtige Instrument ist, weil nicht davon ausgegangen werden kann, dass in diesem Fall durch das Instrument CO₂-Einsparungen in diesem Bereich angereizt werden. Dementsprechend gibt es in einem Upstream-Emissionshandel keine spezifischen Gründe für eine kostenfreie Zuteilung von Emissionszertifikaten.

Wenn ggf. aus sozialen Gründen oder wegen des internationalen Wettbewerbs unerwünschte Effekte durch die Regulierung entstehen, kommen in besonderen Ausnahmefällen Kompensationszahlungen für betroffene Akteure auf nachgelagerten Stufen in Frage.

3.6 Regionale Ausdehnung und Verknüpfung mit dem Downstream-System

Dieser Abschnitt stellt verschiedene Möglichkeiten der Verknüpfung des Upstream-Emissionshandels mit dem Downstream-System dar.

Diese Frage betrifft zwei Ebenen:

- Zum einen könnte ein Upstream-Ansatz mit dem bestehenden Downstream-Emissionshandel verknüpft (offenes System) oder nicht verknüpft (geschlossenes System) werden;
- Zum anderen wäre es jeweils denkbar einen Upstream-Ansatz nur national in Deutschland oder europaweit einzuführen.

Die in Tab. 8 aufgeführten Optionen entstehen als Kombinationen der Verknüpfungs- und Anbindungsoptionen.

Tab. 8 Mögliche Ausgestaltungen des Upstream-Emissionshandels hinsichtlich der regionalen Ausdehnung sowie der Anbindung an das EU ETS.

		Verknüpfung mit Downstream-System	
		Geschlossenes System	Offenes System
Regionale	Nationaler Upstream-ETS	Geschlossenes nationales Upstream-System ohne Anbindung EU ETS	Offenes nationales Upstream-System mit Anbindung EU ETS
	EU Upstream-ETS	Geschlossenes EU-weites Upstream-System ohne Anbindung EU ETS	Offenes EU-weites Upstream-System mit Anbindung EU ETS

Quelle: Eigene Darstellung

Im Folgenden werden drei der vier oben aufgeführten Optionen vorgestellt. Dies sind ein nationales System ohne bzw. mit teilweiser Anbindung an das EU ETS (Optionen 1, 1a und 2) und ein EU-weites offenes Upstream-System (Option 3). Die Opti-

on eines EU-weiten geschlossenen Upstream-Systems wird nicht näher diskutiert, weil davon ausgegangen werden kann, dass eine europäische Option realistisch immer auf eine Kopplung mit dem bestehenden EU ETS hinauslaufen würde.

Option 1: Geschlossenes System in Deutschland ohne Verknüpfung zum EU ETS

In einem geschlossenen System muss ein eigener Zertifikatetyp geschaffen werden, der im EU ETS nicht anrechnungsfähig wäre.⁷⁷ Relevante nationale Ausgestaltungsoptionen sind insbesondere die Festlegung des Caps, die jährliche Absenkung des Caps und die Möglichkeit der Nutzung von Offsets. Es wird vorgeschlagen in dieser Ausgestaltungsoption des geschlossenen Systems keine Offset-Nutzung (CER/ERU) zu diskutieren, da es ja das Wesen eines geschlossenen Systems ist, dass keine Zertifikate von außen in das System gelangen können. Für die Festlegung des Caps erscheint es sinnvoll die Ziele aus dem Energiekonzept der Bundesregierung zu übernehmen (80 % bis 95 % Minderung bis 2050 im Vergleich zum Jahr 1990 (BMW & BMU, 2010)). Allerdings bleibt festzustellen welcher Anteil der unter das Effort-Sharing in den nicht-ETS-Bereich fallenden Emissionen von einem Upstream-System erfasst wird.

Option 1a: Halboffenes System in Deutschland mit der Möglichkeit EUAs aus dem Downstream-EU ETS zu importieren

Der einzige Unterschied im Vergleich zum nationalen geschlossenen System (Option 1) besteht darin, dass zusätzlich eingeschränkt oder uneingeschränkt EUAs aus dem Downstream-ETS zur Abgabepflicht genutzt werden können (ähnlich wie beim Flugverkehr wären Importe von Zertifikaten in das Downstream-ETS dagegen nicht möglich). Diese Option könnte die Gefahr volatiler/hoher Preise bei ambitionierten Minderungszielen dämpfen.

Option 2: Upstream-System in Deutschland oder mehreren Mitgliedsstaaten mit einer Anbindung an das EU ETS

Ein Upstream-System in Deutschland oder in mehreren Mitgliedsstaaten, welche sich zu solch einem Schritt entschließen, mit einer in beide Richtungen offenen Anbindung an das EU ETS könnte wie folgt ausgestaltet sein:

Die Einbeziehung von weiteren Akteuren durch einen Upstream-Ansatz in den bestehenden Downstream-Emissionshandel ist gemäß Art. 24 Absatz 1 ETS-RL mit Billigung der Kommission möglich (siehe Kapitel 5.1.1.2). Von Vorteil wäre, dass in diesem Fall eine Reihe von Regelungen aus der ETS-RL automatisch übernommen werden könnten. Dies beinhaltet:

- Die Übernahme des linearen Reduktionsfaktors in Höhe von 1.74 % aus Art. 9 ETS-RL. In Art. 9a ETS-RL ist dargelegt, dass für neue Sektoren, die 2008 bis 2012 nach Art. 24 in den ETS hereingeeingliedert werden, der lineare Reduktionsfaktor in Höhe von 1.74 % gilt. Eine analoge Regelung existiert auch für neue Anlagen, die ab 2013 am ETS teilnehmen (Art. 9a (2) ETS-RL). Es wäre

⁷⁷ Die Zertifikate könnten z.B. DUA (Deutsche Upstream Allowance) benannt werden.

also naheliegend denselben linearen Reduktionsfaktor dann analog auch für upstream-regulierte Sektoren anzuwenden, die später in den bestehenden EU ETS einbezogen werden.

Bei den Opt-ins nach Art. 24 ETS-RL in der zweiten Handelsperiode wurden zusätzliche EUAs für die hereingekopteten Anlagen generiert. Weil im Rahmen eines Opt-ins grundsätzlich die Regelungen der ETS-RL gelten, bedeutet dies, dass im Upstream-Emissionshandel ebenfalls EUAs zum Einsatz kommen, die unbegrenzt zwischen den upstream- und den downstream-regulierten Unternehmen gehandelt werden dürfen.

Aus Perspektive der Institutionenökonomie bestehen kaum regulatorischen Risiken. Der Opt-in Antrag müsste von der Europäischen Kommission geprüft werden. Auf diese Weise wäre sichergestellt, dass die Vorgaben der ETS-RL und die ökologische Integrität gewahrt bleiben.

Option 3: Einführung eines Upstream-Systems in der EU über eine Änderung der Emissionshandelsrichtlinie

Wenn ein Upstream-System dagegen EU-weit eingeführt werden sollte, würde sich eine Richtlinienänderung anbieten. Dies würde garantieren, dass das Upstream-System in allen Mitgliedsstaaten harmonisiert eingeführt würde. Wie in Option 2 könnten die bestehenden Elemente zur Festlegung des Caps aufgegriffen werden.

Aus ökonomischer Perspektive hat die Option 3 den Vorteil, dass Probleme, die sich aus der regionalen Begrenzung des Systems ergeben, wie z.B. Tanktourismus, kaum zu erwarten sind, da das Upstream-System alle EU-Länder erfassen würde. Die Ausweichmöglichkeiten wären somit äußerst gering, da sie nur an den (landseitigen) EU-Außengrenzen vorliegen würden.

Aus Perspektive der Institutionenökonomie bestehen geringe bis mittlere regulatorische Risiken. Eine Richtlinienänderung geschieht auf Vorschlag der EU-Kommission und wird gemeinsam von den Mitgliedsstaaten und dem Europäischen Parlament beschlossen.

3.7 Übersicht über die Ausgestaltungsmöglichkeiten

Nachdem in den vorangegangenen Abschnitten die möglichen Ausgestaltungsoptionen dargestellt wurden, werden an dieser Stelle die Optionen verdichtet, um im folgenden Kapitel die vertiefte Analyse auf die relevanten Teile zu beschränken. Entsprechend der Struktur des vorangehenden Abschnitts werden zertifikatspflichtige Akteure, die Vermeidung der Doppelzählung mit dem bestehenden ETS, erfasste Emittenten, Allokation von Zertifikaten und eine mögliche Verknüpfung mit dem bestehenden ETS betrachtet.

Erfasste Emittenten

Für die Erfassung der CO₂-Emissionen aus den bislang nicht im Downstream-ETS regulierten Sektoren ergeben sich zwei Optionen, nämlich die Erfassung von Haushalten, GHD und nicht-ETS-Industrie sowie alternativ Einbeziehung oder Auslassung des Verkehrssektors.

Zertifikatpflichtiger Akteur

Für Kohle sind die Energiesteuerpflichtigen als zertifikatpflichtige Akteure für ein Upstream-Emissionshandelssystem besonders geeignet. Für Erdgas und Mineralölprodukte lässt sich aufbauend auf der bisherigen Untersuchungstiefe nicht abschließend feststellen, welcher der jeweiligen Ansatzpunkte der geeignetere ist. Zum einen kann der Energiesteuerpflichtige als zertifikatpflichtiger Akteur definiert werden. Alternativ kämen für Erdgas die Produzenten bzw. Importeure als zertifikatpflichtige Akteure in Frage. Für Erdöl/ Mineralölprodukte könnten die Umwandlungsbetriebe (Raffinerien) bzw. die Importeure von Mineralölprodukten als zertifikatpflichtige Akteure festgelegt werden.

Vermeidung von Doppelzählungen

Zur Vermeidung von Doppelzählungen im Upstream- und Downstream-Emissionshandel muss grundsätzlich für betroffene Akteure in einem der beiden Systeme die Abgabepflicht ausgesetzt oder ein Kompensationsmechanismus eingeführt werden. Da die ETS-RL festlegt, dass dem bestehenden EU-Emissionshandel stets Vorrang vor nationalen Upstream-Regelungen eingeräumt werden muss, darf die Abgrenzung nur so erfolgen, dass der EU-Downstream-ETS unberührt bleibt. Daher kommt nur eine Aussetzung der Abgabepflicht im Upstream-Emissionshandel in Betracht (siehe hierzu 5.1.1.2).

Allokation von Zertifikaten

Eine kostenfreie Zuteilung von Zertifikaten im Rahmen einer Upstream-Regulierung erscheint nur bedingt sinnvoll, weil die Minderungsoptionen i.d.R. nicht auf der Ebene der regulierten Unternehmen gegeben sind. Daher sind eine Kostenbelastung und ein Weiterreichen dieser Kosten an die Ebenen, auf denen die Minderungsoptionen bestehen, notwendig und gewünscht. Um unerwünschte Effekte durch die kostenpflichtige Regulierung zu vermeiden, kommen grundsätzlich Kompensationszahlungen unter engen Voraussetzungen bei denjenigen Akteuren infrage, die letztendlich die erhöhten Brennstoffpreise zu tragen haben und besonders betroffen sind.

Verknüpfung mit dem bestehenden ETS

An dieser Stelle kann noch keine Empfehlung für eine bestimmte Verknüpfungsoption gemacht werden. Vorstellbar sind ein nationales System ohne bzw. mit Anbindung an das EU ETS und ein EU-weites, offenes Upstream-System (Option 3). Die Option eines EU-weiten geschlossenen Upstream-Systems wird nicht weiter untersucht, weil davon ausgegangen werden kann, dass eine europäische Option realistisch immer auf eine Kopplung mit dem bestehenden EU ETS hinauslaufen würde.

In der nachfolgenden Tabelle sind die betrachteten Ausgestaltungsmöglichkeiten zusammenfassend aufgeführt. Ausgestaltungsoptionen, die von der weiteren Betrachtung ausgenommen sind, werden in grauer Farbe dargestellt.

Tab. 9 Ausgestaltungsoptionen und ihre Eignung in einem Upstream-ETS für Deutschland

Zertifikatpflichtiger Akteur ¹	Kohle	Produktion/Import (<100 Akteure)	Aufbereitung/ Umwandlung (<100 Akteure)	Vertrieb (<100 Akteure)	Energiesteuer (<10 Akteure)
	Erdgas	Produktion/Import (<30 Akteure)		Vertrieb (700-850 Akteure)	Energiesteuer (1300-1400 Akteure)
	Erdöl	Produktion/Import (<20 Akteure)	Aufbereitung/ Umwandlung (<20 Akteure)	Vertrieb (1600 Akteure)	Energiesteuer (650 Akteure)
Doppelzählung mit ETS		Aussetzung upstream		Aussetzung downstream	
Erfasste Emittenten		HH, GHD, nicht-ETS Industrie (140Mt CO ₂)		HH, GHD, nicht-ETS Industrie, Verkehr (295Mt CO ₂)	
Allokation		Kostenlose Allokation	Versteigerung ohne Kompensation		Versteigerung mit Kompensation
Verknüpfung mit ETS	D	geschlossen	halboffen		offen
	EU-weit	geschlossen	halboffen		offen

Legende: rot: nicht empfohlen; gelb: möglich; grün: empfohlen; schwarz: Option nicht verfügbar

¹ Die Anzahl der Akteure wurde anhand der verfügbaren und unter 3.3 aufgeführten Zahlen abgeschätzt

Quelle: eigene Darstellung

4 Gesamtanalyse der einzelnen Ausgestaltungselemente und ökonomische Bewertung

Nachdem im letzten Kapitel die möglichen Ausgestaltungselemente bereits eingegrenzt wurden, sollen die verbliebenen Möglichkeiten in diesem Kapitel weiter untersucht werden. Der Fokus liegt dabei auf der Effektivität, der Effizienz, der dynamischen Anreizwirkung sowie dem Zusammenspiel der Ausgestaltungselemente eines Upstream-Emissionshandels.

4.1 Effektivität des Systems

Um die Effektivität eines Upstream-ETS bewerten zu können, sind zunächst drei Punkte zu untersuchen: welche Emissionsmengen sind unter dem Upstream-System erfassbar, welche Minderungspotentiale und -kosten sind mit diesen Emissionsmengen verbunden und in welchen Zeiträumen ist mit diesen Minderungen zu rechnen?

4.1.1 Quantifizierung der erfassbaren Emissionen

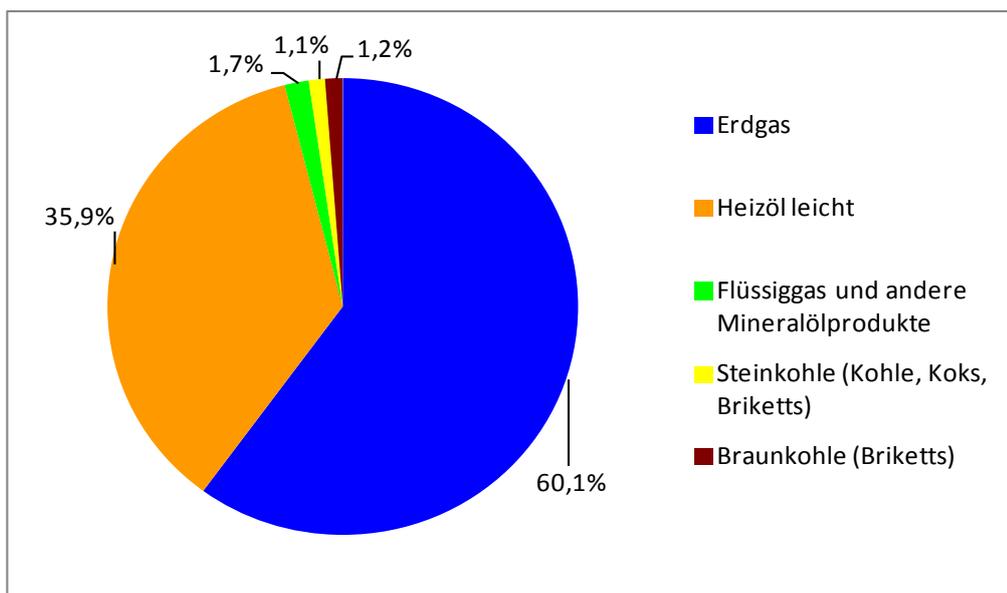
Von den bislang nicht über das Downstream-ETS erfassten CO₂-Emissionen können je nach Ausgestaltung des Upstream-ETS etwa 40-80 % über ein solches System erfasst werden. Nachfolgend wird für einzelne Sektoren dargestellt, in welcher Höhe jeweils erfassbare Emissionen anfallen.

4.1.1.1 Haushalte

Im Bereich Haushalte (CRF 1.A.4.b) weist das deutsche Treibhausgasinventar für das Jahr 2009 insgesamt CO₂-Emissionen in Höhe von 98,4 Mt aus. Diese entfallen zum Großteil auf die Raumwärme- und Warmwassererzeugung. Daneben gibt es zudem noch einen kleinen Anteil mobiler Anwendungen, die zu den Emissionen in diesem Sektor beitragen. Hierzu zählen beispielsweise Rasenmäher und Motorsägen.

Bei den zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung eingesetzten Brennstoffen handelt es sich um Erdgas, leichtes Heizöl, Flüssiggas sowie in geringem Umfang Braun- und Steinkohle. Die Verteilung der eingesetzten Brennstoffe ist in Abb. 8 dargestellt.

Abb. 8: Brennstoffeinsatz 2009 zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in Haushalten



Quelle: Energiebilanz 2009

Bei den zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung eingesetzten Brennstoffen kann unabhängig von der gewählten Form der Upstream-Regulierung – also auch ohne Einbezug des Verkehrssektors – von einer vollständigen Erfassung der Emissionen ausgegangen werden.

Laut der deutschen Energiebilanz 2009, wurden von Haushalten 3.445 TJ Ottokraftstoffe eingesetzt, die im Treibhausgasinventar vollständig den mobilen Anwendungen zugeordnet werden. Bei einem Emissionsfaktor von 73,596 tCO₂/TJ für flüssige Kraftstoffe entfielen somit auf mobile Anwendungen im Haushaltsbereich CO₂-Emissionen in Höhe von ca. 0,25 Mt. Da davon auszugehen ist, dass ein Großteil der in Haushalten eingesetzten Ottokraftstoffe über Tankstellen bezogen wird, ist eine Erfassung der Emissionen mobiler Quellen der Haushalte nur bei Einbeziehung des Verkehrssektors vorstellbar. Allerdings ist die Menge der damit verbundenen Emissionen vernachlässigbar.

Somit sind durch einen Upstream-Ansatz unter Einbeziehung des Verkehrssektors Emissionen in Höhe von 98,4 Mt CO₂ erfassbar. Unter Auslassung des Verkehrssektors reduzieren sich die erfassbaren Emissionen um 0,25 Mt CO₂.

4.1.1.2 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (CRF 1.A.4.a) weist das nationale Treibhausgasinventar 2009 CO₂-Emissionen in Höhe von 37,2 Mt aus. Diese Quellgruppe umfasst ausschließlich Anlagen zur Wärmeerzeugung, so dass hier wie im Fall der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in Haushalten unabhängig von der Form der Upstream-Regulierung davon ausgegangen werden kann, dass die Emissionen vollständig erfassbar sind, auch wenn der Verkehrssektor nicht mit in das System einbezogen wird.

4.1.1.3 Land-, Forstwirtschaft und Fischerei

Die Gesamtmenge der Emissionen aus der Verbrennung von Kraftstoffen in der Subgruppe Land-, Forstwirtschaft und Fischerei (CRF 1.A.4.c) betrug 2009 6,2 Mt CO₂. Neben Feuerungsanlagen zur Wärmeerzeugung werden hier auch Emissionen aus landwirtschaftlichem Verkehr sowie mobilen Quellen der Fischerei und der Forstwirtschaft erfasst. Somit ist auch hier davon auszugehen, dass ein Teil der Emissionen dieser Subgruppe bei Ausschluss des Verkehrssektors aus dem Upstream-System nicht erfasst wird.

Die Emissionen mobiler Quellen können wiederum über die Energiebilanz (Otto-, Diesel- und Flugturbinenkraftstoffe) abgeschätzt werden, wobei die Verwendungen in den Bereichen Militär (CRF 1.A.5.b) und Baugewerbe (CRF 1.A.3.e) laut dem Nationalen Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar abgezogen werden. Somit verbleibt ein Kraftstoffeinsatz in Höhe von 54.465 TJ im Bereich Land-, Forstwirtschaft und Fischerei. Bei einem angenommenen Emissionsfaktor von 73,762 t CO₂/TJ ergeben sich Emissionen in Höhe von ca. 4 Mt CO₂, die auf mobile Quellen entfallen. Es verbleiben Emissionen in Höhe von 2,2 Mt CO₂, die über einen Upstream-Ansatz ohne Einbeziehung des Verkehrssektors erfasst werden können. Bei Einbeziehung des Verkehrssektors erhöht sich der Wert auf 6,2 Mt CO₂.

4.1.1.4 Nicht im ETS erfasste industrielle Emittenten

Geeignet für eine Einbeziehung mittels Upstream-Ansatz sind weiterhin die Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung in Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung <20 MW im Bereich des verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus, die als Kleinemittenten nicht vom

Downstream-Emissionshandel erfasst sind. Der genaue Umfang dieser Emissionsmengen ist unbekannt, weil eine genaue Abgrenzung zwischen erfassten und nicht erfassten Emissionen auf Basis der vorliegenden Daten nicht möglich ist.

Eine Einschätzung der Größenordnung der in diesem Bereich zusätzlich erfassbaren Emissionen kann auf Basis von Daten des Statistischen Bundesamtes gewonnen werden. Die Daten weisen den Brennstoffeinsatz von Feuerungsanlagen mit einer Engpassleistung von 1 MW und mehr aus. In Tab. 10 wird ein Überblick über den im Jahr 2009 ausgewiesenen Brennstoffeinsatz in diesen Anlagen gegeben.

Tab. 10: Brennstoffeinsatz 2009 im Verarbeitenden Gewerbe in TJ nach Engpassleistung der Feuerungsanlagen

	Kohle	Gas	Heizöl
< 10 MW	6.296	57.326	1.953
10 – 50 MW	36.886	109.182	10.795
> 50 MW	99.845	196.472	21.203
Gesamt	143.027	362.980	33.951

Quelle: Statistisches Bundesamt, Fachserie 4, Reihe 6.4 (2009)

Legende:

Vom Downstream-ETS	Vom Downstream-ETS teilweise nicht erfasst	Vom Downstream-ETS hauptsächlich nicht erfasst
--------------------	--	--

Bei den Anlagen zur Stromerzeugung ist davon auszugehen, dass ab einer elektrischen Engpassleistung von 10 MW und mehr bereits eine Erfassung durch das Downstream-ETS gegeben ist, weil in diesen Fällen die Feuerungswärmeleistung in der Regel über 20 MW liegt. Bei kleineren Anlagen, insbesondere bei Befuerung mit Gas, ist nicht davon auszugehen, dass diese bereits vollständig dem Downstream-ETS unterliegen. Exemplarisch wird für die weiteren Berechnungen davon ausgegangen, dass ein Anteil von 80 % des Brennstoffeinsatzes in dieser Größenklasse noch nicht erfasst ist.

Bei Anlagen zur reinen Wärmeerzeugung ist bis zu einer Engpassleistung von etwa 18 MW nicht davon auszugehen, dass diese bereits durch das Downstream-ETS erfasst sind. Hier ist von höheren Wirkungsgraden und daher von geringeren Feuerungswärmeleistungen auszugehen. Allerdings erfolgen über 80 % des Brennstoffeinsatzes in der Größenklasse 10-50 MW in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, so dass von einer geringen Anzahl von Anlagen zur reinen Wärmeerzeugung dieser Größenklasse ausgegangen werden kann, die nicht über das Downstream-ETS erfasst sind (Annahme für weitere Berechnungen: 5 % des Brennstoffeinsatzes in der Größenklasse 10-50 MW sind nicht erfasst).

Eine genaue Abgrenzung zwischen erfassten und nicht erfassten Anlagen in der Leistungsklasse 10-50 MW ist auf Grundlage der vorliegenden Daten somit nicht möglich. In Tab. 11 wird entsprechend der zuvor vorgenommenen Aufteilung eine Abschätzung über die unter einem Upstream-System erfassbaren Emissionen vorgenommen.

Tab. 11: Abschätzung der erfassbaren Emissionen aus Feuerungsanlagen des Verarbeitenden Gewerbes in t CO₂

	Kohle	Gas	Heizöl
Emissionsfaktor [t CO ₂ /TJ]	99,541	56	73,154
Anlagen <10 MW	501.368	2.568.204	114.295
Wärmeerzeugung 10-50 MW	183.583	305.709	77.554
Gesamt	684.951	2.873.913	191.849

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des nationalen Treibhausgasinventars 2009

Wie bereits für die Bereiche Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen diskutiert, kann auch hier davon ausgegangen werden, dass die aus der Strom- und Wärmeerzeugung resultierenden Emissionen in Höhe von insgesamt etwa 3,75 Mt CO₂ über ein Upstream-System vollständig erfasst werden können.

4.1.1.5 Transport

Der Bereich Transport (CRF 1.A.3) umfasst neben dem bereits über das Downstream-System erfassten zivilen Luftverkehr Straßenverkehr, Schienenverkehr, Binnenschifffahrt sowie Baustellenverkehr. Weiterhin werden auch Emissionen von Erdgasverdichtern in dieser Subgruppe erfasst, die ebenfalls bereits über das Downstream-System reguliert werden. Somit ergibt sich nach Abzug der Emissionen aus den Bereichen Luftfahrt (2,1 Mt CO₂) und Erdgasverdichtung (0,8 Mt CO₂) im Jahr 2009 erfassbare Emissionen in Höhe von 149,2 Mt CO₂.

4.1.2 Quantifizierung möglicher Emissionsreduktionen

Im folgenden Abschnitt erfolgt eine einfache Abschätzung darüber, ob, und falls ja, in welcher Höhe Emissionsreduktionen durch die Einführung eines Upstream-Emissionshandels ab dem Jahr 2020 erreicht werden können. Wie in Kapitel 4.6 dargestellt, bleiben auch bei Einführung des Upstream-Emissionshandels andere Instrumente notwendig. Deshalb wurde auf zwei Szenarien aus dem deutschen Projektionsbericht 2013 (Bundesregierung 2013) zurückgegriffen, in denen bestehende und noch in der Diskussion befindliche Instrumente bereits berücksichtigt sind. Diese Emissionstrajektorien werden mit dem Cap verglichen, das sich aus der Einführung des linearen Reduktionsfaktors auch für den Upstream-Emissionshandel in den beiden größten Sektoren Transport und Haushalte ergeben würde. Dabei wird unterstellt, dass die bestehenden Instrumente in den Sektoren Verkehr und Haushalte beibehalten werden und zusätzlich noch die im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario vorgesehenen Instrumente eingeführt werden.

4.1.2.1 Berücksichtigte Szenarien

Im Folgenden werden vier Szenarien berücksichtigt. Die zwei Szenarien aus dem deutschen Projektionsbericht 2013 umfassen das Mit-Maßnahmen-Szenario und das Mit-Weiteren-Maßnahmen Szenario. Sie sind wie folgt charakterisiert:

- Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS): Dieses Szenario berücksichtigt alle bis Oktober 2012 in den verschiedenen Sektoren eingeführten klima- und energiepolitischen Maßnahmen.
- Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS): Das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario berücksichtigt darüber hinaus neben denen im MMS enthaltenen Maßnahmen zusätzlich die Wirkung weiterer denkbarer klima- und energiepolitischer Instrumente (z.B. verschärfte CO₂-Emissionsstandards für Pkw).

Details zu den in den jeweiligen Szenarien berücksichtigten Maßnahmen finden sich in Bundesregierung (2013).

Die beiden oben genannten Szenarien dienen als Vergleichspunkte für die beiden weiteren Szenarien, die hier durch Einführung eines Emissionsreduktionszieles ab 2010 in den Sektoren Haushalte und Transport gekennzeichnet sind. Die Erreichung der Emissionsreduktionsziele ab 2010 soll entsprechend durch einen Upstream-Emissionshandel garantiert werden.

Die Szenarien mit Upstream-Emissionshandel sind wie folgt gekennzeichnet:

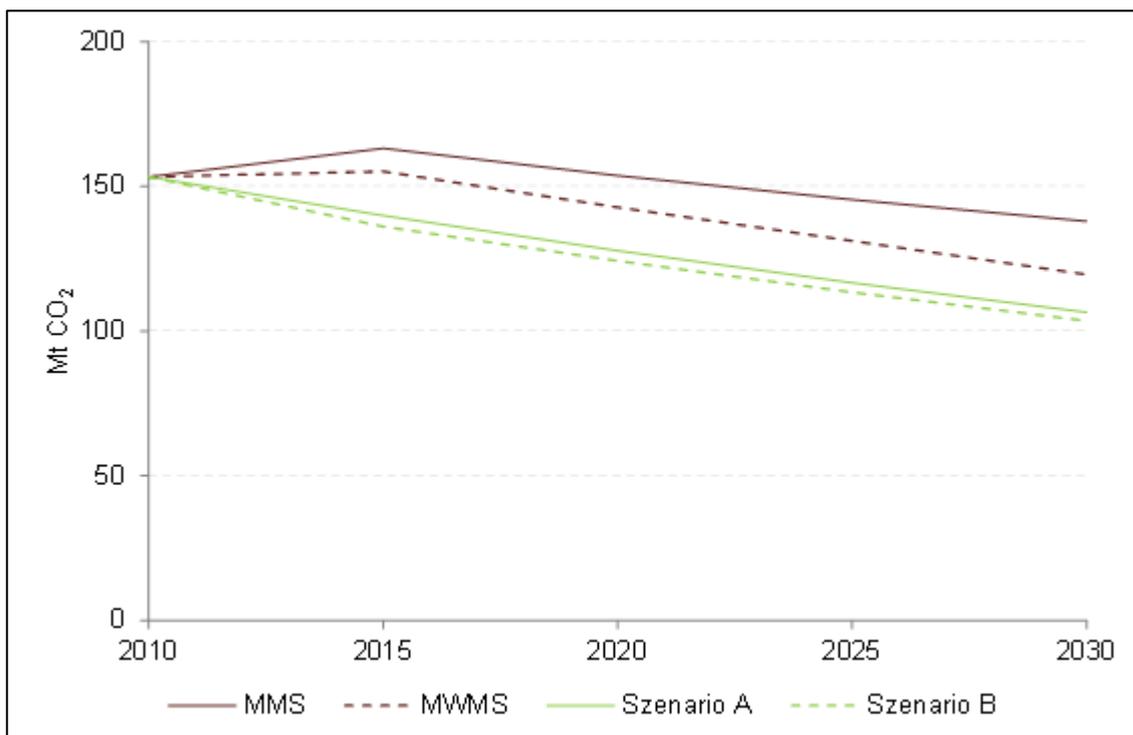
- Szenario A: Ab 2010 gilt ein jährliches Emissionsreduktionsziel von 1,74 %.
- Szenario B: Ab 2010 gilt ein jährliches Emissionsreduktionsziel von 2,25 %.

4.1.2.2 Mögliche Emissionsreduktion im Transportsektor

Die hier im Transportsektor berücksichtigten Emissionen beinhalten keine Emissionen aus dem internationalen See- und Flugverkehr. Abb. 9 stellt die Trajektorien der vier oben eingeleiteten Szenarien dar.

Die beiden roten Trajektorien beziehen sich in der Abbildung auf die Szenarien des Projektionsberichtes; die grünen Trajektorien jeweils auf Szenario A bzw. Szenario B. Das jeweils stringentere Szenario ist durch eine durchbrochene Linie gekennzeichnet.

Abb. 9 Emissionsentwicklung im Transportsektor in verschiedenen Szenarien, 2010 bis 2030



Quelle: Bundesregierung 2013, Berechnungen des Öko-Instituts

Durch die Einführung eines Caps auf CO₂-Emissionen im Transportsektor lassen sich Emissionsreduktionen erzielen, die über die des MMS und MWMS hinaus reichen. Im Vergleich zum MWMS betragen die zusätzlichen Minderungen in Szenario A (Minderungspfad von 1,74 %) in 2020 ca. 15 Mio. t CO₂ und im Jahr 2030 13 Mio. t CO₂ in 2030. Insgesamt beträgt die Minderungsleistung im Zeitraum von 2020 bis 2030 etwa 140 Mio. t CO₂.

Im Szenario B mit einem Minderungspfad von 2,25 % ist die Minderungsleistung mit 175 Mio. t CO₂ entsprechend höher (vgl. Tab. 12).

Tab. 12 Differenz der CO₂- Emissionen im Transportsektor zu MMS und MWMS bei verschiedenen Szenarien

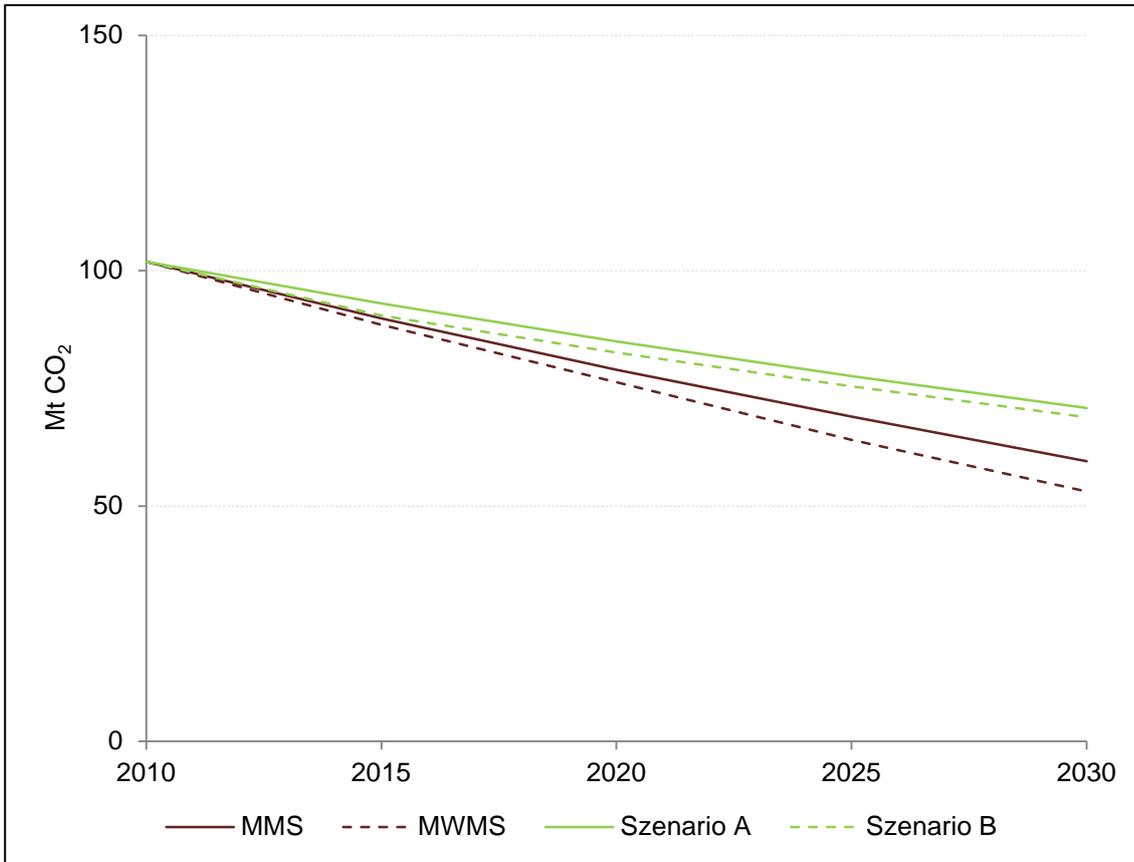
	MMS		MWMS	
Szenario A				
	Mt CO ₂	%	Mt CO ₂	%
2015	-23,3	-14%	-15,2	-10%
2020	-25,9	-17%	-14,9	-10%
2025	-28,7	-20%	-14,5	-11%
2030	-31,5	-23%	-13,0	-11%
Szenario B				
	Mt CO ₂	%	Mt CO ₂	%
2015	-27,2	-17%	-19,1	-12%
2020	-29,5	-19%	-18,5	-13%
2025	-32,0	-22%	-17,8	-14%
2030	-34,4	-25%	-16,0	-13%

Quelle: Bundesregierung 2013, Berechnungen des Öko-Instituts

4.1.2.3 Mögliche Emissionsreduktion im Haushaltssektor

Die Emissionsminderungen in den Szenarien des Projektionsberichtes sind bereits höher als die Emissionsreduktionen, die durch einen linearen Minderungspfad von 1,74 % oder 2,25 % (Szenario A und B) erreicht werden (vgl. Abb. 10).

Abb. 10 Emissionsentwicklung im Haushaltssektor in verschiedenen Szenarien, 2010 bis 2030



Quelle: Projektionsbericht 2013, Berechnungen des Öko-Instituts

Die im MWMS erreichbaren Emissionsminderungen liegen im Zeitraum von 2020 bis 2030 beispielsweise um 133 Mio. t CO₂ höher, als bei einem Reduktionsfaktor von 1,74 % in Szenario A. Bei einem Vergleich des stringenteren Caps in Szenario B (Reduktionsfaktor von 2,25 %) mit dem MWMS reduzieren sich die Überschüsse auf 112 Mio. t CO₂.

Tab. 13 Differenz der CO₂- Emissionen im Haushaltssektor zu MMS und MWMS bei verschiedenen Szenarien

	MMS		MWMS	
Szenario A				
	Mt CO ₂	%	Mt CO ₂	%
2015	3,2	4%	4,6	5%
2020	6,0	8%	8,7	11%
2025	8,6	12%	13,5	21%
2030	11,3	19%	17,7	33%
Szenario B				
	Mt CO ₂	%	Mt CO ₂	%
2015	0,6	16%	2,0	2%
2020	3,6	19%	6,3	8%
2025	6,4	23%	11,3	18%
2030	9,3	29%	15,7	30%

Quelle: Projektionsbericht, Berechnungen des Öko-Instituts

4.1.2.4 Zwischenfazit

Es bleibt festzuhalten, dass im Verkehrssektor ein steigender Emissionstrend und im Haushaltssektor ein fallender Emissionstrend zu erwarten ist. Wird ein Minderungspfad von 1,74 % unterstellt, beträgt die maximale zusätzliche Nachfrage nach EUAs durch die Ausweitung des ETS auf den Verkehrssektor 142 Mio. EUA, während im Haushaltssektor ein Überschuss von 133 Mio. EUA erzeugt werden würde. In Summe ist durch die Einführung eines CO₂-Preises in diesen Sektoren keine zusätzliche Emissionsminderung zu erwarten, so dass insgesamt bei Einführung eines Minderungspfades von 1,74 % keine relevante zusätzliche Nachfrage durch eine Ausweitung des EU ETS zu erwarten ist. Selbst bei Einführung eines anspruchsvolleren Minderungspfades in Höhe von 2,25 % beträgt die maximale zusätzliche Nachfrage 63 Mio. t CO₂. Im Vergleich dazu: Der Überschuss im EU ETS betrug Ende 2012 ca. 1,8 Mrd. EUA.

4.2 Statische Effizienz

Unter statischer Effizienz versteht man die Fähigkeit eines Instruments, ein vorgegebenes Emissionsziel mit minimalen Kosten zu erreichen (Endres, 2013). Die gängige ökonomische Theorie besagt, dass ein Emissionshandelssystem ein vorgegebenes Emissionsziel zu niedrigsten Kosten erreicht. Grund hierfür ist sowohl die räumliche als auch die zeitliche Flexibilisierung, die durch den Handel mit Zertifikaten, im Gegensatz zum Beispiel zu einem ordnungsrechtlichen Instrument in Form einer pauschalen Auflage, erreicht wird. Der Handel zwischen den Akteuren führt zu einem Ausgleich der Grenzvermeidungskosten aller Akteure, so dass eine effiziente Ressourcenallokation gesichert ist (Tietenberg, 2005). Durch das Banking und ggf. auch Borrowing von Zertifikaten ist zudem eine temporale Optimierung möglich. Weiterhin wird die Effizienz erhöht je mehr Emissionen in das System integriert sind.

Soll die gleiche Emissionsminderung wie im Emissionshandelssystem durch ein alternatives ordnungsrechtliches Instrument wie z.B. Emissionsstandards erreicht werden, wäre ein solch kosteneffizientes Ergebnis dagegen nur möglich, wenn das Ordnungsrecht zu genau den gleichen Vermeidungsmaßnahmen führen würde. Dazu müssten die Regulierenden perfekt über die Vermeidungskostenkurven aller Akteure informiert sein und die einzelnen Maßnahmen daran ausrichten. In der Theorie ist ein Vorteil eines Zertifikatmarktes mit Zertifikatpreisen also, dass der Regulierer keine Informationen über die Vermeidungskostenkurven der Unternehmen (weder individuell noch aggregiert) benötigt und lediglich eine Obergrenze für Emissionen festsetzen muss.

Die ökonomische Theorie nimmt allerdings einen perfekten Markt mit vollständiger Information und rationalen Akteuren an, so dass keine weiteren Kosten, wie bspw. Transaktionskosten, Anpassungskosten, Hemmnisse, die zu hohen sozialen Diskontraten führen und sich in rigiden Preiselastizitäten zeigen, auftreten. In der Realität spielen diese Aspekte eine Rolle und können in der Art und Höhe je nach Politikinstrument unterschiedlich sein und damit einen Einfluss auf die vergleichende Kosteneffizienz haben. Im Folgenden werden die verschiedenen Ausgestaltungsvarianten und ihr Einfluss auf die Effizienz des Systems untersucht. Die für den Upstream-Emissionshandel relevanten Transaktionskosten werden in Kapitel 4.5 im Detail aufgegriffen, die Einordnung im Vergleich zu anderen Politikinstrumenten erfolgt in Kapitel 4.6.

4.2.1 Effizienz eines Upstream-Emissionshandels in Abhängigkeit seiner Ausgestaltung

4.2.1.1 Erfasste Emittenten

Grundsätzlich gilt aus ökonomischer Sicht: Je größer der Anteil der Emissionen und je mehr und heterogener die Akteure, die erfasst werden, desto größer ist die Liquidität des Marktes und die Kostenstreuung der zur Verfügung stehenden Vermeidungsoptionen. Ein Ausgleich der Grenzvermeidungskosten führt damit in einem solchen Markt zu höheren Effizienzgewinnen als in einer Situation mit einer begrenzten Erfassung von Emittenten und einer geringeren Varianz der Vermeidungsoptionen. Deshalb sollte ein Upstream-Emissionshandelssystem grundsätzlich alle energiebedingten Emissionen umfassen. Dies umfasst sowohl die Treibstoffabsätze im Verkehrsbereich als auch die Brennstoffabsätze, die zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden.

Hargrave (2000), der die Ausgestaltungsoptionen eines kombinierten Upstream-/Downstream-Systems diskutiert, bestätigt: je mehr Emissionen erfasst werden, desto kosteneffizienter ist das System.

4.2.1.2 Zertifikatspflichtige Akteure

Der Unterschied zwischen dem bestehenden Downstream-Emissionshandel und einem Upstream-System besteht darin, dass der zertifikatspflichtige Akteur regelmäßig nicht derjenige ist, bei dem die gewünschte Lenkungswirkung in Form von Emissionsminderungen auftreten soll. Aus Effizienzgesichtspunkten ist es jedoch notwendig, dass das Preissignal möglichst unverfälscht dort ankommt, wo die Vermeidung realisiert werden kann. Wie gut die Durchleitung des Preissignals nach unten erfolgen kann, ist wiederum vom Ansatzpunkt des Systems (zertifikatspflichtiger Akteur), der Anzahl der Stufen, über die das Preissignal weitergeleitet werden muss sowie von den Angebots- und Nachfrageelastizitäten und der jeweiligen Marktform abhängig. Diese Aspekte werden im Folgenden für die drei Energieträger untersucht. Zunächst wird die grundsätzliche Bedeutung von Preiselastizitäten erläutert.

Grundlagen zu Preiselastizitäten und Weitergabe des Preissignals

Die Wirkung der Einführung einer Zertifikatspflicht auf Anbieter und Nachfrager von Energieträgern ist von der Elastizität von Angebot und Nachfrage bezogen auf Preisänderungen abhängig. Grundsätzlich ist das Prinzip der durch ein Upstream-ETS verursachten Mehrbelastung mit einer Besteuerung des betroffenen Energieträgers vergleichbar – in dem Sinne, dass durch die Zertifikatspflicht der Preis für den Energieträger steigt. Die Preissteigerung beim Zertifikatehandel leitet sich aus der Mengengrenzung und dem daraus resultierenden Emissionshandelspreis her, der sich anders als bei einer Steuer am Markt bildet und nicht von vornherein feststeht. Der Preis spiegelt die Vermeidungsmöglichkeiten wider und bildet sich so, dass sich alle Akteure dem gleichen Zertifikatspreis gegenübersehen, die Umrechnung in einen Aufschlag pro Energieträger (wie bei der Energiesteuer) hängt dann noch vom jeweiligen CO₂-Gehalt des Brennstoffs ab. Bezüglich der Wirkung dieser Preissteigerung kann auf die Untersuchung der Wohlfahrtswirkung von Steuern zurückgegriffen werden.

Die Preiselastizität der Nachfrage bzw. des Angebots beschreibt die aus einer Preisänderung für ein bestimmtes Gut resultierende relative Nachfrageänderung bzw. Angebotsänderung: Eine Nachfrageelastizität von -1 gibt an, dass eine einprozentige Preiserhöhung einen einprozentigen Nachfragerückgang zur Folge hat. Analog steigt bei einer einprozentigen Preissenkung die Nachfrage um den gleichen Wert. Eine Preiselastizität von Null (oder nahe Null) wird auch als unelastische Nachfrage bezeichnet, da eine Preisveränderung zu keiner (oder nur sehr kleiner) Reaktion der Nachfrage führt. Dies wird oft bei lebensnotwendigen Gütern beobachtet oder bei anderen Gütern, die nicht substituiert werden können oder wollen. Bei einer sehr großen Preiselastizität spricht man dagegen von einer vollkommen elastischen Nachfrage, da schon eine kleine Preisveränderung sehr große Auswirkungen auf die Nachfrage nach einem Gut hat.

Grundsätzlich ist bei der Betrachtung der Elastizität der Nachfrage zwischen kurz- und langfristigen Reaktionen zu unterscheiden, die oftmals deutlich voneinander abweichen können. So besteht beispielsweise bei Benzinpreiserhöhungen kurzfristig eine relativ geringe Anpassungsfähigkeit der Nachfrager, die kurzfristig einzig durch Anpassungen im individuellen Verhalten wie eine Reduktion der Autonutzung bzw. eine Verzögerung der Betankung auf die Preise reagieren können. Langfristig dagegen können höhere Benzinpreise Anreize für die Anschaffung

eines effizienteren Fahrzeuges setzen und damit einen Rückgang der Nachfrage zur Folge haben. In diesem Fall ist die langfristige Nachfrageelastizität deutlich höher als die kurzfristige.

Für die Frage ob das Preissignal vollständig an den Nachfrager durchgeleitet werden kann und damit Kosteneffizienz eintreten kann, sind zunächst die kurzfristigen Preiselastizitäten auf den Zwischenstufen interessant. Vollständige Durchleitung einer Preissteigerung von der Angebots- an die Nachfrageseite ist dabei in zwei Fällen gegeben: bei einem vollkommen elastischen Angebot (Angebotselastizität $\rightarrow \infty$) oder bei einer vollkommen unelastischen Nachfrage (Nachfrageelastizität = 0). Auch die kurzfristigen Preiselastizitäten bei den Endverbrauchern sind relevant, um beurteilen zu können inwieweit das Preissignal gleichmäßig an alle Kunden weitergeleitet wird. Die Rolle von langfristigen Preiselastizitäten bei den Endabnehmern wird dagegen bei der dynamischen Anreizwirkung im folgenden Kapitel relevant werden.

4.2.1.3 Markt für Kohle

Die Abgabe von Kohle – meistens in Form von Briketts oder Eierkohlen – erfolgt in der Regel über Brennstoffhändler oder Baumärkte. Die Zahl der Stufen im Markt für Kohle ist mit zwei bis drei (Produzent bzw. Importeur, ggf. Großhändler, Brennstoffhändler oder Baumarkt) relativ gering. Auch ein Direktbezug von Kohle über Großhändler ist – vor allem für größere Verbraucher – möglich. Diese sind allerdings für die Betrachtung des Upstream-ETS weniger relevant, da zum großen Teil bereits über das EU ETS erfasst.

Bei der vorgeschlagenen Upstream-Regulierung für Kohle auf Ebene der Produzenten und Importeure müsste das Preissignal also über maximal drei Stufen weitergeleitet werden. Eine Reihe von Gründen spricht dafür, dass die Durchleitung ein eher kleines Problem darstellt. Zunächst wäre nur ein sehr geringer Teil der gesamten in Deutschland nachgefragten Kohle (ca. 1 %) überhaupt von einem Upstream-ETS betroffen. Da es also eher um ein Nischenprodukt geht, muss nicht davon ausgegangen werden, dass die Unternehmen strategisch Preise anbieten werden, die deutlich unter ihren Kosten liegen. Dies wäre eher bei strategisch wichtigen Marktsegmenten zu erwarten. Weiterhin gilt für die Brennstoffhändler und Baumärkte, dass sie auf einem regional relativ begrenzten Markt agieren. Da ein Transport von kleineren Mengen Kohle über längere Strecken finanziell nicht attraktiv ist und kurzfristige Anpassungsprozesse eher begrenzt sind, ist davon auszugehen dass die Nachfrage beim Endverbraucher (d.h. auf der letzten Stufe) kurzfristig relativ inelastisch ist und dementsprechend das Preissignal kurzfristig relativ unverzerrt zum Letztverbraucher durchgeleitet werden kann. Dies gilt insbesondere für Haushaltskunden, ggf. etwas abgeschwächt aber auch für industrielle Kleinabnehmer, die evtl. eine bessere Verhandlungsposition gegenüber dem Anbieter haben. Da eine Durchleitung des Preissignals auf der letzten Stufe als wahrscheinlich anzusehen ist, kann davon ausgegangen werden, dass auch auf den übergeordneten Stufen das Preissignal weitergeleitet werden kann. Auch wenn es zu Verzerrungen des Preissignals zwischen industriellen Kleinabnehmern und Haushaltskunden, deren Nachfrageelastizität kurzfristig als geringer einzuschätzen ist, kann für den Kohleeinsatz davon ausgegangen werden, dass dies keine signifikanten Auswirkungen auf die Kosteneffizienz des Instruments Upstream-Emissionshandel hat, da kurzfristig nur sehr geringe Anpassungseffekte möglich sind.

Auf kurzfristige Preissignale können Kohleverbraucher – je nach Umfang der individuellen Bevorratung – zu einem gewissen Maß mit einer Verzögerung der Nachfrage reagieren. Da die Zertifikatpflicht im Rahmen eines Upstream-ETS jedoch ein dauerhaftes Preissignal darstellt, kann dieses nicht umgangen werden. Lediglich kurzfristige Preisschwankungen können durch

die Abnehmer gegebenenfalls besser vermieden werden als beim leitungsgebundenen Energieträger Gas.

Bei den Installationen neuer Heizungsanlagen spielt der Energieträger Kohle nach Angaben des Bundesindustrieverbands Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik (BDH) keine Rolle mehr. Dies belegen auch die Zahlen der AG Energiebilanzen (vgl. AGEB 2013). Folglich ist davon auszugehen, dass der Anlagenbestand mit zunehmendem Alter unwirtschaftlicher zu betreiben sein wird und steigende Brennstoffpreise hier zu einem weiteren Rückgang der Nachfrage nach Kohle führen werden.

Abb. 11: Überwälzung von Preissignalen im Markt für Kohle



Quelle: eigene Darstellung

4.2.1.4 Markt für Gas

Im Vergleich zu Öl und Kohle ist der leitungsgebundene Vertrieb des Energieträgers Erdgas deutlich stärker reguliert. Hintergrund der Regulierung ist die mögliche Diskriminierung von Konkurrenten durch die monopolistischen Netzbetreiber, die den Zugang zu ihrem Leitungsnetz einschränken können. Erdgas wird von derzeit sieben Ferngasgesellschaften importiert und von vier Produzenten im Inland gefördert. Von den sieben Importeuren sowie fünf weiteren Ferngasgesellschaften erfolgt dann der regionale Transport zu den Verteilnetzbetreibern. Über deren Netze erfolgt schließlich der Vertrieb durch Großhändler und Lieferanten. Bei einer Regulierung auf der Ebene der Produzenten und Importeure muss also das Preissignal von diesen zunächst an die Ferngasgesellschaften und anschließend an die Vertriebsunternehmen überwälzt werden.

Auf der Stufe der Gaslieferanten an Letztverbraucher ist in den letzten Jahren eine deutliche Zunahme des Wettbewerbs zu beobachten. Hier sind derzeit ca. 800 Unternehmen aktiv, es kann also ein polypolistischer Endkundenmarkt angenommen werden. Während im Jahr 2008 noch über 35 % des Marktes durch die drei größten Wettbewerber abgedeckt wurde, reduzierte sich dieser Wert bis 2010 auf unter 30 %. Zudem spielen kommunale Versorger eine wichtige Rolle im Endkundengeschäft, sie hatten 2010 einen Marktanteil von 37,8 % (Bundesnetzagentur, 2012).

Erdgas geht zu etwa 40 % jeweils in die Bereiche Industrie und Haushalte, die übrigen 20 % fließen in den GHD-Sektor (AGEB 2013b). Vom Upstream-ETS wäre hauptsächlich das Erdgas für die Haushalte sowie z.T. für den GHD-Sektor betroffen. In beiden Anwendungsbereichen ist die Wärmeerzeugung der Hauptverwendungszweck. Im Bereich der Haushalte war Erdgas in den letzten 10 Jahren das bevorzugte Beheizungssystem, muss aber zunehmend mit Fernwärme und Wärmepumpen konkurrieren. Vor diesem Hintergrund könnten Erdgasversorger vor dem Problem stehen, dass die Weitergabe des Preissignals zu einem Wettbewerbsnachteil in einem ihrer Hauptanwendungsmärkte führt, zumal Wärmepumpen und Fernwärme nicht von einem Upstream-Emissionshandel betroffen wären, da Strom und KWK-Anlagen bereits im EU ETS reguliert sind. Auf der anderen Seite spricht der zunehmende Wettbewerb auf Seiten der Versorgungsunternehmen dafür, dass die Gewinnmargen eher gering sind und daher Zusatzkosten auf Dauer an den Endkunden weitergegeben werden müssen.

Ähnlich sieht die Situation für den GHD-Sektor aus. Auch hier wird Erdgas vorwiegend für die Wärmeerzeugung eingesetzt. Auch wenn hier gilt, dass Kunden aus dem GHD-Sektor größere Mengen abnehmen dürften als Haushaltskunden und daher eine bessere Verhandlungsposition gegenüber den Energieversorgern haben, ist schwer abzusehen, ob dies zu einer starken Verzerrung des Preissignals zwischen GHD und Haushaltskunden führt, da der Haushaltskundenmarkt mengenmäßig von größerer Bedeutung und daher für die Versorgungsunternehmen strategisch wichtiger ist.

Auf Grund der Strukturen und der Konkurrenz zu Erneuerbaren Energien und Fernwärme ist im Gasmarkt am ehesten damit zu rechnen, dass die Preissignale ggf. nicht in vollem Umfang an die Endkunden weitergereicht werden können.

Abb. 12: Überwälzung von Preissignalen im Markt für Gas



Quelle: eigene Darstellung

4.2.1.5 Markt für Öl

Die Abgabe von Heizöl an Endverbraucher erfolgt in der Regel – ähnlich wie bei Kohle – über knapp 2000 Brennstoffhändler. Die Preise für Heizöl schwanken regional zwar geringfügig, unterliegen jedoch vor Ort meist einem relativ starken Wettbewerb zwischen den einzelnen Brennstoffhändlern. Zudem weist der Heizölmarkt eine relativ hohe Transparenz auf. Die Preise orientieren sich stark an den aktuellen Weltmarktnotierungen für Rohöl und werden meist tages- oder wochenaktuell gebildet. Sie sind an verschiedenen Stellen öffentlich einsehbar, so zum Beispiel bei verschiedenen Online-Vergleichsportalen, aber auch in regionalen und über-regionalen Tageszeitungen.

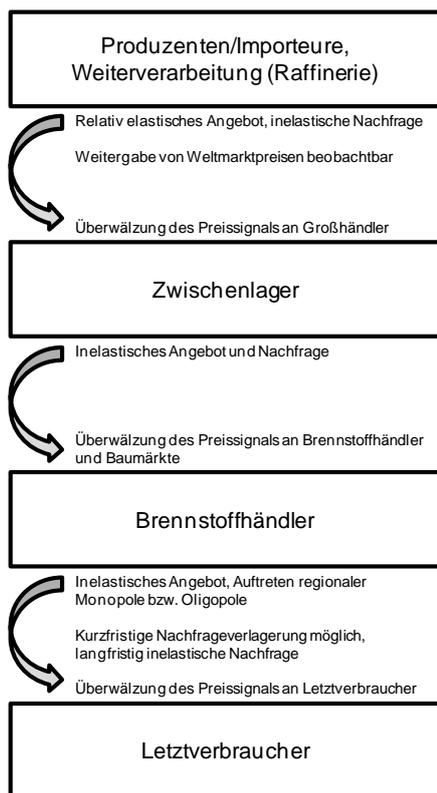
Die Einführung einer Zertifikatspflicht für Umwandlungsbetriebe bzw. Importeure dürfte dazu führen, dass diese ihre Mehrkosten in voller Höhe an die Zwischenhändler, also Lagerbetreiber und Brennstoffhändler, überwälzen. Da Produzenten und Importeure in der Regel auch die Preissignale des börsengehandelten Rohöls direkt an die nachgelagerten Marktstufen weiterreichen können, ist nicht davon auszugehen, dass im Falle der Weiterleitung eines Upstream-Preissignals signifikante Nachfrageeinbrüche bei den Zwischenhändlern zu erwarten sind.

Beim Einsatz von Mineralölprodukten ist zu unterscheiden zwischen dem privaten und dem Güterverkehr sowie zwischen dem Einsatz von insbesondere leichtem Heizöl in Haushalten, schwerem Heizöl in der Industrie sowie den sonstigen Produkten. Insbesondere bei privatem Verkehr und dem Einsatz von Heizöl zur Wärmebereitstellung in Haushalten ist davon auszu-

gehen, dass die Zusatzkosten aufgrund geringer kurzfristiger Nachfrageelastizitäten und geringer Nachfragemengen pro Abnehmer gut an den Endverbraucher durchgeleitet werden können. Auch wenn Heizölkäufe verzögert werden können, kann dadurch das langfristige Preissignal eines Upstream-ETS nicht umgangen werden. Insbesondere im Verkehr ist zu beobachten, dass Preisschwankungen z.B. auf dem Rohölmarkt gut an die Endkunden weitergeleitet werden können. Dagegen könnten die Anbieter für Treibstoffe im Güterverkehr und beim Einsatz von schwerem Heizöl in der Industrie Anreize haben, die Preissignale nicht in vollem Umfang weiterzuleiten, um ihre Abnehmer zu schützen. Daher besteht hier durchaus die Gefahr, dass es zu einer Verzerrung des Preissignals zwischen privaten Abnehmern und Industriekunden kommt. Dies kann langfristig zu Einbußen bei der Kosteneffizienz des Gesamtsystems führen.

Im Bereich des Privatverkehrs ist aufgrund der recht volatilen Endkundenpreisen auch das Auftreten von Windfall Profits denkbar, wenn die Mineralölkonzerne versuchen, Kraftstoffpreise stärker anzuheben, als dies aufgrund der Zertifikatspreise notwendig wäre. Auch kurzfristige Zertifikatspreisspitzen ließen sich unter Umständen zur Begründung von Preiserhöhungen heranziehen. Dies hätte zusätzliche Einbußen bei der Kosteneffizienz des Upstream-ETS zur Folge.

Abb. 13: Überwälzung von Preissignalen im Markt für Öl



Quelle: eigene Darstellung

4.2.1.6 Allokation von Zertifikaten und Marktmacht/ Marktform

Für die Kosteneffizienz des Systems ist relevant, dass das Preissignal dort ankommt, wo die Vermeidungsoptionen bestehen. In einem Upstream-System ist daher, wie oben erwähnt, die Durchleitung des Preissignals an die Verbraucher essentiell. Nur bei einer vollständigen Durch-

leitung können entsprechende Verhaltens- und Nachfrageänderungen induziert werden. Die Durchleitung des Preissignals erfolgt aufgrund der Kostenbelastung im Falle der Auktionierung der Emissionszertifikate und aufgrund des Opportunitätskostenprinzips im Falle einer kostenlosen Zuteilung. Die Kosteneffizienz ist durch die Allokationsform nicht direkt betroffen, eine kostenfreie Zuteilung würde in diesem Zusammenhang allerdings mögliche unerwünschte Verteilungseffekte induzieren (vgl. Abschnitt 3.5 und die rechtliche Bewertung in Abschnitt 5.1.4). Wie die Analyse in Kapitel 4.6 zeigt, kann die Kosteneffizienz allerdings aus anderen Gründen gehemmt sein, auf die die Zuteilung von Emissionszertifikaten keine Auswirkungen hat. Die Erlöse aus der Auktionierung kommen dem öffentlichen Haushalt zu Gute.

Unerwünschte Effekte durch eine Auktionierung, wie sie im Downstream-System im Rahmen des Carbon-Leakage-Risikos für Industrieunternehmen diskutiert werden, sind im Upstream-System nicht gleichermaßen zu erwarten. Im Upstream-System erfasste Brennstoffe betreffen vor allem kleinere Betriebe und Haushalte aus den Bereichen Verkehr, Raumwärme und Warmwasser. Sie betreffen also nicht die vom Downstream-ETS erfasste industrielle Produktion. Die Stand- oder Wohnortentscheidungen der von einem Upstream-System erfassten Akteure hängen von anderen Standortfaktoren als den Energiekosten ab, so dass sie ihre Aktivitäten (Stand- und Wohnorte) nicht ins Ausland verlagern, um der Preiserhöhung durch das Emissionshandelssystem zu entgehen (mit der Ausnahme von möglichem Tanktourismus in grenznahen Gebieten). Eine Minderung unerwünschter Effekte (bspw. für Härtefälle) könnte gegebenenfalls durch Kompensationszahlungen bei denjenigen Akteuren, die letztendlich die erhöhten Brennstoffpreise zu tragen haben, ansetzen.

Ein weiteres Argument für die Auktionierung von Zertifikaten ist das potentielle Vorhandensein von Marktmacht. Je nach Ausgestaltung des Upstream-Systems, könnte die Anzahl der Marktteilnehmer beschränkt sein. Verfügt ein Unternehmen über Marktmacht sowohl auf dem Zertifikats- als auch auf dem Produktmarkt, kann es bei freier Allokation zu Effizienzverlusten und unerwünschten Verteilungseffekten kommen (Hintermann, 2010). Diese Marktmacht hängt auch von der Anzahl der erfassten Emittenten und dem Offenheitsgrad des Systems ab. Grundsätzlich gilt: Je mehr Emittenten erfasst werden und je größer der Markt ist, desto geringer das Risiko der Marktbeeinflussung durch einzelne Akteure.

4.2.1.7 Verknüpfung mit dem Downstream-System

Im Folgenden werden die möglichen Verknüpfungen mit dem bestehenden Downstream-System beleuchtet. Dabei wird der Schwerpunkt auf die Effekte der unterschiedlichen Verknüpfung gelegt. Zentral ist dabei wie der Upstream-Emissionshandel die Preise im Downstream-Emissionshandel beeinflussen würde. Der Gebäudebereich ist durch einen langlebigen Kapitalstock geprägt. Im Verkehrsbereich sind die Vermeidungskosten eher hoch (Ifo&FfE, 2012; Energie Institut & Johannes Kepler Universität Linz, 2009).⁷⁸ Eine Einbeziehung neuer Sektoren in den EU-Emissionshandel würde also in der Tendenz zu steigenden CO₂-Preisen führen.

Geschlossenes System in Deutschland ohne Verknüpfung mit dem EU ETS: Grundsätzlich würde ein geschlossenes System dazu führen, dass sich zwei verschiedene Zertifikatspreise bilden, je ein Preis auf dem Upstream-Emissionshandelsmarkt und ein Preis auf dem Downstream-EU ETS. Ein solch getrenntes System hat den Vorteil, dass für jeden Markt ein eigenes Minderungsziel eingesetzt werden kann. Sollte sich in einem Markt das Ziel als zu schwach herausstellen und damit Minderungsaktivitäten möglicherweise eher bremsen als befördern, hat dies keine Auswirkungen auf den jeweils anderen Markt mit adäquatem Ziel. Gleichzeitig würde aus ökonomischer Sicht in einem getrennten System die Kosteneffizienz hinter der in einem offenen System zurückstehen, weil die Vorteile der Flexibilisierung, die durch einen gemeinsamen Markt entstehen, nicht umgesetzt werden können.

Es ist zu erwarten, dass ein geschlossenes System durch sehr langlebige Kapitalstöcke im Gebäudebereich und tendenziell hohe Vermeidungskosten im Verkehrsbereich dominiert würde. Vor diesem Hintergrund würden sich relativ hohe Zertifikatspreise einstellen müssen, um die erforderlichen Reduktionen über ein Emissionshandelssystem zu induzieren. Komplementäre klimapolitische Instrumente, die in den erfassten Bereichen dominieren und gezielte Vermeidungsoptionen ansprechen, wirken in erster Linie zertifikatspreismindernd.

In einem System mit langlebigen Kapitalstöcken können sich auch sogenannte „Schweinezyklen“ einstellen, die zu Preisschwankungen führen können. Das Prinzip der Schweinezyklen besagt, dass Vermeidungsinvestitionen in Phasen hoher Zertifikatspreise ausgeprägt getätigt werden, so dass die Nachfrage nach Zertifikaten und folglich der Zertifikatspreis sinkt. Dies kann einerseits die Wirtschaftlichkeit bereits getätigter Investitionen verändern, andererseits zu Anpassungen der Erwartungen über künftige Zertifikatspreise und damit zu Anpassungen des Kalküls für Neuinvestitionen führen. Aufgrund der Langlebigkeit der Kapitalstöcke müssen zudem nicht fortlaufend Erneuerungen durchgeführt werden. Bei sinkendem Emissionsziel steigen die Zertifikatspreise wieder an, bis sie ein Niveau erreichen, das einen neuen derartigen Zyklus in Gang bringen könnte. Investitionen und Zertifikatspreise können also einen Zusammenhang aufweisen. Langlebige Investitionsentscheidungen brauchen einen glaubwürdigen, langfristigen und stabilen Zertifikatspreis und können, wenn sie zu wesentlichen Emissionsminderungen führen, auch einen Einfluss auf den Preis haben. Die Stabilität des Zertifikatspreises allerdings wird durch viele weitere Faktoren beeinflusst, wie z.B. die wirtschaftliche Entwicklung, die Entwicklung der Energiepreise, der intertemporalen Flexibilität in Form von Banking etc.

⁷⁸ Die hohen Vermeidungskosten im Verkehr werden dadurch verdeutlicht, dass trotz hoher Energiesteuern (Abb. 16) die Nachfrage nach Verkehrsdienstleistungen auch in Zukunft weiter ansteigt (Bundesregierung 2013, Tabelle 2-5). Auch sind die in Bundesregierung (2013) ermittelten Reduktionsbeiträge des Verkehrs im Vergleich zu anderen Sektoren eher gering (vergleiche z.B. Abb. 10).

Wie oben dargelegt, könnten, je nach Wahl der zertifikatspflichtigen Akteure, in Deutschland relativ wenige Akteure von einem Upstream-System betroffen sein. Gestaltet man das Upstream-System als geschlossenes regionales System, könnte es daher sowohl verstärkt zu Lobbying bei der Wahl des Caps, als auch zu Marktbeeinflussung kommen, was durch eine Öffnung zum EU ETS abgemildert werden könnte.

Halboffenes System in Deutschland mit der Möglichkeit EUAs aus dem Downstream-EU ETS zu importieren: Je nachdem, wie viele EUAs bei einem halboffenen System importiert werden dürften, würden die Preise auf dem Upstream-Markt wahrscheinlich sinken und sich ein gewichtetes Mittel aus Upstream- und Downstream-Preisen einstellen. Dies liegt daran, dass im Verkehrsbereich tendenziell höhere Grenzvermeidungskosten zu erwarten sind als im Downstream-System. Im Konkreten hängt dies allerdings auch maßgeblich von den implementierten, komplementären Instrumenten (Energiebesteuerung, Ordnungsrecht, Förderprogramme) im Verkehrsbereich ab und ihren Effekten auf die Grenzvermeidungskosten in diesem Bereich.

Offenes Upstream-System in Deutschland mit Anbindung an das EU ETS über Opt-in: Dieses System könnte über ein Opt-in des Wärme- und Verkehrssektors in den bestehenden Downstream-Emissionshandel vollzogen werden. Dies würde einen größeren und liquideren Markt mit einem einheitlichen Preis schaffen. Ebenso würde die Gefahr der Marktmanipulation durch einzelne Akteure abnehmen. Diese Variante würde gegenüber einem geschlossenen Upstream-System tendenziell zu niedrigeren und stabileren Preisen führen, sowie Effizienzgewinne realisieren, weil durch den gemeinsamen Markt die Emissionsminderungen dort durchgeführt werden können, wo Vermeidungskosten am niedrigsten sind. Erwartungsgemäß wären der Verkehr- und Wärmebereich eher Käufer von Zertifikaten, weil insbesondere der Verkehrsbereich durch hohe Vermeidungskosten gekennzeichnet ist. Dies könnte zu höherer Emissionsminderung in den traditionellen ETS-Sektoren führen.

Offenes System/ EU-weit Einführung eines Upstream-Systems über eine Änderung der Emissionshandelsrichtlinie: Aus ökonomischer Perspektive wäre ein solches System gegenüber einem geschlossenen oder halboffenen System zu begrüßen, da durch den einheitlichen Markt kosteneffiziente Vermeidungsmaßnahmen in allen erfassten Sektoren stattfinden können (Hargrave, 2000; Böhringer et al., 2009). Des Weiteren wird die Gefahr der Marktbeeinflussung weiter reduziert. Außerdem hat ein offenes gesamteuropäisches System den Vorteil, dass Probleme, die sich aus der regionalen Begrenzung des Systems ergeben (wie z.B. Carbon Leakage durch Tanktourismus) nicht zu erwarten sind, da das Upstream-System alle EU-Länder erfassen würde. Das gemeinsame Treibhausgasminderungsziel müssten dann die Minderungen reflektieren, die die Sektoren insgesamt erzielen sollten. Ein anspruchsvolleres Treibhausgasreduktionsziel als das 20 % Ziel bis 2020 im Vergleich zu 1990 könnte in einem offenen (Upstream-Downstream-)System mit hoher Flexibilität und kosteneffizienter erreicht werden als in getrennten Systemen.

4.2.2 Fazit

Die Kosteneffizienz eines Upstream-Emissionshandelssystems kann zum einen aus dem Blickwinkel der unterschiedlichen Ausgestaltungsoptionen eines Upstream-Systems, zum anderen im Vergleich zur Effizienz von anderen Politikinstrumenten beleuchtet werden.

Die bewertende Diskussion verschiedener Ausgestaltungsformen hebt den deutlichen Einfluss der Ausgestaltung auf die Kosteneffizienz hervor. Zusammenfassen lässt sich, dass ein offenes

System mit Auktionierung der Emissionsrechte, in dem möglichst wenige Akteure zertifikatspflichtig sind und möglichst viele Emittenten erfasst sind, am besten aus dem Blickwinkel der Kosteneffizienz abschneidet.

Die generellen Preiseffekte und Kostenbelastungen hängen wesentlich von den Preiselastizitäten auf der Nachfrageseite ab. In einem Upstream-System, in dem die Zertifikatspflichtigen keine entscheidenden Vermeidungsoptionen haben, muss das Preissignal an die nächste Stufe der Wertschöpfungskette bis hin zu dem Akteur, der die Vermeidungsoptionen hat, weitergeleitet werden. Bei geringen Elastizitäten, wie sie in der Literatur für die Brennstoffe in den Sektoren Wärme und Verkehr ermittelt wurden (vgl. auch Abschnitt 4.3.1), sind daher – zumindest in der kurzen Frist - geringe Veränderungen in der Brennstoffnachfrage zu erwarten. In einem geschlossenen System impliziert dies eine hohe Nachfrage nach Zertifikaten bei den Zertifikatspflichtigen (um die Brennstoffnachfrage zu bedienen) und entsprechend hohe Zertifikatspreise. Die daraus resultierende Preiserhöhung und Belastung bei den Endkunden ist insbesondere in einem geschlossenen System mit ambitionierten Minderungszielen sehr hoch.

In einem System, in dem je nach Marktstruktur (z.B. bei unvollständigem Wettbewerb im Öl- oder Gasmarkt) der Preiseffekt nicht gleichmäßig durchgeleitet wird sondern verzerrt ist, so dass gewisse Akteure stärker belastet werden als andere, ist die Kosteneffizienz des Upstream-Emissionshandels eingeschränkt.

Unter diesen Aspekten ist in Betracht zu ziehen, ob andere Politikinstrumente (bspw. Ordnungsrecht oder Förderprogramme) kosteneffizientere Varianten sein können, da sie nicht von der Preiselastizität (und damit der hohen privaten Diskontrate) und der unverzerrten Durchleitung des Preissignals abhängen.

4.3 Dynamische Anreizwirkungen (Verhaltensänderung beim Verbraucher; Nachfrage nach effizienteren Produkten; Investition in Innovation und Herstellung klimafreundlicher Technologien)

Neben der Frage nach der statischen Effizienz eines Instrumentes ist auch die dynamische Anreizwirkung ein wichtiger Faktor für die Bewertung eines klimapolitischen Instruments. Sie untersucht inwieweit ein Instrument geeignet ist Innovationsaktivitäten zu befördern. Dem zugrunde liegt die Annahme dass durch beschleunigten technischen Fortschritt bei einer hohen dynamischen Anreizwirkung die zukünftige Kosteneffizienz erhöht wird.

Die Betrachtung und Bewertung der dynamischen Anreizwirkung erfolgt dabei aus zwei Blickwinkeln: angebots- und nachfrageseitig. Angebotsseitig werden die Investitionen in Innovation und die Herstellung klimafreundlicher Technologien befördert, wenn die Produzenten davon ausgehen können, dass es auch in Zukunft Nachfrage nach diesen Produkten geben wird. D.h. angebotsseitig wird die Bereitstellung neuer Technologien durch Produzenten betrachtet. Ausschlaggebend ist dabei unter anderem welche Nachfrage nach innovativen Technologien in der Zukunft gesehen wird. Nachfrageseitig steht die Adoption dieser Technologien durch den Anwender im Vordergrund. Die Adoption innovativer Technologien ist unter anderem davon abhängig, wie langfristig und planbar klimapolitische Instrumente ausgelegt sind. Insbesondere bei Investitionen in langlebige, kapitalintensive Investitionsgüter spielt die Verlässlichkeit von politischen oder finanziellen Anreizen eine wichtige Rolle. Weiterhin wird die dynamische Anreizwirkung eines Upstream-Emissionshandelssystems langfristig stark durch Verhaltensänderungen und neue Nutzungsgewohnheiten von Technologien und Brennstoffen beeinflusst.

Die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems berührt unmittelbar vornehmlich die Nachfrageseite nach innovativen Produkten. Im Folgenden werden zwei Aspekte, die für die dynamische Anreizwirkung auf der Nachfrageseite relevant sind, genauer betrachtet: die langfristigen Preiselastizitäten der Endverbraucher und die Höhe der CO₂-Kosten verglichen mit den Brennstoffpreisen. Typische Instrumente mit hoher dynamischer Anreizwirkung auf der Angebotsseite sind direkte Fördermaßnahmen zur Entwicklung und Bereitstellung neuer Technologiekonfigurationen (Investitionssubventionen), Forschungsförderung und Ähnliches. Das Preissignal im Upstream-Emissionshandelssystem muss dagegen zunächst an den Nachfrager durchgeleitet werden und müsste dann in einem zweiten Schritt ein ausreichendes Signal an die Anbieter senden, um Investitionen in Forschung und Entwicklung effizienterer und emissionsärmerer Technologien zu befördern⁷⁹. Hinweise darauf ob diese Wirkungskette tatsächlich realisierbar ist, werden im dritten Unterpunkt diskutiert.

4.3.1 Langfristige Preiselastizitäten der Endverbraucher

Ein Vergleich der kurz- und langfristigen Preiselastizitäten der Endverbraucher lässt eine Aussage darüber zu in welchem Maße mit einer dynamischen Anreizwirkung beim Verbraucher zu rechnen ist. Ist die langfristige Nachfrageelastizität im Vergleich zur kurzfristigen Nachfrageelastizität höher, so kann dies als Anzeichen für das Vorhandensein von dynamischer Anreizwirkung gesehen werden. Die Zunahme der Elastizität entsteht dabei durch die Verfügbarkeit von effizienteren und emissionsärmeren Technologien, die verstärkt nachgefragt werden. Die Investitionskosten dieser Technologien (und ggf. die Veränderung der Investitionskosten durch bspw. Skaleneffekte) gehen dabei in die Ermittlung der langfristigen Nachfrageelastizitäten mit ein, so dass die langfristige Elastizität implizit die Vermeidungskosten von Alternativoptionen mit berücksichtigt. Es ist zu erwarten, dass die Differenz zwischen der kurzfristigen und langfristigen Nachfrageelastizität in Bereichen mit hohen Grenzvermeidungskosten weniger stark ausgeprägt ist als in Bereichen mit geringeren Grenzvermeidungskosten. In der empirischen Ermittlung der Elastizitäten hängt dies insbesondere auch von der genauen Spezifikation des ökonometrischen Modells und der Parametrisierung der Variablen, die Investitionen und Kapitalausgaben widerspiegeln, ab.

Im Bereich der Gebäude ist die kurzfristige Preiselastizität wie oben dargestellt relativ gering. Im zweiten nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan NEEAP 2 gehen GWS und Prognos von Nachfrageelastizitäten im Bereich Raumwärme in Höhe von -0,2 für fossile Brennstoffe aus. Langfristig kommen jedoch neben Verhaltensänderungen auch technische Umstellungsmaßnahmen wie eine Erneuerung der Heizungsanlage oder eine Gebäudeisolierung als Reaktion auf steigende Brennstoffpreise infrage, was sich in einer höheren Nachfrageelastizität widerspiegelt. In weiten Teilen sind dabei Baustoffe und Technologien mit hoher Effizienz bereits verfügbar, das Preissignal kann aber die Nachfrage und Diffusion dieser Technologien fördern und die Erfordernis für weitere F&E-Ausgaben stärken. Auer (2008) hat die Nachfrageelastizität deutscher Haushalte für Erdgas bei steigenden Preisen zwischen 1992 und 2005 kurzfristig auf -0,23 und langfristig auf -0,27 geschätzt. Das bedeutet, dass eine Preiserhöhung für fossile

⁷⁹ Beispielsweise wirkt eine Erfassung von Öl im Upstream-Emissionshandelssystem über den Benzinpreis zum Kunden, der dann aufgrund des Signals entsprechend spritsparender fahren kann und bei Neuanschaffung des Fahrzeugs auf emissionsärmere Versionen umschwenken. Ob damit auch ein ausreichendes Signal an den Fahrzeughersteller am Ende der Wertschöpfungskette generiert wird, in neue innovative, emissionsärmere Fahrzeugtypen oder -komponenten zu investieren, bleibt fraglich.

Energieträger zwar einen Nachfragerückgang zur Folge hat, dieser jedoch deutlich kleiner als die relative Preiserhöhung ausfällt. Für Heizöl sind diese Werte aufgrund der möglichen kurzfristigen Nachfrageveränderung durch die Lagerung in Tanks kurzfristig geringfügig höher. Gleiches dürfte für Kohle gelten.

Ein Problem, das in Deutschland im Gebäudesektor in besonderem Maße besteht, ist die Tatsache, dass ein großer Teil des Gebäudebestandes Mietsgebäude sind. Bei Mietobjekten trifft das durch ein Upstream-Emissionshandel induzierte Preissignal auf Verbraucher (Mieter), die keinen Einfluss auf die Investitionen in effizientere Technologien haben (Nutzer-Eigentümer-Dilemma). In diesen Fällen ist daher davon auszugehen, dass kurzfristig nur Verhaltensänderungen zum Tragen kommen und daher eher von den niedrigen kurzfristigen Preiselastizitäten ausgegangen werden muss.

Im Bereich der Kraftstoffe geht man davon aus, dass die Nachfrage kurzfristig leicht flexibler auf Preisänderungen reagiert als die Nachfrage nach Heizstoffen. GWS und Prognos setzen in diesem Fall eine Nachfrageelastizität von -0.25 für den motorisierten Individualverkehr an. Dies ist darauf zurückzuführen, dass persönliche Verhaltensänderungen insbesondere kurzfristig noch leichter durchzuführen sind als im Bereich der Raumwärme. Langfristig ist auch hier davon auszugehen, dass aufgrund der Verfügbarkeit effizienterer Fahrzeuge eine größere Nachfrageelastizität besteht. Graham und Glaister (2002) geben basierend auf einer umfangreichen Auswertung verfügbarer Studien eine kurzfristige Nachfrageelastizität von -0.2 bis -0.3 an. Langfristig steigt diese auf -0.6 bis -0.8. Dies verdeutlicht die Vermutung, dass langfristig eine ausgeprägtere Nachfragereaktion der Verbraucher zu erwarten ist.

4.3.2 Höhe und Langfristigkeit der CO₂-Kosten

Ein weiterer wichtiger Faktor für die Reaktion der Nachfrager auf das Preissignal sind die Höhe und Langfristigkeit der Preissignale, die die verschiedenen Akteure erreichen können. Hierzu lässt sich anhand von Emissionsfaktoren für die einzelnen Energieträger sowie einem fiktiven Preis für CO₂-Zertifikate ermitteln, wie hoch der Preiseffekt eines solchen Systems theoretisch ausfallen kann wenn eine vollständige Durchleitung der Preise unterstellt wird. Tab. 14 gibt einen Überblick über die Emissionsfaktoren der von einem Upstream-Emissionshandel betroffenen Energieträger, die Höhe des Preiseffekts bei einem angenommenen Zertifikatspreis von 15 und 30€/t CO₂ und vollständiger Weiterleitung des Preissignals an den Endverbraucher sowie zur besseren Vergleichbarkeit jeweils aktuelle indikative Brennstoffpreise.

Tab. 14: Höhe der CO₂-Kosten verschiedener Energieträger und Vergleich mit aktuellen Brennstoffpreisen

Energieträger	CO ₂ -Emissionen (kg/kWh)*	CO ₂ -Kosten bei Zertifikatspreis		Brennstoffpreis (Stand 10/2012)
		15 €/t CO ₂	30 €/t CO ₂	
Braunkohlebriketts	0,36	0,54 ct/kWh	1,08 ct/kWh	4,6 ct/kWh
Steinkohle (Anthrazit Nuss 2)	0,353	0,53 ct/kWh	1,06 ct/kWh	4 ct/kWh**
Heizöl EL	0,2664	0,4 ct/kWh	0,8 ct/kWh	7,5 ct/kWh***
Erdgas H/L	0,2016	0,3 ct/kWh	0,6 ct/kWh	6,4 ct/kWh
Flüssiggas	0,2304	0,35 ct/kWh	0,7 ct/kWh	5,3 ct/kWh****

Anmerkungen: * Quelle: Emissionsfaktoren UBA,
 ** Quelle für Kohlepreise: www.kfk-duisburg.de, Abholpreis ab 500 kg Abnahme
 *** Quelle: Statistisches Bundesamt, Daten zur Energiepreisentwicklung 2012 (Stand Februar 2013)
 **** Preis lt. www.energieverbraucher.de, PLZ-Gebiet Karlsruhe, Lieferung bis 3000 Liter

Die Werte machen deutlich, dass die Zertifikatskosten im Rahmen eines Upstream-Emissionshandels bei Annahme eines aus aktueller Sicht relativ hohen Zertifikatspreises sowie vollständiger Überwälzung an den Endverbraucher hauptsächlich für den relativ günstigen Energieträger Kohle eine signifikante Größenordnung in Höhe von mehr als 10 % der Brennstoffkosten erreichen. Die jährlichen Kosten liegen bei voller Überwälzung und einem angenommenen Wärmebedarf von 20.000 kWh/a für die betroffenen Endverbraucher zwischen 60 und 108 €.

Insbesondere ist auch zu beachten, dass im Emissionshandelssystem die Nachfrage nach Zertifikaten infolge von Innovationen, die zur Minderung von Emissionen beitragen, sinkt und damit auch der Preis. Daher besteht die Gefahr, dass sich der Anreiz zu Innovationen verringert. Über die Zeit müssen die Zertifikate daher knapper werden, damit das Preissignal auch bei technischem Fortschritt erhalten bleibt.

4.3.3 Wirkungen der Nachfrageveränderungen auf die Hersteller von Produkten

Wie bereits eingangs dargestellt, wird die dynamische Anreizwirkung eines Upstream-Emissionshandels neben der nachfrageseitigen Reaktion auch durch die Reaktion von Anbietern und Herstellern von Produkten in den betroffenen Marktsegmenten beeinflusst. So stellt sich die Frage, ob die Verhaltensänderungen, die durch ein Upstream-Emissionshandelssystem induziert werden können, ausreichen, um eine hinreichende Innovationswirkung zur Bereitstellung effizienterer Produkte zu erzielen. Insbesondere vor dem Hintergrund hoher Entwicklungskosten ist neben der Höhe des Preissignals an die Endverbraucher und der damit verbundenen Nachfrageanpassung zudem die Verlässlichkeit des Signals, also die Stringenz des Emissionshandelssystems entscheidend für dessen Innovationswirkung.

Für Hersteller von Automobilen ist es fragwürdig, inwiefern ein relativ geringes Preissignal durch einen Upstream-Emissionshandel neben bereits bestehenden Regularien wie der EU-Richtlinie zur Verminderung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen oder der Energiebesteuerung für Kraftstoffe zusätzliche Anreize zur Entwicklung emissionsarmer Fahrzeuge setzt.

Im Bereich der effizienten Gebäudeausstattung, also der Herstellung von Heizungen und Dämmstoffen stehen langfristige Investitionszyklen und hohe Investitionssummen einer schnellen Veränderung der Nachfragestruktur entgegen. Zudem haben Heizungshersteller bereits im Hinblick auf allgemeine Emissionsminderungsziele Entwicklungsanstrengungen unternommen und emissionsarme Technologien zur Marktreife gebracht (vgl. Marth, Breitschopf 2011).

Da der finanzielle Anreiz durch einen Upstream-Emissionshandel auch hier relativ gering ausfällt, ist davon auszugehen, dass zumindest kurzfristig Anpassungen leichter über Verhaltensänderung als über Neuinvestitionen vorgenommen werden können und dementsprechend die Nachfrageveränderungen begrenzt und die Auswirkungen auf die Anbieter der Technologien gering sind. Zudem existiert das Nutzer-Eigentümer-Dilemma: Mieter tätigen keine Investitionen in energieeffiziente Gebäudeausstattung oder Isolierung; Vermieter hätten jedoch keinen unmittelbaren finanziellen Anreiz durch die Einführung eines Upstream-Emissionshandels, da es sich bei den Heizkosten für sie um ein reinen Durchlaufposten handelt. Da die Eigentümerquote deutscher Wohnungen laut Mikrozensus-Zusatzerhebung des Statistischen Bundesamts 2010 bei 45 % liegt, existiert dieses Problem für mehr als die Hälfte der deutschen Wohnungen.

4.3.4 Fazit

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass eine dynamische Anreizwirkung eines Upstream-Emissionshandels allenfalls bei der Nachfrage nach Energieträgern zu erwarten ist. Hier können langfristig Anpassungsprozesse durch den Einsatz effizienterer Technologien geschehen, die wiederum durch das CO₂-Preissignal befördert werden. Allerdings zeigt ein Blick auf die Energiekosten, dass bei moderaten CO₂-Preisen dieser Effekt eher als gering einzustufen ist. Daher muss davon ausgegangen werden, dass mit Hinblick auf die dynamische Anreizwirkung ein Upstream-Emissionshandelssystem nur eingeschränkt geeignet ist.

Davon ausgehend, dass ein Upstream-Emissionshandel zumindest in gewissen Grenzen eine dynamische Anreizwirkung entfalten kann, muss zudem noch berücksichtigt werden, dass die dynamische Anreizwirkung unter Umständen trotzdem nicht effizient ist. Dies wäre der Fall, wenn die Weitergabe des Preissignals an die Endkunden stark verzerrt wäre (vergleiche dazu auch 4.2 Statische Effizienz). In diesem Fall würde die (dynamische) Anreizwirkung nicht in allen Sektoren gleichmäßig ansetzen, sondern wäre ggf. auf einige wenige Bereiche beschränkt, hier jedoch auf Grund des zu hohen Preissignals stärker als die eigentliche intertemporal effiziente Lösung vorsehen würde.

4.4 Verteilungswirkungen und Kompensation von betroffenen Verbrauchern

Durch die Einführung eines Upstream-Emissionshandels entstehen Mehrbelastungen, die insbesondere für einkommensschwache Haushalte zu einer signifikanten Verteuerung von Energieträgern führen können, die zum Beheizen von Wohnraum bzw. zur Bereitstellung von Warmwasser und somit zur Befriedigung elementarer Bedürfnisse benötigt werden. Erfolgt nun eine Überwälzung von Preissignalen an diese Endverbraucher und bestehen an dieser Stelle keine oder nur begrenzte (z.B. durch Verhaltensänderung, nicht aber durch technische Neuerungen wie im Falle des Mieter-Vermieter-Dilemmas) Möglichkeiten zur unmittelbaren Einsparung beim Brennstoffeinsatz, kann die Einführung eines Upstream-Emissionshandels zu sozial problematischen Belastungen führen. Solche problematischen Belastungen aus sozialen und aus (verfassungs-)rechtlichen Gründen (siehe hierzu 5.2.3.3.2.) zu verhindern, soll in diesem Abschnitt kurz die Möglichkeit einer Kompensation von entsprechend betroffenen privaten Verbrauchern diskutiert werden (vgl. zu beihilferechtlichen Grenzen für Kompensationen zu Gunsten von Unternehmen unten 5.1.4).

Zunächst ist hierfür zu ermitteln, welche Höhe der Belastung für durchschnittliche Haushalte zu erwarten ist und welche Belastungen hieraus insbesondere für einkommensschwache Haushalte resultieren. Weiterhin ist zu diskutieren, inwiefern bestehende Kompensationsmechanismen für einkommensschwache Haushalte existieren, die diese Mehrbelastungen auffangen. Sollte dies nicht der Fall sein, sollen Kompensationsmöglichkeiten aufgezeigt werden.

Im Jahr 2011 lag der durchschnittliche jährliche Energiebedarf für Raumwärme laut dem Bundesweiten Heizspiegel je nach Bundesland zwischen 128 und 151 kWh/m². Hierbei ist zu beachten, dass diese Werte neben regionalen Schwankungen auch stark von Art und Größe des betrachteten Gebäudes, Nutzerverhalten und Zustand der Heizungsanlage abhängen. Somit können die hier ermittelten Werte lediglich als erste Einschätzung verstanden werden. Allerdings lassen sich aus den Durchschnittswerten erste Erkenntnisse ableiten. So liegt die durchschnittliche Mehrbelastung für einen Haushalt mit einer Wohnfläche von 100 m² bei der Beheizung mit Erdgas bei einem Zertifikatspreis von 15 €/t CO₂ in der Größenordnung von etwa 40 € im Jahr, bei Heizkosten von durchschnittlich etwa 1300 € pro Jahr. Bei einem deutlich höheren Zertifikatspreis von 100 €/t CO₂ würde sich die jährliche Mehrbelastung für einen solchen Haushalt bei der Verwendung von Erdgas auf etwa 260 € belaufen. Für Erdöl belaufen sich die entsprechenden Werte auf gut 50 € pro Jahr bei einem Zertifikatspreis von 15 €/t CO₂ bzw. knapp 350 € bei einem Zertifikatspreis von 100 €/t CO₂.

Wenn also davon ausgegangen wird, dass die Zertifikatspreise sich zunächst auf einem Niveau einstellen, das den aktuellen Preisen im Downstream-ETS entspricht, so ist kein unmittelbarer Handlungsbedarf zur Kompensation der finanziellen Folgen eines Upstream-Emissionshandels erkennbar. Bei langfristig steigenden Zertifikatspreisen müssen Schwellenwerte definiert werden, ab denen die Kompensation von einkommensschwachen Haushalten erfolgen soll. Bereits heute erfolgt nach mehreren sozialrechtlichen Regelungen eine Übernahme der Heizkosten, so z.B. durch § 22 Sozialgesetzbuch (SGB) II für Bezieher von Arbeitslosengeld 2 (Hartz-4-Empfänger) und durch § 35 Sozialgesetzbuch (SGB) XII für Sozialhilfeempfänger. Voraussetzung hierfür ist, dass die Heizkosten „angemessen“ sind, d.h. kein verschwenderischer Umgang mit Energie vorliegt, wobei nur „eklatant kostspieliges oder unwirtschaftliches Heizen“ nicht finanziert werden muss. Für die Definition der Angemessenheit wird dabei häufig auf den zuvor genannten Heizspiegel zurückgegriffen. Da davon auszugehen ist, dass dieser sich einem durch

einen Upstream-Emissionshandel gestiegenen Preisniveau anpasst, sollte auch die Mehrbelastung von sozial schwachen Haushalten durch die Übernahme der Heizkosten abgedeckt sein.

Sofern es durch den Upstream-Emissionshandel zu hohen Preissteigerungen von Heizungs-brennstoffen kommen sollte, könnten auch besondere Belastungen jenseits des Sozialrechts durch einen Ausgleichsanspruch für Mieter und Eigentümer von selbstbewohntem Wohneigentum im Sinne einer Härtefallregelung oder im Rahmen des Wohngeldgesetzes aufgefangen werden. Die rechtstechnisch einfachste Möglichkeit hierzu wäre eine mögliche Wiedereinführung des 2011 abgeschafften Heizkostenzuschusses nach § 12 Wohngeldgesetz (WoGG)⁸⁰ um „Härtefälle oberhalb des Existenzminimums zu adressieren. Aus verfassungsrechtlicher Sicht wäre es insoweit nicht ausreichend, lediglich auf die sozialrechtlichen Regelungen zur Sicherung des Existenzminimums zu verweisen. Wenn die Belastungen ein im Rahmen typisierender Regelungen insgesamt noch erträgliches Maß übersteigen würden, müsste der Gesetzgeber geeignete Regelungen treffen, um die finanziellen Belastungen in Härtefallsituationen auf ein erträgliches Maß abzumildern, bevor die betroffenen Bewohner wegen erhöhter Brennstoffkosten auf Sozialhilfe zur Sicherung des Existenzminimums angewiesen sind (siehe hierzu 5.2.3.3.2).

4.5 Administrierbarkeit und die Auswirkungen auf Transaktionskosten

Ein Hauptargument für die Upstream-Erfassung von Emissionen im Bereich der Kleinemittenten ist, dass die Administrierbarkeit einfacher und die Transaktionskosten geringer als bei einer Downstream-Erfassung sind, weil die Anzahl der zertifikatpflichtigen Akteure deutlich niedriger ist. Auch innerhalb eines Upstream-Ansatzes können sich jedoch die Kosten für Administration und Transaktionskosten je nach Ausgestaltungsvariante deutlich unterscheiden. In diesem Unterkapitel soll ein Überblick über die Transaktionskosten der verschiedenen, möglichen Ausgestaltungsvarianten gegeben werden. Ziel ist dabei weniger eine quantitative Abschätzung als vielmehr ein qualitativer Vergleich der unterschiedlichen Varianten. Zunächst wird ein Überblick über die verschiedenen Arten der Transaktionskosten gegeben.

4.5.1 Identifikation von Transaktionskosten nach Kostenträgern

Betz (2003) identifiziert Transaktionskosten nach Kostenträgern und unterscheidet dabei zwischen politischen Transaktionskosten, die in erster Linie beim öffentlichen Sektor anfallen, und unternehmensinternen und Markttransaktionskosten, die hauptsächlich im privaten Sektor angesiedelt sind. Für eine systematische Betrachtung unterteilt sie zudem den Betrachtungshorizont in fünf Phasen, die Planungsphase vor und nach der Entscheidung für das Instrument, die Umsetzungsphase, die Handelsphase und die Abrechnungsphase. In allen fünf Phasen fallen sowohl im öffentlichen wie im privaten Sektor Transaktionskosten an. Die Kostenarten sind in Tab. 15 dargestellt. Nicht alle Kostenarten sind unmittelbar von der Ausgestaltung des Systems abhängig und daher für diese Analyse relevant. Diese sind in der Tabelle mit grau gekennzeichnet. Im Folgenden wird erläutert welche Kostenarten in die weitere Betrachtung mit einbezogen werden und welche nicht.

⁸⁰ Wohngeldgesetz vom 24.09.2008 (BGBl. I S. 1856), das zuletzt durch Artikel 9 Absatz 5 des Gesetzes vom 03.04.2013 (BGBl. I S. 610) geändert worden ist.

Tab. 15 Transaktionskosten in den verschiedenen Phasen der Einführung eines Emissionshandelssystems

Phase	Transaktionskosten im öffentlichen Sektor	Transaktionskosten im privaten Sektor
Planungsphase vor Entscheidung	Informationskosten für die Konzepterarbeitung	Informationskosten
	Verhandlungskosten	Lobbyismuskosten
Planungsphase nach Entscheidung	Kosten der Gesetzgebung	Lobbyismuskosten
	Kosten für die Erstellung eines Allokationsplans	
Umsetzungsphase	Einmalige Verwaltungskosten	Informationskosten
		Einmalige Quantifizierungs- und Berichterstattungskosten
Handelsphase	Laufende Verwaltungskosten	Entscheidungs- und Strategiekosten
		Quantifizierungs- und Berichterstattungskosten
		Markttransaktionskosten
Abrechnungsphase	Aufdeckungs- und Sanktionierungskosten	Sanktionierungskosten
	Anpassungskosten	Anpassungskosten

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Betz (2003)

Die Kosten in der Planungsphase vor der Entscheidung für das Instrument setzen sich im öffentlichen Sektor zusammen aus den Informationskosten für die Konzepterarbeitung, die z.B. durch die Vergabe von Forschungsvorhaben oder das Zusammenstellen von Informationen anfallen, und den Verhandlungskosten, die anfallen um das Instrument gegen andersgelagerte Interessen (politische und wirtschaftliche) durchzusetzen. Auf der Seite des privaten Sektors fallen ebenfalls Informationskosten an, um bei den Verhandlungen und Konzepten auf dem aktuellen Stand zu bleiben, sowie Lobbyismuskosten, um die eigenen Vorstellungen in den Entscheidungsprozess einfließen zu lassen. Von den in der Planungsphase vor der Entscheidung für das Instrument anfallenden Kosten werden die Informationskosten auf öffentlicher Seite und die Informationskosten auf privater Seite aus der Betrachtung ausgeschlossen, weil sie nicht unmittelbar durch die Ausgestaltungselemente wie sie bisher untersucht wurden beeinflusst werden.

In der Planungsphase nach Entscheidung fallen im öffentlichen Sektor Kosten für die Gesetzgebung, d.h. die konkrete Ausarbeitung der Gesetzestexte und die damit verbundenen parlamentarischen Beratungen, und die Kosten für die Erstellung eines Allokationsplans an. Auf der Seite des privaten Sektors fallen auch in dieser Phase (u.U. sogar noch in verstärktem Maße) Lobbyismuskosten an, um die Ausgestaltung des Systems in die gewünschte Richtung zu lenken. Die Kosten für die Gesetzgebung, die im öffentlichen Sektor in der Planungsphase nach Entscheidung anfallen, sind nicht unmittelbar von der Ausgestaltung des Upstream-Emissionshandels abhängig und werden daher nicht weiter betrachtet.

Während der Umsetzungsphase fallen im öffentlichen Sektor einmalige Kosten zum Aufbau der benötigten Verwaltungsinfrastruktur und der Kontrollinstanzen an. Im privaten Sektor müssen die Unternehmen sich die notwendigen Informationen über die Neuregelungen beschaffen und ggf. einmalig Quantifizierungsmaßnahmen zum CO₂-Ausstoß durchführen und diesen berichten.

In der Handelsphase fallen auf Seiten des öffentlichen Sektors laufende Verwaltungskosten z.B. für die Durchführung von Auktionen, Marktbeobachtungen und die Registrierung von Transaktionen an. Der größere Kostenfaktor fällt während der Handelsphase allerdings bei den regulierten Akteuren an. Diese setzen sich zusammen aus den Entscheidungs- und Strategiekosten, den Kosten für die Marktteilnahme und den Kosten für Quantifizierung und Berichterstattung.

Die Kosten in der Abrechnungsphase im öffentlichen Sektor setzen sich zusammen aus Aufdeckungs- und Sanktionierungskosten und ggf. Anpassungskosten, wenn die ursprüngliche Ausgestaltung dies notwendig erscheinen lässt. Analog setzen sich die Kosten im privaten Sektor aus Sanktionierungskosten und ggf. Anpassungskosten zusammen. Da die Anpassungskosten sowohl im öffentlichen wie im privaten Sektor im Voraus schlecht abschätzbar sind, werden sie aus der Betrachtung ausgeschlossen. Im Bereich der privaten Kosten wird außerdem auf eine Untersuchung der Sanktionierungskosten verzichtet, da diese nicht unmittelbar mit der Ausgestaltung des Upstream-Emissionshandels zusammenhängen. Das heißt, bei der Kostenbetrachtung wird davon ausgegangen, dass alle Unternehmen ihrer Zertifikatpflicht zu 100 % nachkommen.

4.5.2 Schätzung der Transaktionskosten bezogen auf die untersuchten Ausgestaltungselemente eines Upstream-Emissionshandelssystems

Im Folgenden soll eine qualitative Betrachtung der Transaktionskosten bezogen auf die in Kapitel 3 untersuchten Elemente der Ausgestaltung eines Upstream-Emissionshandelssystems angestellt werden. Da eine quantitative Bestimmung der Kosten sehr aufwendig ist (vergleiche z.B. Betz 2003, Schleich und Betz 2004, Frasch 2007, Ecofys 2007 für das EU ETS) wird stattdessen versucht eine qualitative Einschätzung vorzunehmen. Zu diesem Zweck werden die einzelnen Ausgestaltungsoptionen untereinander in eine Reihenfolge gebracht (Einführung einer Ordinalskala). Die Verwendung einer Ordinalskala erlaubt einen Vergleich der Optionen untereinander, lässt aber keine Aussage darüber zu, wie groß der Unterschied zwischen den einzelnen Optionen ist. Zugleich erlaubt diese Art der Betrachtung zunächst einmal nur einen Vergleich innerhalb einer Kostenart. Nicht direkt ableitbar ist, ob eine besonders gute Bewertung z.B. im Bereich der Verhandlungskosten und der einmaligen Verwaltungskosten eine schlechte Bewertung bei den laufenden Verwaltungskosten ausgleicht. Als Skala werden die Zahlen von 1 bis max. 3 verwendet, wobei die Option mit der Nummer 1 die geringsten Transaktionskosten aufweist.

Tab. 16 gibt einen Überblick darüber welche Ausgestaltungselemente welche Transaktionskostenarten – getrennt nach öffentlichem und privatem Sektor - beeinflussen.

Tab. 16 Auswirkungen der Ausgestaltungselemente auf die Transaktionskosten im öffentlichen und privaten Sektor

	öffentlicher Sektor					
	Verhandlungskosten	einmalige Verwaltungskosten	laufende Verwaltungskosten	Aufdeckungs- & Sanktionierungskosten		
Erfasste Emittenten	x		x	x		
zertifikatpfl. Akteur	x	x	x	x		
Doppelzählung mit ETS		x	x	x		
Allokation	x	x	x			
Verknüpfung mit ETS		x	x	x		
	privater Sektor					
	Lobbyismuskosten	Informationskosten	einmalige Quantifizierungs- & Berichterstattungskosten	Entscheidungs- & Strategiekosten	Quantifizierungs- & Berichterstattungskosten	Markttransaktionskosten
Erfasste Emittenten						
zertifikatpfl. Akteur	x	x	x		x	x
Doppelzählung mit ETS	x		x		x	
Allokation	x		x	x	x	x
Verknüpfung mit ETS	x			x		

Quelle: eigene Darstellung

4.5.3 Kosten im öffentlichen Sektor

In Kapitel 3 wurden verschiedene Ansatzpunkte für das Ausgestaltungselement „zertifikatpflichtiger Akteur“ identifiziert. Grundsätzlich kann bei den Verwaltungskosten (einmalige und laufende) sowie bei den Aufdeckungs- & Sanktionierungskosten angenommen werden, dass die Anzahl der verpflichteten Akteure ausschlaggebend ist. Entsprechend sollte ein Ansatz auf einer höheren Ebene, d.h. Aufbereitung- & Umwandlung zu niedrigeren Kosten führen als die Verpflichtung der nachgelagerten Stufe des Vertriebs. Die Verhandlungskosten im öffentlichen

Sektor können neben der Anzahl der verpflichteten Akteure auch durch den Organisationsgrad der Akteure bestimmt werden. Analog zu den übrigen Transaktionskosten im öffentlichen Sektor ist auch hier davon auszugehen dass weniger Verhandlungspartner weniger Kosten bedeuten. Gleichzeitig ist allerdings auch denkbar, dass größere Unternehmen oder eine bessere Organisation der Akteure untereinander, z.B. in Form eines Interessensverbandes, der die Interessen einer Großzahl der betroffenen Akteure vertritt, mehr Verhandlungen nötig macht, da sie größeren politischen Druck ausüben können und damit Beteiligungsverfahren in größerem Umfang notwendig erscheinen lassen. Dieses Argument spricht dafür, dass die Erfassung von Akteuren auf einer weiter unten liegenden Stufe geringere Verhandlungskosten nötig macht, da weniger (organisierter) Lobbyismus erfolgt. Da auf Grund der fehlenden Quantifizierung nicht festgestellt werden kann, welcher Effekt stärker ist, wird auf eine Bewertung der Option mit Hinblick auf die Verhandlungskosten verzichtet. Allerdings muss davon ausgegangen werden, dass auf Verhandlungen mit den betroffenen Akteuren niemals komplett verzichtet werden kann und somit in jedem Fall Verhandlungskosten anfallen werden.

In Kapitel 3 wurde festgelegt, dass die Zertifikatpflicht bei einer möglichen Doppelerfassung upstream ausgesetzt werden soll. Dies setzt voraus, dass beim zertifikatpflichtigen Akteur die entsprechende Infrastruktur zur Bestimmung der nicht-zertifikatpflichtigen Mengen besteht oder geschaffen wird. Bei einem System, das an die Energiesteuer angegliedert ist, kann davon ausgegangen werden, dass die Verwaltungskosten (insbesondere die einmaligen) am niedrigsten sind, da in Teilen auf bestehende Strukturen zurückgegriffen werden kann. Damit ist zumindest die mengenmäßige Erfassung der Brennstoffe gewährleistet, die dann um Informationen zum CO₂-Gehalt ergänzt werden müssen. In welcher Form die entsprechende Infrastruktur auf den anderen vorgeschlagenen Stufen verfügbar ist bzw. inwieweit diese Stufen bei der Energiesteuer betroffen sind, ist nicht bekannt. Daher wird darauf verzichtet diese Optionen untereinander weiter zu differenzieren. Inwieweit die Aufdeckungs- und Sanktionierungskosten von den verschiedenen Optionen betroffen sind, ist auf Grund der fehlenden Ausdifferenzierung der Ansätze schwer einzuschätzen.

Bei der Frage nach den zu erfassenden Emittenten sind zwei Möglichkeiten vorgeschlagen: ein System mit oder ohne Einbeziehung des Verkehrssektors. Unabhängig von dem ausgewählten Ansatzpunkt beim zertifikatpflichtigen Akteur steigt die Anzahl der zu regulierenden Emittenten. Daher kann davon ausgegangen werden, dass sowohl die Verwaltungs- als auch die Aufdeckungs- und Transaktionskosten bei einer Einbeziehung des Verkehrssektors höher sein werden. In vermutlich deutlich stärkerem Ausmaß trifft dies auch für die Verhandlungskosten zu, da die Automobilindustrie in Deutschland eine starke Lobby hat. Das heißt ein größerer Kreis erfasster Emittenten und damit erfasster Emissionen geht mit einem Anstieg der Transaktionskosten im öffentlichen Sektor einher.

Bei dem zu wählenden Allokationsmechanismus wurden die Optionen Versteigerung mit oder ohne Kompensationszahlung diskutiert. Für die Verhandlungskosten kann davon ausgegangen werden, dass der Beschluss, Kompensationszahlungen durchzuführen, zu höheren Kosten führt als ein System ohne Kompensationszahlungen, da es neben den Diskussionen um die Kompensationszahlungen auch Verhandlungen mit den einzelnen Betroffenen um die konkrete Ausgestaltung geführt werden müssen. Ebenso wird auch bei den Verwaltungskosten ein System ohne Kompensation zu deutlich geringeren Kosten führen. Bei den Aufdeckungs- und Sanktionierungskosten kann die Einführung von Kompensationszahlungen zu zusätzlichem Aufwand bezüglich der Aufdeckung nicht nur von nicht geleisteten Zertifikatpflichten sondern

auch von zu Unrecht erhaltenen Kompensationszahlungen führen. Dementsprechend ist bezogen auf die Transaktionskosten im öffentlichen Sektor ein System ohne Kompensationszahlungen in jedem Fall dem System mit Kompensationszahlungen vorzuziehen.

Die Verknüpfung eines Upstream-Emissionshandels mit dem EU ETS kann unterschiedliche Auswirkungen auf die einzelnen Transaktionskostenposten haben. In Bezug auf die Verhandlungskosten sollten keine gravierenden Unterschiede zwischen den beiden Systemen auftreten. Dieser Punkt wird daher nicht näher betrachtet. Im Bereich der einmaligen Verwaltungskosten kann davon ausgegangen werden, dass bei einem offenen System auf den Aufbau zusätzlicher Verwaltungsinfrastruktur weitgehend verzichtet werden kann. Inwieweit bei einem geschlossenen oder halboffenen System auf die bestehende Infrastruktur zurückgegriffen werden kann, ist dagegen unklar. Daher ergibt sich hier u.U. das Potential für zusätzlich anfallende einmalige Verwaltungskosten. Bei den Aufdeckungskosten sind insbesondere bei der Einführung eines halboffenen Systems zusätzliche Kosten zu erwarten, da hier überprüft werden muss, dass die Zertifikate in dem einen oder anderen System Gültigkeit besitzen. Gravierende Unterschiede in Bezug auf die Aufdeckungs- und Sanktionierungskosten zwischen einem geschlossenen und einem offenen System sollten sich dagegen nicht ergeben, da in beiden Fällen ähnliche Prüfmechanismen angewandt werden müssen. Die linke Hälfte von Tab. 17 gibt einen Überblick über die Einordnung der verschiedenen Ausgestaltungselemente in Hinblick auf die Transaktionskosten im öffentlichen Sektor insgesamt.

4.5.4 Kosten im privaten Sektor

Auch die im Bereich des privaten Sektors anfallenden Transaktionskosten sind von der Auswahl des zertifikatpflichtigen Akteurs abhängig. Beeinflusst werden dabei insbesondere die Lobbyismuskosten, die Informationskosten, die Kosten für Quantifizierung und Berichterstattung und die Markttransaktionskosten. Im Bereich der Informationskosten, der Quantifizierungs- und Berichterstattungskosten sowie der Markttransaktionskosten kann davon ausgegangen werden, dass die Kosten mit zunehmender Größe des Unternehmens (sowie ggf. mit zunehmender Erfahrung in der Quantifizierung, Berichterstattung und Marktteilnahme) abnehmen. Betrachtet man die verschiedenen möglichen zertifikatpflichtigen Akteure spricht dies für einen Ansatzpunkt möglichst weit oben in der Kette oder parallel zur Energiesteuer, um die Kosten zu senken. Bei einer Entscheidung für die energiesteuerpflichtigen Unternehmen kann dabei insbesondere auf das bereits vorhandene Know-How dieser Unternehmen bei der Quantifizierung der Mengenströme zurückgegriffen werden. Insofern kann davon ausgegangen werden, dass insbesondere im Bereich der Quantifizierungskosten dieser Ansatzpunkt – sofern nicht deckungsgleich mit dem Umwandlungs-/ Aufbereitungssektor – vorzuziehen ist. Bei den Lobbyismuskosten ist eine Einschätzung schwierig. Einerseits kann davon ausgegangen werden dass die absoluten Kosten in großen Unternehmen höher sein werden als in kleineren. Bei kleinen Unternehmen ist je nach Größe und Einfluss fraglich ob sich Lobbyismus überhaupt positiv auswirken kann und dementsprechend überhaupt Ausgaben getätigt werden. Andererseits könnte ggf. der Einfluss der Zertifikatpflicht deutlich schwerwiegendere Auswirkungen in kleineren Unternehmen haben, die ggf. auch noch schlechtere Chancen haben die gestiegenen Kosten an ihre Kunden weiterzureichen. So gesehen könnte sich gerade in diesem Bereich daher auch ein vermehrter Bedarf für Lobbyismus ergeben, der dann ggf. mit deutlich höheren Ausgaben bezogen auf die CO₂-Emissionen eines Unternehmens einhergeht.

Bei den Transaktionskosten für Doppelzählung ist wiederum entscheidend welche Akteure zertifikatpflichtig sind. Auswirkungen sind dabei insbesondere im Bereich der Lobbyismuskosten

und der Quantifizierungs- und Berichterstattungskosten zu erwarten. Die Höhe der Quantifizierungs- und Berichterstattungskosten wird dabei insbesondere von der bereits vorhandenen Infrastruktur zur Erfassung und Abgrenzung abhängen. Auch im Rahmen der Energiesteuer muss z.T. eine Abgrenzung vorgenommen werden, um eine Doppelbesteuerung zu vermeiden. Es bleibt im Detail zu prüfen inwieweit dieses System auf die Doppelzählung im Emissionshandel angewendet oder übertragen werden kann. Allerdings kann vermutet werden, dass die Quantifizierungs- und Berichterstattungskosten niedriger sind wenn das Energiesteuerrecht als Ansatzpunkt gewählt wird, da zumindest die notwendigen Quantifizierungsmethoden und -techniken bereits vorhanden sein sollten. Für den Bereich der Lobbyismuskosten ist eine Abschätzung dagegen schwierig. Einerseits könnte das Energiesteuersystem einen Rahmen bieten, der auf viel Zustimmung bei den betroffenen Akteuren stößt und daher zu geringeren Lobbyismuskosten führen. Andererseits könnten andere Ansatzpunkte aus Sicht der betroffenen Akteure als deutlich bessere Alternative gewertet werden und daher deutlich mehr Lobbyismus für andere Optionen entstehen. Da die Auswirkungen sehr stark von der konkreten Ausgestaltung sowie den Alternativen abhängig sind wird in diesem Rahmen auf eine Bewertung bei den Lobbyismuskosten verzichtet.

Im Bereich der möglichen Allokationsschemata sind insbesondere die Lobbyismuskosten und ggf. die Quantifizierungskosten von der Ausgestaltung abhängig. Anders als bei kostenfreier Zuteilung für zertifikatpflichtige Akteure würden im Falle eines Upstream-Emissionshandelssystems jedoch Kompensationszahlungen an nicht-zertifikatpflichtige Akteure erfolgen. Damit entstehen bei der Entscheidung für Kompensationszahlungen Lobbyismuskosten und ggf. laufende Quantifizierungs- und Berichterstattungskosten bei nicht-zertifikatpflichtigen Akteursgruppen. Diese Kosten würden nicht anfallen, wenn von vornherein eine Kompensation möglicher Betroffener ausgeschlossen würde.

Von einer möglichen Verknüpfung mit dem EU ETS sind wiederum Lobbyismuskosten und Quantifizierungs- und Berichterstattungskosten betroffen. Zusätzlich wirkt sich die Verknüpfung außerdem auf die Entscheidungs- und Strategiekosten eines Unternehmens sowie auf die Markttransaktionskosten aus. Bei den Lobbyismuskosten ist eine Bewertung der verschiedenen Optionen schwierig, da sich für alle Optionen und je nach Ausgestaltung des Gesamtsystems verschiedene Interessensgruppen finden könnten. Die Entscheidungs- und Strategiekosten dürften bei einer Öffnung des Systems zum EU ETS hin leicht ansteigen, weil die Möglichkeiten der Handlungsoptionen ansteigen. Die Markttransaktionskosten dagegen können bei einer Öffnung sinken, weil die Anzahl der möglichen Verhandlungspartner ansteigt.

Die rechte Hälfte von Tab. 17 fasst die Transaktionskosten im privaten Bereich zusammen.

Tab. 17 Ausgestaltungselemente für ein Upstream-Emissionshandelssystem und die damit verbundenen Transaktionskosten (mit 1: gering, 2: mittel, 3: hoch)

Elemente	Ausgestaltungsoption	öffentlicher Sektor				privater Sektor				
		Verhandlungskosten	einmalige Verwaltungskosten	laufende Verwaltungskosten	Aufdeckungs- & Sanktionierungskosten	Lobbyismuskosten	Verwaltungskosten	Entscheidungs- & Strategiekosten	Quantifizierungs- & Berichterstattungskosten	Markttransaktionskosten
zertifikatpfl. Akteur	Kohle - Aufbereitung/Umwandlung		1	1	1				2	2
	Kohle - Energiesteuer		1	1	1				1	1
	Kohle - Vertrieb		2	2	2				3	3
	Erdgas - Produktion/ Import		1	1	1				2	2
	Erdgas - Energiesteuer		2	2	2				1	1
	Erdgas - Vertrieb		3	3	3				3	3
	Erdöl - Aufbereitung/Umwandlung		1	1	1				2	2
	Erdöl - Energiesteuer		2	2	2				1	1
	Erdöl - Vertrieb		3	3	3				3	3
Doppelzählung mit EU ETS	Kohle - Aufbereitung/Umwandlung		2	2			2		2	
	Kohle - Energiesteuer		1	1			1		1	
	Kohle - Vertrieb		2	2			2		2	
	Erdgas - Produktion/ Import		2	2			2		2	
	Erdgas - Energiesteuer		1	1			1		1	
	Erdgas - Vertrieb		2	2			2		2	
	Erdöl - Aufbereitung/Umwandlung		2	2			2		2	
	Erdöl - Energiesteuer		1	1			1		1	
Erdöl - Vertrieb		2	2			2		2		
Erfasste Emittenten	ohne Verkehr	1		1	1					
	mit Verkehr	2		2	2					
Allokation	Versteigerung ohne Kompensation	1	1	1		1	1	1	1	
	Versteigerung mit Kompensation	2	2	2		2	2	2	2	
Verknüpfung mit ETS	Geschlossen		2		1			1		3
	Halboffen		2		2			2		2
	Offen		1		1			3		1

Quelle: eigene Darstellung

4.5.5 Fazit Transaktionskosten

Die Ausgestaltungselemente eines Upstream-Emissionshandelssystem können einen großen Einfluss auf die Höhe der anfallenden Transaktionskosten haben. Die oben dargestellte qualitative Schätzung zu den Transaktionskosten vermittelt einen ersten Anhaltspunkt über aus Transaktionskostengesichtspunkten vorzuziehende Optionen.

Obwohl eine Bestimmung der Höhe der Transaktionskosten anhand der oberen Untersuchung nicht möglich ist, deutet sich an, dass aus Transaktionskostensicht insbesondere für die für Verwaltung und nötige Infrastruktur entstehenden Kosten ein Zurückgreifen auf die bereits vorhandenen Strukturen der Energiesteuer vorteilhaft wäre. Dies gilt insbesondere sowohl für Kosten im privaten Sektor als auch zumindest für einen Teil der im öffentlichen Sektor anfallenden Kosten. Dem Argument steht gegenüber, dass alternative Ansetzungspunkte z.B. für Erdgas und Mineralöl die Anzahl der zu regulierenden Akteure und die damit verbundenen öffentlichen Transaktionskosten deutlich senken könnten. Allerdings müsste bei der konkreten Ausgestaltung überprüft werden wie aufwendig die Abgrenzung zur Vermeidung von Emissionsdoppelzählung ist. Um belastbare Aussagen treffen zu können ist allerdings eine genauere Betrachtung der bisher nicht detailliert ausgestalteten Optionen notwendig. Dazu gehört in einer weiteren Stufe insbesondere der Versuch einer Quantifizierung, die es ermöglichen würde, die Optionen untereinander und über die gesamten Transaktionskosten hinweg miteinander zu vergleichen was derzeit aufgrund der verwendeten Ordinalskala nicht möglich ist.

4.6 Interaktion mit anderen Politikinstrumenten

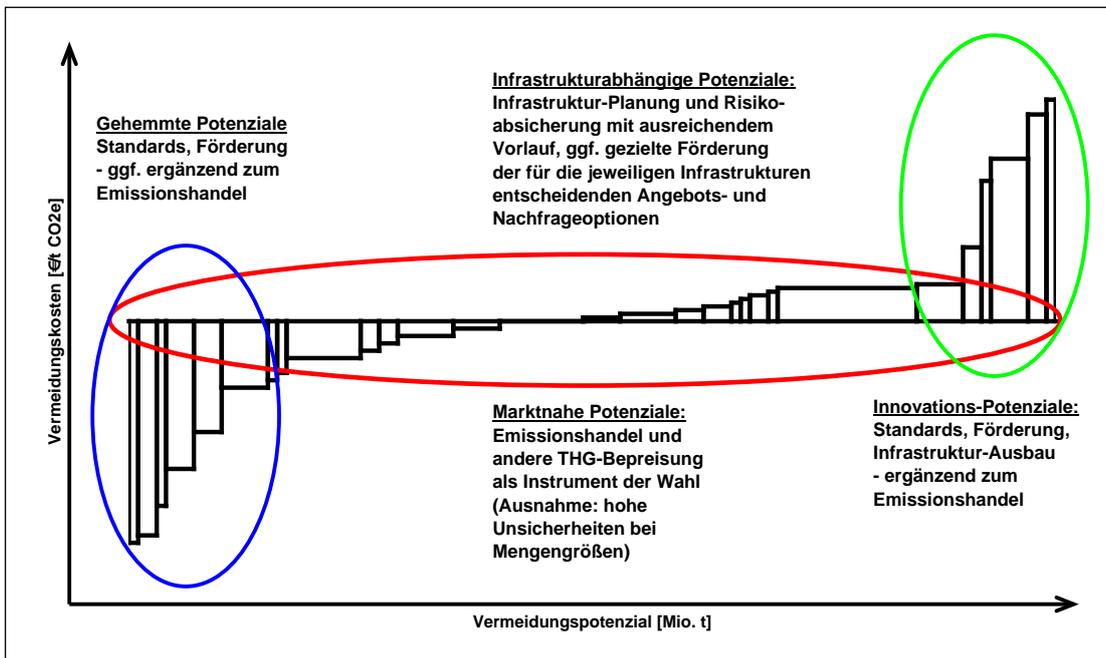
4.6.1 Einleitung und Fragestellung

Die Einführung fixer Mengenziele im Rahmen eines Upstream-Emissionshandelssystems würde mit hoher Sicherheit zu einer Debatte über die Sinnhaftigkeit des Einsatzes der bisher in den Sektoren Verkehr und Gebäude genutzten klima- und energiepolitischen Instrumente führen. Eine gängige Argumentationsfigur dazu lautet, dass die mit dem Emissionshandelssystem vorgegebenen Emissionsziele mit hoher Verbindlichkeit erreicht werden und zusätzliche Instrumente zu keinen weiteren Emissionsminderungen führen (z.B. RWI 2006, Monopolkommission 2009). Da gleichzeitig ein Emissionshandelssystem kosteneffizient ist, würden zusätzliche Instrumente damit ausschließlich Mehrkosten zur Folge haben und wären damit abzulehnen.

Eine nähere und kritische Analyse dieser fundamentalen Argumentationen (wie z.B. in Öko-Institut, 2010) zeigt jedoch, dass sie sich auf einem sehr hohen Abstraktionsniveau vollzieht und letztlich auf teilweise stark vereinfachenden oder idealisierenden Annahmen beruht. Diese theoretischen Annahmen sind jedoch wie in den vorherigen Kapiteln dargelegt zu Teil sehr fragwürdig bzw. korrespondieren nicht mit den real vorzufindenden Bedingungen für Klimaschutz- und Energiepolitik.

Eine strategische, möglichst robuste und ambitionierte Klimapolitik muss daher auch die Möglichkeit berücksichtigen, dass ein Emissionshandelssystem aus verschiedenen Gründen (z.B. permanente Revisionsmöglichkeit in demokratischen Systemen, betriebswirtschaftliche Realitäten, Konjunkturschwankungen, Inflexibilitäten in Bezug auf das Ambitionsniveau etc.) keine langfristigen Knappheitssignale erzeugen *kann* und damit stets nur kurz- bis mittelfristig verfügbare, marktnahe Emissionsminderungsoptionen ansprechen kann (z.B. Brennstoffwechsel, Modal-Split, Kleininvestitionen).

Abb. 14 Schematische Zuordnung von Potenzialgruppen für die Emissionsvermeidung und Schwerpunktsetzungen bei der Instrumentierung



Quelle: Öko-Institut (2010)

Emissionsminderungsoptionen, die nicht marktnaher und nicht kurz- bzw. mittelfristiger Natur sind, bedürfen unter Umständen komplementärer Instrumente, um die Potenziale zu heben. Dies trifft insbesondere auf die in Abb. 14 dargestellten sogenannten „gehemmten Potenziale“ zu, wie auch auf diejenigen Optionen, die mit hohen Kapitalinvestitionen einhergehen (z.B. Infrastrukturabhängige Potenziale).

Die Notwendigkeit und die Legitimation komplementärer Instrumentenansätze ergeben sich aus einer Reihe von Erwägungen:

1. Innovations-Potenziale: Aus Gründen der Effektivität, aber auch der dynamischen Effizienz sind zielgerichtete Maßnahmen zur Verstärkung radikaler Innovationen (z.B. durch Flottengrenzwerte für PKW) erforderlich. Die Bandbreite der hierfür geeigneten Instrumente reicht von gezielter Forschungsförderung bis zu Programmen zur frühzeitigen Markteinführung (wie z.B. dem Erneuerbare-Energien-Gesetz), also von angebotsseitigen bis zu nachfrageorientierten Innovationsansätzen.
2. Gehemmte Potenziale: Eine Reihe von Klimaschutzoptionen wird wegen vielfältiger Hemmnisse und Barrieren (z.B. Informationsbarrieren) sowie unelastischer Nachfragereaktion trotz hoher (volks-) wirtschaftlicher Attraktivität nicht umgesetzt (v.a. Energieeinsparmaßnahmen). Die Bandbreite der sinnvollen und notwendigen Instrumente ist auch hier groß und reicht von Vorschriften oder Standards (für hoch typisierte Anwendungen wie z.B. elektrische Geräte oder Fahrzeuge) bis zu Förderprogrammen oder Maßnahmen zum Abbau struktureller Hemmnisse (Information, Mietrechtsanpassungen). Eigene marktbasierende Ansätze (z.B. „Weiße Zertifikate“ für Energieeinsparungen) können hier durchaus eine sinnvolle Ergänzung sein, um gewisse Ziele zu erreichen und dabei Hemmnisse (wie z.B. mangelndes Investitionskapital oder Information auf

Konsumentenseite) abzubauen. Komplementäre Instrumente sollten jedoch wie andere Instrumente zunächst unter Kosten-Nutzen Erwägungen bewertet werden.

3. Infrastrukturabhängige und kapitalintensive Potenziale: Ein wichtiges Dekarbonisierungspotential ist darüber hinaus in Bereichen zu finden, die sich durch einen sehr kapitalintensiven bzw. langlebigen Kapitalstock auszeichnen (z.B. Gebäude und Straßeninfrastruktur). Um diese in einem vergleichsweise kurzen Zeitraum zu dekarbonisieren, ist es erforderlich Investitionszyklen zu berücksichtigen. Ob ein Preissignal aus einem Emissionshandelssystem ausreicht, um Gebäude für die jetzt eine Modernisierung ansteht, auf ein Niveau zu dämmen, das dem Ziel einer Dekarbonisierung entspricht, ist fraglich.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass effektiver und effizienter Klimaschutz nur mit einem Zusammenspiel verschiedener Instrumente erreicht werden kann. Dabei können Instrumenten zusammen wirken und damit die Effektivität und Anreizwirkung verstärken, wie z.B. Energiebesteuerung und Emissionshandel, die in der Summe ein höheres Preissignal bewirken und damit – soweit die Voraussetzungen zur Durchleitung des Signals gegeben sind – höhere Minderungen und höhere dynamische Wirkungen erreichen können. Auch Verbote oder stringente ordnungsrechtliche Standards können in Ergänzung zu einem mengen- oder preisbasierten Instrument eingesetzt werden, um unerwünschte Aktivitäten direkt zu unterbinden. Unabhängig vom ökonomischen Kalkül können sie damit zur Innovation oder Verhaltensänderung der betroffenen Marktteilnehmer anregen (dynamische Anreizwirkung). Instrumente können jedoch auch ihre Wirkung gegenseitig verwässern oder konterkarieren (wie z.B. ein nur moderater Standard in Verbindung mit einem Preisinstrument, welches zu höheren Minderungen führt als der Standard und daher den Standard überflüssig macht). Denkbar ist auch, dass ein streng gesetzter Standard die Flexibilität einschränkt und damit die Kosteneffizienz beeinträchtigt. Ähnliches kann sich bei einem Emissionshandel in Verbindung mit einer Kraftstoffquote oder spezifischen Emissionsobergrenzen ergeben (siehe folgender Abschnitt).

Insbesondere unter Unsicherheit über die Wirkung der Instrumente empfiehlt sich ein Instrumentenmix (Öko-Institut, 2010). Im Zusammenspiel eines Emissionshandels und einer (Energie- bzw. CO₂-)Steuer lässt sich beispielsweise argumentieren, dass Mengenbeschränkungen signalisieren, dass tatsächliche Minderungsmaßnahmen stattfinden müssen, statt nur die Kosten an die Konsumenten weiterzuleiten, während ein konkretes Preissignal (wie im Fall einer Steuer) einen ökonomischen Gewinn im Falle einer Reduktion, die über die Mengenbeschränkung hinausgeht, verspricht.⁸¹

Unsicherheiten über die Langfristigkeit eines Preissignals durch eine Steuer oder ein Mengeninstrument hemmen Investitionen in Forschungs- und Entwicklungsausgaben. Komplementäre Instrumente, wie z.B. Forschungsförderung, können gewünschte Investitionen direkt anreizen und betriebliche Unsicherheiten reduzieren.

⁸¹ Diese Argumentation geht zurück auf eine Analyse des WRI (1996) zur Wirkung von Mengenbeschränkungen und Steuern. Um ihren Verpflichtungen unter dem Montrealer Protokoll nachzukommen, führten 1990 die USA eine FCKW-Steuer ein, nachdem ein Jahr zuvor international das System mit handelbaren Mengenbeschränkungen für FCKW beschlossen worden war. Die WRI Analyse beschreibt das Zusammenspiel als positiv: “The caps kept industry from seeing the tax as simply another cost of business to be passed on to purchasers, while the tax signaled economic rewards for phasing out production faster than the regulations required.” (WRI 1996 S.49)

Ein ausgewogener Mix aus einem Emissionshandelssystem oder anderen Maßnahmen zur CO₂-Bepreisung sowie anderen Instrumenten scheint dringend geboten. Es ist nicht zu erwarten, dass sich durch die Kombination des Emissionshandelssystems mit sinnvollen komplementären Strategien und Instrumenten gravierende Effizienzverluste der Klimapolitik ergeben. Über eine sorgfältige Analyse und einen sorgfältigen Abgleich der verschiedenen Handlungsansätze können aus Instrumentenkombinationen entstehende mögliche Effizienzverluste oder Doppelerfassungen vermieden werden.

Für den konkreten Fall der Ausweitung des Emissionshandels bedeutet dies, dass nach der Einführung eines Emissionshandelssystems einige komplementäre Instrumente ihre Berechtigung behalten. Gleichwohl ist im Einzelfall zu prüfen, ob bei Doppelungen auf einzelne Instrumente verzichtet werden kann, um die Fragmentierung der Klimapolitik abzubauen. Basierend auf dieser theoretischen Einführung sollen im folgenden Unterkapitel die Instrumente in den beiden betroffenen Sektoren Verkehr und Gebäude genauer analysiert werden.

4.6.2 Verkehr

Die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor werden durch eine Reihe von Faktoren beeinflusst. Dazu zählen:

- Die Effizienz der Fahrzeuge;
- Der Betrieb der Fahrzeuge (Fahrleistung und Fahrverhalten);
- Die Nachfrage nach Verkehrsdienstleistungen und der Modal-Split;
- Die spezifischen Emissionen des Treibstoffmix;

Eine grobe Analyse der wichtigsten Instrumente ergibt folgendes Bild:

Die Energiebesteuerung und der Emissionshandel führen grundsätzlich zu Minderungen in allen hier genannten Bereichen. Beide Instrumente wirken, indem sie die Kosten für den Treibstoff beim Nutzer erhöhen. Dies sollte dazu führen, dass sich der Nutzer z.B. ein besonders effizientes Auto kauft und spritsparend fährt. Außerdem sollen die höheren Kosten für die Treibstoffe dazu führen, dass der Nutzer auf öffentliche Verkehrsmittel umsteigt, weniger Auto fährt und Treibstoffe mit niedrigen spezifischen Emissionen nachfragt. Soweit die Theorie. Im Folgenden sollen die einzelnen Instrumente in Bezug auf die Minderungspotenziale diskutiert werden, die sie adressieren.

Zuerst ist festzustellen, dass für den Personenverkehr neben der Energiebesteuerung bisher keine wirkungsmächtigen Instrumente existieren, die für eine Verschiebung oder eine **Reduktion der Nachfrage** nach Verkehrsleistung sorgen.⁸²

Um die **Effizienz der Fahrzeuge** zu erhöhen, wurden Flottengrenzwerte für PKW eingeführt. Auf diese Weise muss das Preissignal nicht über die Treibstoffpreise und die Nutzer an die Fahrzeughersteller weitergegeben werden. Vielmehr setzt das Instrument bei den Herstellern an, die auch die Design-Entscheidungen bei der Fahrzeugentwicklung und der Fahrzeugherstellung fällen können. Dies ist zum einen wichtig, um radikale Innovationen für Emissionsminderungen bei der Fahrzeugherstellung anzureizen. Außerdem ist die dynamische Anreizwirkung besser, wenn das Instrument direkt beim Hersteller ansetzt und nicht über den Umweg der

⁸² Die KFZ-Steuer ist hier nicht genannt, weil sie unabhängig von der Fahrleistung für jedes angemeldete Fahrzeug anfällt. Somit führt sie direkt nicht zu einer Reduktion der Verkehrsleistung. Die KFZ-Steuer kann einen Einfluss auf die Anzahl der zugelassenen Fahrzeuge haben und würde so die Verkehrsleistung nur indirekt beeinflussen.

Kaufentscheidungen der Fahrzeugnutzer. Grundsätzlich können sich der Emissionshandel und die Flottengrenzwerte für PKW auch gut ergänzen. Denn effizientere Fahrzeuge senken die Kilometerkosten, weil weniger Kraftstoff benötigt wird. Dies kann zu einem Anstieg der Verkehrsnachfrage führen und einen Teil der Emissionseinsparung wieder kompensieren (Rebound-Effekt). Ein steigender Preis im Emissionshandel kann ebenso wie eine höhere Energiebesteuerung helfen die Kilometerkosten zu stabilisieren. Es bleibt festzuhalten, dass bei den Flottengrenzwerten kein Anpassungsbedarf besteht, wenn der Emissionshandel auf den Verkehrssektor ausgedehnt werden sollte.

In der EU werden die **spezifischen Emissionen** des Treibstoffs durch zwei Richtlinien adressiert. Dies sind die Richtlinie Kraftstoffqualität und die Erneuerbare-Energien-Richtlinie, die im Folgenden kurz vorgestellt werden sollen:

- Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie sieht ein Unterziel für erneuerbare Energien in Höhe von 10 % am Endenergieverbrauch im Verkehr in 2020 vor. Dieses kann z.B. durch Biokraftstoffe, Elektromobilität oder durch die Nutzung erneuerbaren Stroms im Schienenverkehr erreicht werden. Die Verpflichtungen aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie richten sich an die Mitgliedstaaten (EU, 2009b).
- Ziel der EU-Richtlinie Kraftstoffqualität (EU, 2009c) ist es, die Lebenszyklustreibhausgasemissionen von Kraftstoffen pro Energieeinheit von 2010 bis 2020 um 10 % zu verringern. Diese Verpflichtung richtet sich an die Anbieter von Kraftstoffen. Eine Bilanzierung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen bedeutet, dass alle Emissionen von der „Wiege bis zur Bahre“ erfasst werden sollen. Dies schließt also die Emissionen aus den Vorketten der Treibstoffbereitstellung mit ein. Die Mitgliedsstaaten verpflichten die Anbieter von Treibstoffen jährlich, ihre gelieferten Treibstoff- und Energiemengen und deren Lebenszyklustreibhausgasemissionen zu melden und die spezifischen Emissionen entsprechend zu senken.

In Deutschland werden diese Richtlinien in erster Linie durch das Biokraftstoffquotengesetz umgesetzt. Nach diesem Gesetz sind die Verkäufer von Treibstoffen verpflichtet, den abgesetzten Treibstoffen einen Anteil von Biotreibstoffen in Höhe von 6,25 % in den Jahren 2010 bis 2014 beizumischen.⁸³ Ab dem Jahr 2015 muss nicht mehr ein bestimmter Anteil von Biotreibstoffen, sondern eine Minderung der Treibhausgasemissionen durch Biotreibstoffe in Höhe von 3 % erreicht werden. Ab 2017 steigt diese Minderungsverpflichtung auf 4,5 % und ab 2020 auf 7 %. Die Emissionen aus den Vorketten der Biotreibstoffe werden dabei berücksichtigt.

Die Richtlinie Kraftstoffqualität weist Ähnlichkeiten zu einem Upstream-Emissionshandelssystem auf, da auch hier auf der Ebene der Brennstoffhändler die Emissionen der verkauften Treibstoffe erfasst werden. Zentraler Unterschied ist, dass die Richtlinie Kraftstoffqualität nur die spezifischen Emissionen und nicht die absoluten Emissionen adressiert. Wie die Richtlinie Kraftstoffqualität würde ein Upstream-Emissionshandelssystem voraussichtlich bei den Treibstoffhändlern ansetzen.

⁸³ Eine Beimischungspflicht erhöht die Kosten für die Treibstoffbereitstellung, weil die Verkäufer von Treibstoffen (teurere) Biotreibstoffe beschaffen und die Mehrkosten dafür auf die Käufer der Treibstoffe umlegen. Die Beimischungspflicht erzeugt also eine Nachfrage für Biotreibstoffe. Für die Biotreibstoffe wird jeweils der Marktpreis gezahlt, der in der Regel über den Preisen für fossile Treibstoffe liegt.

Gleichzeitig unterscheidet sich die Richtlinie Kraftstoffqualität in zwei Aspekten, die hier näher analysiert werden sollen:

- Der Emissionshandel deckt grundsätzlich nur die direkten Emissionen ab. Emissionen in den Vorketten werden nur berücksichtigt, wenn z.B. die Ölförderplattform sich in der EU befindet und selber vom Emissionshandel erfasst wird.
- Im Emissionshandel werden feste Biomasse und Biogas bisher mit einem Emissionsfaktor von null bewertet (Europäische Kommission 2013). Dies ist bei flüssiger Biomasse, Biotreibstoffen und Biogas, das im Transportsektor eingesetzt wird, anders. Hier wird nur ein Emissionsfaktor von null angewendet, wenn die Nachhaltigkeitskriterien aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie eingehalten werden. Emissionen aus den Vorketten werden so teilweise berücksichtigt.

Diese Unterschiede sind historisch gewachsen und auf Unterschiede zwischen den regulierten Sektoren zurückzuführen. In der Stromerzeugung ist in erster Linie feste Biomasse relevant, im Verkehr werden in erster Linie Biotreibstoffe eingesetzt. Da bei Biotreibstoffen die Emissionen in den Vorketten wichtiger sind, wurde hierfür auch eine spezifische Regelung in der Richtlinie Kraftstoffqualität gefunden. Wenn ein Upstream-Emissionshandelssystem eingeführt werden sollte, ist es sinnvoll auf die Erfahrungen, die mit bestehenden Instrumenten gesammelt wurden, aufzubauen.

Gleichzeitig ist es wahrscheinlich nicht sinnvoll beide Instrumente parallel zu betreiben. Der sektorübergreifende Emissionshandel hätte im Vergleich zur Richtlinie Kraftstoffqualität den Vorteil, dass er in der Theorie auch den sektorübergreifenden Biomasseeinsatz optimieren kann, wenn die Lebenszyklusemissionen berücksichtigt werden. Das Emissionshandelssystem sendet ein gleichmäßiges Preissignal über alle Sektoren aus. Durch den CO₂-Preis steigen die Kosten für den Einsatz fossiler Brennstoffe, der Biomasseeinsatz wird wirtschaftlicher. Biomasse wird dann insbesondere in den Sektoren eingesetzt, in denen die Mehrkosten am geringsten sind.

Da die Energiebesteuerung sowohl den Sektor Verkehr, als auch den Sektor Haushalte betrifft, wird dieses Instrument in einem eigenen Kapitel (4.6.4) behandelt.

4.6.3 Gebäude

Zur Reduktion von CO₂-Emissionen im Gebäudebereich sind zwei Ansatzpunkte zu verfolgen:

- Reduktion des Energiebedarfs von Gebäuden
- Emissionsarme Energiebereitstellung (Effizienz und Art der Energieerzeugung)

Optimaler Weise sollte dabei zunächst die Reduktion des Energiebedarfs im Mittelpunkt stehen, damit die emissionsarme Energiebereitstellung effizient erfolgen kann. Die Auslegung der Energiebereitstellung kann dann optimal auf den Energiebedarf angepasst werden, so dass das jeweilige System im besten Betriebszustand operieren kann. Beispielsweise sind Fernwärmenetze nur bei einem entsprechend hohen Wärmebedarf sinnvoll, um das System hydraulisch effizient auslegen zu können.

Von einem Upstream-Emissionshandelssystem ist fast ausschließlich die Bereitstellung des Wärmebedarfs sowie in wenigen Fällen die Bereitstellung von Strom über Mikro- oder Mini-Blockheizkraftwerke, die in der Regel mit Erdgas betrieben werden, betroffen. Die Stromversorgung, die in der Regel über Versorgungsunternehmen erfolgt, ist dagegen bereits im Downstream-Emissionshandel erfasst und wäre daher nicht von den Neuregelungen betroffen.

Daher beschränken sich die nachfolgenden Ausführungen auf den Wärmebedarf und die Wärmeversorgung.

Wie bereits aufgezeigt führen die Energiebesteuerung und der Emissionshandel grundsätzlich zu Minderungen in allen hier genannten Bereichen, d.h. auch im Bereich der Gebäude. Beide Instrumente wirken, indem sie die Kosten für die benötigten Energieträger beim Nutzer, in diesem Fall in erster Linie Erdöl und Erdgas, erhöhen. Dies sollte dazu führen, dass z.B. Investitionen in Sanierungsmaßnahmen oder in neue oder alternative Heizsysteme (z.B. Wärmepumpen) früher rentabel werden.

Neben der Energiebesteuerung finden in Deutschland zwei wichtige regulatorische Instrumente Anwendung im Gebäudesektor: die Energieeinsparverordnung (EnEV) und das Erneuerbare Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG). Daneben spielt die Förderung, insbesondere durch die KfW für die Effizienz und das Marktanzreizprogramm für die Erneuerbaren, eine wichtige Rolle im Instrumentenmix.

Die EnEV zielt darauf ab, den **Wärmebedarf** in Gebäuden zu senken. Dazu legt sie Mindestanforderungen für Neubauten und Komponenten-spezifische Minimum-Effizienz-Anforderungen bei Renovierungsmaßnahmen in Bestandsgebäuden fest. Durch diese Festlegungen sollte es zumindest in Neubauten und im Rahmen von Renovierungsmaßnahmen möglich sein, einen Teil der gehemmten Vermeidungspotentiale zu realisieren. Auch die Einführung des Energieausweises für Gebäude im Rahmen der EnEV, der bei Verkauf oder Vermietung eines Gebäudes verpflichtend ist, kann einen Beitrag zur Senkung des Wärmebedarfs leisten. Hierbei werden Informationen gegeben und ein Bewusstsein beim Nachfrager geschaffen, das dann wiederum in eine veränderte Nachfrage durch den Verbraucher/ Mieter/ Käufer münden sollte. Die EnEV leistet daher auch einen Beitrag, das Mieter-Vermieter-Dilemma im Gebäudebereich zu entschärfen. Insgesamt kann nicht davon ausgegangen werden, dass ein Upstream-Emissionshandelssystem, das ausschließlich auf Preiserhöhungen für die Energieträger basiert, die EnEV-Maßnahmen obsolet werden lässt. Andererseits kann die Preiserhöhung durch die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems die Energiekosten hoch halten und dadurch mithilfe Rebound-Effekten entgegenzuwirken, die durch Effizienz-Anforderungen entstehen können.

Neben der EnEV gibt es zudem eine Reihe von Finanzierungsinstrumenten, die zur Förderung der Energieeffizienz in Gebäuden eingesetzt werden. Dazu gehören z.B. die Förderprogramme der KfW (energieeffizient Sanieren, energieeffizient Bauen). Auch diese Förderinstrumente sprechen in erster Linie gehemmte Potentiale. Denn mit Hilfe von Förderbedingungen können sie gezielt gewünschte Investitionsentscheidungen begünstigen und Informationsdefizite adressieren. Deshalb können auch Förderprogramme nicht durch die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems ersetzt werden. Dagegen kann die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems jedoch durch das Preissignal einen zusätzlichen Anreiz für die Investitionen setzen.

Neben der Reduktion des Wärmebedarfs ist ein zweiter Kernpunkt zur Senkung der CO₂-Emissionen in Gebäuden eine Optimierung der **Wärmebereitstellung**. Ein wichtiges Instrument in diesem Bereich stellt das EEWärmeG dar. Es setzt einen Mindestanteil an Erneuerbaren Energien für die Wärme- und Kälteversorgung in Neubauten und (seit 2011) für öffentliche Bestandsgebäude fest. Derzeit wird darüber nachgedacht wie auch private Bestandsgebäude in das Gesetz aufgenommen werden können. Vor dem Hintergrund, dass derzeit die Erneuerbare

Wärme- und Kältebereitstellung z.T. noch deutlich teurer ist als die Bereitstellung von Wärme aus konventionellen Energieträgern, zielt das EEWärmeG analog zum EEG im Bereich der Erneuerbaren Stromversorgung darauf ab, neue Technologien in den Markt zu bringen und damit Innovationen zu fördern. Auch hier kann die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems ein Baustein sein, die Erneuerbare-Wärmebereitstellung auf lange Sicht zu einer kostengünstigeren Alternative gegenüber konventioneller Wärmeerzeugung werden zu lassen. Aufgrund der derzeit noch sehr hohen Kostenunterschiede könnte ein Upstream-Emissionshandelssystem diese Rolle jedoch nicht sofort und alleine übernehmen (vergleiche Breitschopf et al. 2011 und BMU 2012).

Auch die EnEV setzt, wenn auch in deutlich geringerem Umfang, Anreize für eine CO₂-arme Wärmebereitstellung, in dem sie erneuerbare Energieformen mit geringeren Primärenergiefaktoren gewichtet. Damit erlaubt der Einsatz von Erneuerbaren Energiequellen zur Wärmeerzeugung eine leichtere Erfüllung der EnEV-Auflagen zum Primärenergiebedarf von Neubauten.

Neben dem EEWärmeG und der EnEV, die ordnungspolitisch die Nutzung Erneuerbarer Wärme vorschreibt bzw. den Einsatz Erneuerbarer Wärme bevorzugt, gibt es auch hier Förderinstrumente wie das Marktanreizprogramm für Erneuerbare Wärme des BAFA, das Anreize für Investitionen liefert. Da das EEWärmeG derzeit nur Neubauten, nicht aber Bestandsgebäude abdeckt und aufgrund der großen Preisdifferenzen, ist auch hier ein Upstream-Emissionshandelssystem als ergänzendes Instrument zu sehen, um die Preisdifferenz zwischen konventionellen und CO₂-armen Wärmebereitstellungstechnologien zu vermindern, nicht jedoch als Ersatz für laufende Förderprogramme. Das Mieter-Vermieter-Dilemma wird dagegen weder durch ein Upstream-Emissionshandelssystem noch durch das Marktanreizprogramm adressiert. Im Falle des Upstream-Emissionshandels landet das Preissignal beim Mieter, während Investitionen in der Regel vom Vermieter zu tragen sind. Im Falle des Marktanreizprogramms wird Vermietern eine Finanzierung zur Verfügung gestellt, die Technologie selbst kommt aber in der Regel dem Mieter durch niedrigere Energiekosten zugute. Die erhöhten Investitionskosten können allenfalls über Mietpreiserhöhungen an den Vermieter weitergeleitet werden, direkte positive Auswirkungen gibt es für den Vermieter dagegen nicht.

Differenzierter zu analysieren sind die Auswirkungen, die die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems für den Einsatz von Mini- und Mikro-KWK-Anlagen in Wohngebäuden hätte. Auf der einen Seite wären aufgrund des geringeren CO₂-Faktors von Erdgas sowie des hohen Wirkungsgrads von KWK-Anlagen eine Besserstellung gegenüber Öl- und Kohleheizungen zu erwarten. Auf der anderen Seite entspricht die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems einer zusätzlichen Belastung für dezentrale Wärmeerzeuger, da die zentrale Wärmeerzeugung bereits durch das EU ETS belastet ist und - abgesehen von möglichen Preisänderungen im Falle einer Öffnung des Systems - keine zusätzlichen Belastungen aus einem Upstream-Emissionshandelssystem entstehen sollten. Dementsprechend würde die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems hier zu einer größeren Gleichbehandlung der zentralen und dezentralen Stromerzeugung führen. Damit einher geht aber auch der Abbau der Privilegierungen der dezentralen Wärmeversorgung.

Insgesamt ist die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems im Gebäudebereich eher als ergänzendes Instrument zu sehen und kann nicht dazu dienen, die bereits existierenden Instrumente abzulösen. Dies ergibt sich insbesondere aus der Struktur der nicht-genutzten Potentiale. Diese sind nicht in erster Linie marktnah und können daher nicht durch ein zusätzliches Preissignal realisiert werden. Stattdessen verhindern das Mieter-Eigentümer-Dilemma (ge-

hemmte Potentiale), die sehr hohen Kosten aufgrund innovativer neuer Technologieerfordernisse (Innovationspotentiale) und die langen Investitionszyklen im Gebäudebestand (Infrastrukturabhängigen Potentiale, z.B. Wärmeversorgung über Fernwärmenetze) einen zügigen Ausbau der CO₂-armen Wärmeversorgung. Wie oben gezeigt wurde sind in diesen Fällen insbesondere Förderprogramme und ordnungspolitische Ansätze notwendig, um die bestehenden Hemmnisse zu überwinden.

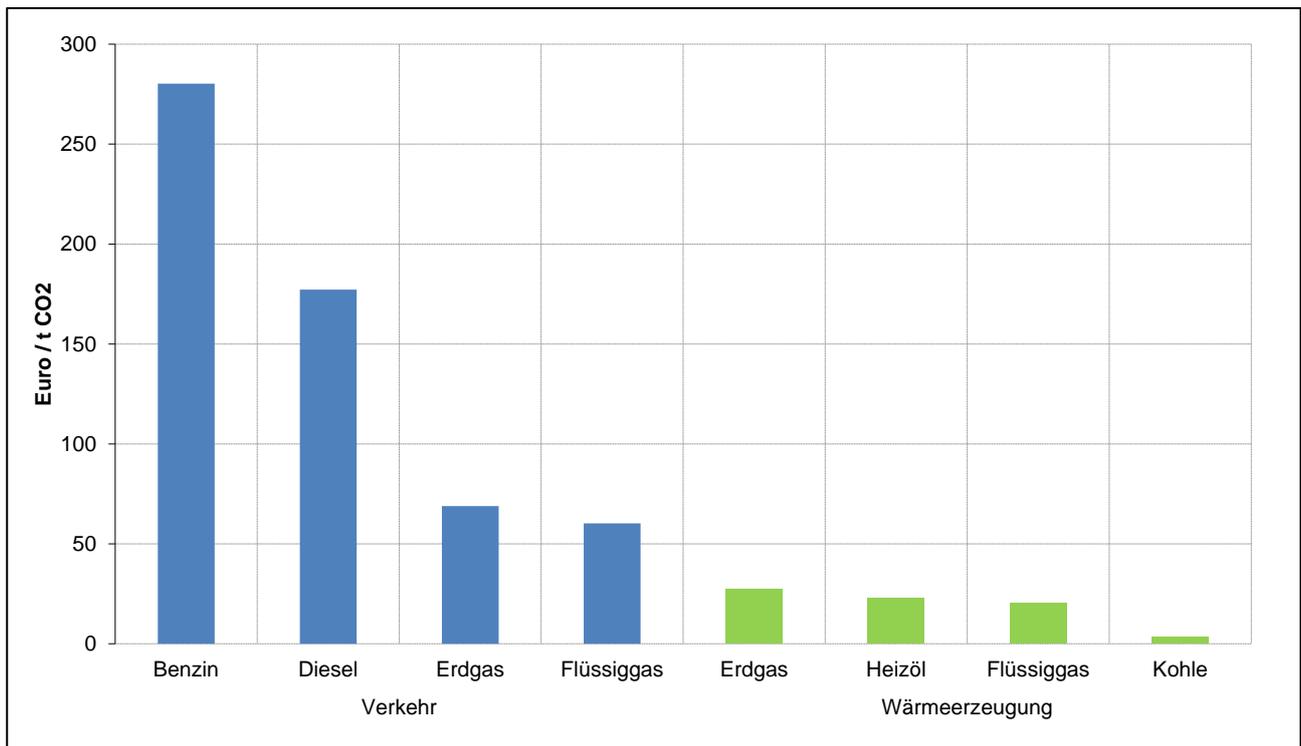
4.6.4 Energiesteuer und Energiesteuerrichtlinie

Das Energiesteuergesetz (EnergieStG) besteuert den Input von Kraft- oder Heizstoffen. Für Benzin, Diesel und Heizöl wird der Steuersatz in € pro 1000 Liter, für Erdgas in € / MWh, für Flüssiggas in € pro 1000 kg und für Kohle in € pro GJ angegeben. Die Steuerhöhe ist nach Energieträger und -anwendung differenziert. Um die Höhe der Steuersätze untereinander und mit dem Preis im Emissionshandel vergleichbar zu machen, wurden alle Steuersätze in Abb. 15 in € / t CO₂ umgerechnet. Dabei wird kein (historisch gewachsener) Verbrauchssteueranteil für die verschiedenen Energieträger berücksichtigt, sondern der volle Steuersatz auf CO₂ bezogen. Unter dieser Annahme ist grundsätzlich zu beobachten, dass die Energiesteuersätze für den Verkehr deutlich höher sind als für die Wärmeerzeugung. Im Verkehr wiederum ist Benzin mit umgerechnet 280 € / t CO₂ deutlich stärker besteuert als Diesel mit 177 € / t CO₂. Die Steuersätze für die gasförmigen Kraftstoffe, Erdgas und Flüssiggas, sind mit 69 € / t CO₂ bzw. 65 € / t CO₂ deutlich niedriger. (Im Energiesteuergesetz ist festgelegt, dass ab dem Jahr 2019 die Steuersätze für Erdgas und Flüssiggas auf Werte von etwa 150 € / t CO₂ angehoben werden.)

Für die Wärmeerzeugung sind die Steuersätze deutlich niedriger. Für Erdgas beträgt der Steuersatz 27 € / t CO₂, für leichtes Heizöl 23 € / t CO₂, für Flüssiggas 20 € / t CO₂ und für Kohle 3 € / t CO₂.

Es wird deutlich, dass die Steuersätze im Energiesteuergesetz historisch gewachsen sind. Teilweise ergeben sich sogar ökologisch kontraproduktive Tatbestände, weil z.B. in der Wärmeerzeugung Erdgas mit einem relativ niedrigen Emissionsfaktor viel höher besteuert wird als die emissionsintensive Kohle.

Abb. 15 Übersicht über die deutschen Energiesteuersätze



Quelle: Energiesteuergesetz, Berechnungen Öko-Institut

Zurzeit befindet sich der Vorschlag der EU-Kommission KOM (2011) 169 endg. zur Änderung der Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG im Rechtssetzungsverfahren. Um die Abgrenzung zwischen der Energiesteuer und dem bestehenden Downstream-Emissionshandel zu verbessern, ist vorgesehen, dass die Energiesteuer in einen Mindeststeuersatz für eine CO₂-abhängige Steuer und einen Mindeststeuersatz für eine allgemeine Verbrauchssteuer aufgeteilt wird.⁸⁴ Der Mindestsatz der CO₂-abhängigen Steuer soll sich am Preis für Emissionszertifikate des EU ETS orientieren und auf 20 € / t CO₂ festgelegt werden.⁸⁵ Der Mindeststeuersatz der allgemeinen Verbrauchssteuer für die Wärmeerzeugung soll 0,15 € / GJ betragen.⁸⁶ Der Mindeststeuersatz der allgemeinen Verbrauchssteuer für den Verkehr soll ab dem Jahr 2013 für Benzin 9,6 € / GJ, für Diesel 8,2 € / GJ und für Erdgas und Flüssiggas 1,5 € / GJ betragen. Bis zum 01. Januar 2018 werden die Mindeststeuersätze für alle Energieträger im Verkehrsbereich auf 9,6 € / GJ angehoben.⁸⁷

⁸⁴ Erwägungsgrund 5 und Art. 1 Nr. 2 des Kommissionsvorschlags KOM (2011) 169 endg.

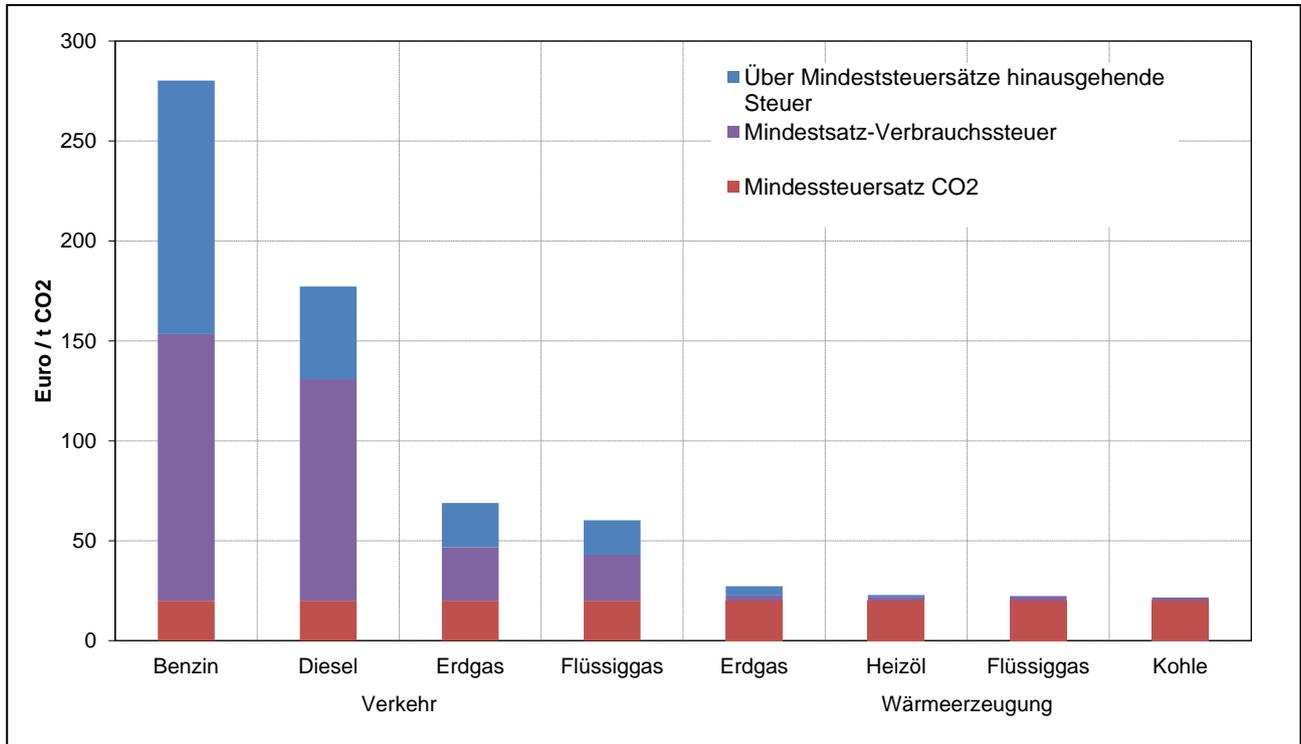
⁸⁵ Anhang I des Kommissionsvorschlags KOM (2011) 169 endg.

⁸⁶ Anhang I, Tabelle C des Kommissionsvorschlags KOM (2011) 169 endg.

⁸⁷ Außerdem sieht der Entwurf der Energiesteuerrichtlinie für einen Übergangszeitraum bis 2020 vor, dass Steuergutschriften für die Verwendung von Energieerzeugnissen in Anlagen mit dem Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen (carbon leakage) gewährt werden (Erwägungsgrund 14 und Art. 14 a Nr. 1 des Kommissionsvorschlags KOM (2011) 169 endg.). Im Übrigen können die Mitgliedstaaten bei der CO₂-abhängigen Steuer Steuerermäßigungen nur gewähren, wenn sie Regelungen über freiwillige Selbstverpflichtungen umsetzen (Art. 17 Nr. 2 und 3 des Kommissionsvorschlags KOM (2011) 169 endg.).

In Abb. 16 wurde die im Entwurf für die Energiesteuerrichtlinie vorgeschlagene Aufteilung auf einen Mindeststeuersatz für die Verbrauchssteuer und einen Mindeststeuersatz für eine CO₂-abhängige Steuer anhand der aktuell gültigen Steuersätze vollzogen. Dabei wurde für die CO₂-abhängige Steuer nur der Mindestsatz in Höhe von 20 € / t CO₂ berücksichtigt. Die Vorgaben zur Steuerstruktur (Art. 4 Absatz 3 des Kommissionsvorschlags KOM (2011) 169 endg.) sind in Abb. 16 nicht berücksichtigt. Sie würden zu einem deutlichen Anstieg des Steuersatzes für Diesel führen, weil der Verbrauchssteuersatz (ausgedrückt in €/GJ) von Diesel auf das Niveau von Benzin angehoben werden müsste. Alternativ könnte der Steuersatz für Benzin gesenkt werden. Die Vorgaben zur Steuerstruktur würden erst 2023 in Kraft treten würden. Für den Verkehrssektor dominiert die Verbrauchssteuer, die in Abb. 16 so gewählt ist, dass in Summe mit der CO₂-Steuer der gleiche Steuersatz resultiert wie bisher. Da die Energiesteuer schon bisher für alle Energieträger bis auf Kohle höher als 20 € / t CO₂ war, greift der neu eingeführte Mindeststeuersatz nur für Kohle. Für die Wärmeerzeugung würde die Steuerbelastung klar durch die CO₂-abhängige Steuer dominiert. Die verbleibende Verbrauchssteuer ist mit nur 7 € / t CO₂ für Erdgas und 3 € / t CO₂ für Heizöl sehr niedrig. Da jedoch auch der durch den Entwurf der Energiesteuerrichtlinie vorgeschlagene Mindeststeuersatz der Verbrauchssteuer für die Wärmeerzeugung sehr niedrig ist, muss die Verbrauchssteuer nur für die Energieträger Flüssiggas und Kohle um etwa 2 € / t CO₂ erhöht werden. Es wird deutlich, dass die Steuersätze im Verkehrsbereich und insbesondere für Benzin deutlich höher sind als die im Entwurf der Energiesteuerrichtlinie geforderten Mindeststeuersätze. Es wäre dann festzulegen, ob die über die Mindeststeuersätze hinausgehende Steuer der Verbrauchssteuer oder der CO₂-Steuer zuzuordnen wäre. Insbesondere im Verkehrsbereich spricht vieles dafür die über die Mindeststeuersätze hinausgehenden Steuersätze als allgemeine Verbrauchssteuer einzuordnen. Die Begründung hierfür lautet, dass die Energiesteuer auch aus fiskalischen Gründen erhoben wird. Außerdem dient die Steuer dazu die hohen Infrastrukturkosten des Verkehrs zu decken (Straßenbau und Straßenunterhalt). Gleichzeitig kann die Energiesteuer neben den CO₂-Emissionen auch noch andere externe Effekte des Verkehrs wie Lärm oder klassische Luftschadstoffe internalisieren.

Abb. 16 Aufteilung der Energiesteuer in einen Mindeststeuersatz für die Verbrauchssteuer und einen Mindeststeuersatz für die CO₂-abhängige Steuer nach dem Entwurf der Energiesteuerrichtlinie ab 01. Januar 2013



Quelle: Energiesteuergesetz, Entwurf Energiesteuerrichtlinie, Berechnungen Öko-Institut

Der Entwurf der Energiesteuerrichtlinie sieht außerdem vor, dass Tätigkeiten, die dem EU ETS unterfallen, von der CO₂-abhängigen Steuer befreit werden sollen.⁸⁸ Wenn der Verkehr und die Wärmeerzeugung über ein Upstream-Emissionshandelssystem in den Emissionshandel einbezogen würden und vorher der Entwurf der Energiesteuerrichtlinie beschlossen wurde, würde der CO₂-Anteil der Energiesteuer wegfällen und nur noch der Verbrauchsteueranteil bestehen bleiben. Es wird davon ausgegangen, dass in Deutschland für die CO₂-abhängige Steuer nur der Mindeststeuersatz berücksichtigt wird und die verbleibende Steuer der allgemeinen Verbrauchssteuer zugeordnet wird. Dies würde für die Wärmeerzeugung faktisch bedeuten, dass die Energiesteuer fast komplett wegfällt, wenn man von der verbleibenden Verbrauchsteuer von nur 7 € / t CO₂ für Erdgas, 3 € / tCO₂ für Heizöl und etwa 2 € / t CO₂ für Flüssiggas und Kohle absieht. Für den Verkehrsbereich wären die Auswirkungen sehr überschaubar, weil angenommen wird, dass in diesem Teilbereich der Großteil der Energiesteuer auf die Verbrauchssteuer entfällt.

4.6.5 Zwischenfazit

Die Energiesteuer und der Emissionshandel erhöhen die Preise für fossile Brennstoffe und reizen somit grundsätzlich die gleichen Vermeidungsmaßnahmen an. Beide Instrumente können parallel weiter bestehen, dies ist insbesondere deshalb geboten, weil die Energiesteuer nicht nur eine Klimaschutzkomponente hat, sondern als allgemeine Verbrauchssteuer auch zur Fi-

⁸⁸ Erwägungsgrund 7 und Art. 14 Buchst. d) des Kommissionsvorschlags KOM (2011) 169 endg. Der Änderungsvorschlag P7 TA(2012)0136 des Europäischen Parlaments sieht als Art. 2 Abs. 4a zusätzlich ein Doppelbesteuerungs- und Doppelregulierungsverbot für Downstream-Anlagen vor.

nanzierung des Staatshaushalts beiträgt. Zudem kann sie neben dem Klimaschutz auch anderen Umweltzielen dienen.

Wenn die Energiesteuerrichtlinie nicht novelliert wird, stellt sich die Frage, ob es notwendig wäre die Steuersätze der Energiesteuer bei der Einführung eines Upstream-Emissionshandels anzupassen. Diese Frage kann unterschiedlich beantwortet werden. Wenn man die bisherige Energiesteuer komplett als Verbrauchssteuer einordnet, sollte die bisherige Energiesteuer weiter bestehen. Wenn man die bisherige Energiesteuer aber auch als CO₂-Steuer einordnet, dann kann über eine Senkung der bisherigen Energiesteuer nachgedacht werden. Dabei sollte insbesondere berücksichtigt werden, dass bisherige Verzerrungen bei der Energiebesteuerung abgebaut werden. Konkret bedeutet dies, dass z.B. im Verkehrsbereich nur der Steuersatz für Benzin gesenkt werden sollte, um die überproportional hohe Besteuerung von Benzin im Vergleich zu Diesel abzubauen (Abb. 15). Bei der Wärmeerzeugung sollte insbesondere der Steuersatz für Erdgas gesenkt werden, weil dieser ausgedrückt in € / t CO₂ höher ist als der Steuersatz für Heizöl, Flüssiggas und Kohle. Insgesamt sollten die Steuersätze höchstens in dem Umfang des erwarteten CO₂-Preises im Upstream-Emissionshandel gesenkt werden. Bei einer Absenkung der Steuersätze ist zu beachten, dass die Steuersätze nicht unter das Niveau der Mindeststeuersätze für die Verbrauchssteuer abgesenkt werden dürfen.

Falls der Entwurf der Energiesteuerrichtlinie beschlossen wird, entsteht - bedingt durch die Aufteilung der Energiesteuer in eine allgemeine Verbrauchssteuer und eine CO₂-Steuer - eine passgenaue Situation, weil im Entwurf der Energiesteuerrichtlinie vorgesehen ist, dass vom Emissionshandel erfasste Tätigkeiten/Sektoren von der Zahlung der des CO₂-abhängigen Steueranteils befreit werden. Dieser Aspekt kann bei der Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems genutzt werden. Der Anteil der Energiesteuer, der als allgemeine Verbrauchsteuer definiert ist, sollte weiter erhoben werden. Für Tätigkeiten, die an dem Upstream-Emissionshandelssystem teilnehmen, könnte die CO₂-Steuer entfallen. Für den Bereich der Wärmeerzeugung wird die Energiesteuer dann fast auf null reduziert. Im Verkehrsbereich verbleiben immer noch erhebliche Verbrauchsteuern. Diese Verbrauchsteuer im Verkehrssektor dient teilweise der Refinanzierung des Straßenbaus und der Straßenunterhaltung und trägt wesentlich zur Finanzierung des Staatshaushalts bei. Darüber hinaus treten im Verkehrssektor über die CO₂-Emissionen hinaus noch weitere externe Effekte auf, die durch die Steuer teilweise eingepreist sind. Der Entwurf der Energiesteuerrichtlinie mit der Aufteilung in einen Verbrauchsteuer- und einen CO₂-Steuerteil vermeidet eine Doppelregulierung, wenn ein Upstream-Emissionshandelssystem eingeführt wird.

In Bezug auf die Richtlinie Kraftstoffqualität würde sich bei Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems perspektivisch ein Anpassungsbedarf ergeben, da eine Kopplung des Upstream-Emissionshandelssystems, welche die absoluten Emissionen des Treibstoffeinsatzes adressiert, mit der Richtlinie Kraftstoffqualität, die die spezifischen Emissionen des Treibstoffeinsatzes adressiert, nicht sinnvoll scheint. Allerdings ist ein reines Preissignal voraussichtlich nicht ausreichend, um die Potenziale der Entwicklung und Markteinführung von Biokraftstoffen der zweiten Generation zu heben (Abb. 15). Eine flankierende Kopplung verschiedener Politikinstrumente wie Standards und Marktinstrumente erscheint daher auf jeden Fall angemessen.

5 Juristische Bewertung

Die am ehesten realisierbare Option hinsichtlich der regionalen Ausdehnung eines Upstream-ETS ist derzeit ein nationales Upstream-ETS, das perspektivisch auf die Ausweitung auf die gesamte EU sowie eine Anbindung an den EU ETS angelegt ist (vgl. zu den Optionen oben 3.6, 3.7 und 4.2.1). Für diese Option wird nachfolgend geprüft, ob und gegebenenfalls unter welchen einschränkenden Bedingungen sie rechtlich umsetzbar ist. Ein nationales Upstream-ETS muss vollständig mit den geltenden europa- und verfassungsrechtlichen Anforderungen vereinbar sein.

Wesentliche rechtliche Rahmenbedingungen ergeben sich deshalb aus dem Unionsrecht (dazu 5.1), den Grundrechten (5.2) und der Finanzverfassung (5.3).

Für die Beurteilung der Vereinbarkeit mit Grundrechten, Grundfreiheiten und dem Beihilferecht kann einerseits auf die vorliegende Rechtsprechung zum Downstream-Emissionshandel zurückgegriffen werden. Sie enthält wichtige Grundaussagen zur rechtlichen Zulässigkeit dieses neuartigen ökonomischen Steuerungsinstrumentes. Darauf wird im jeweiligen sachlichen Zusammenhang einzugehen sein.

Andererseits ist die Rechtsprechung zum Verbrauchsteuerrecht, insbesondere dem Energiesteuerrecht, eine wichtige Referenzmaterie. Ein Upstream-ETS setzt voraus und zielt darauf ab, dass die wirtschaftliche Belastung den Verbraucher trifft, da erst der Verbrauch fossiler Brennstoffe durch Verbrennung zu CO₂-Emissionen führt. Insoweit ähnelt seine wirtschaftliche Belastung derjenigen einer Verbrauchsteuer. Ausschließlich der Verbraucher, auf den die emissionshandelsbedingten Kosten abgewälzt werden, kann und soll Emissionsminderungsmaßnahmen ergreifen. Der abgabepflichtige Inverkehrbringer des Brennstoffs kann höchstens mittelbar auf die Verbraucher einwirken. Dagegen kann und soll der abgabepflichtige Anlagenbetreiber beim Downstream-Emissionshandel selbst Emissionsminderungsmaßnahmen ergreifen (vgl. dazu oben 3.5). Die Vereinbarkeit eines Upstream-ETS mit Grundrechten ist dementsprechend ähnlich wie bei einer Brennstoffsteuer zu bewerten, wie sie im Energiesteuergesetz geregelt ist.

Das Energiesteuergesetz regelt die Besteuerung aller Energieerzeugnisse fossiler Herkunft (Mineralöle, Erdgas, Flüssiggase und Kohle). Wie die Abgabepflicht der Zertifikate in einem möglichen Upstream-ETS ist die Energiesteuer produkt- bzw. brennstoffbezogen. Außerdem befinden sich die Verpflichteten eines Upstream-ETS wie die Energiesteuerpflichtigen am Anfang der Wertschöpfungskette. Im Energiesteuergesetz sind die Steuerpflichtigen nämlich bei Erdgas die Erdgaslieferanten (§ 38 Abs. 1 EnergieStG), bei Kohle die Kohlelieferanten (§ 32 Abs. 1 EnergieStG) und bei Mineralöl und Flüssiggas die Steuerlagerinhaber (§ 8 Abs. 1 EnergieStG). Sie könnten ebenso als zertifikatspflichtige Akteure in einem Upstream-ETS bestimmt werden (vgl. zur Energiesteuer als Referenzsystem oben 3.3).

5.1 Vereinbarkeit mit Unionsrecht

Die Frage der Vereinbarkeit eines nationalen Upstream-ETS mit Unionsrecht stellt sich hinsichtlich der Emissionshandelsrichtlinie (5.1.1), der Energiesteuerrichtlinie (5.1.2), der Warenverkehrsfreiheit (5.1.3) und dem Beihilfenrecht (5.1.4).

5.1.1 Emissionshandelsrichtlinie

Die Emissionshandelsrichtlinie (EHRL) entfaltet Sperrwirkung für entgegenstehende nationale Rechtsvorschriften (5.1.1.1). Außerdem gibt Art. 24 der Richtlinie Rahmenbedingungen für die

Ausweitung des Emissionshandels auf weitere Anlagen, Tätigkeiten und Treibhausgase vor (5.1.1.2).

5.1.1.1 Sperrwirkung

Aus dem Anwendungsvorrang des Unionsrechts folgt, dass unionsrechtliche Vorgaben in ihrer Tragweite entgegenstehendes nationales Recht verdrängen und dem Erlass neuen nationalen Rechts, das dem Unionsrecht widerspricht, entgegenstehen. Die Emissionshandelsrichtlinie entfaltet insoweit eine Sperrwirkung gegenüber entgegenstehenden nationalen Vorschriften.⁸⁹

Ein nationales Upstream-ETS muss damit den EU-Downstream-ETS der EHRL unberührt lassen. Die Mitgliedstaaten dürfen das durch die EHRL vorgegebene Downstream-ETS weder vollständig noch teilweise durch ein Upstream-ETS ersetzen. Auch die Ausgestaltung des Downstream-Emissionshandels muss vollständig den Vorgaben der EHRL entsprechen.

Die Vorgaben der EHRL schließen es damit aus, die Abgrenzung zwischen Upstream- und Downstream-Emissionshandel mit dem Ziel der Vermeidung von Doppelzählungen so zu regeln, dass Anlagen und Tätigkeiten, die dem EU-Downstream-ETS unterliegen, von Abgabepflichten befreit werden, soweit Emissionen bereits durch eine Upstream-Komponente erfasst werden.

Die Abgrenzung darf also nur so erfolgen, dass das EU-Downstream-ETS unberührt bleibt. Es hat damit stets Vorrang vor nationalen Upstream-Regelungen.

Das schließt freilich nicht aus, dass im Wege einer Änderung der EHRL den Mitgliedsstaaten künftig die Option eröffnet wird, emissionshandelspflichtige Anlagen unter näher zu bestimmenden Voraussetzungen wegen eines Upstream-ETS von der Abgabepflicht zu befreien. Nach der geltenden EHRL besteht diese Option indes nicht.

Darüber hinaus wäre denkbar, dass der EU ETS als abschließende Regelung zu verstehen wäre, die jede weitere Regelung eines Emissionshandels für Treibhausgasemissionen ausschließt. Das ist indes nicht der Fall. Das ergibt sich eindeutig aus der Regelung des Art. 24 EHRL, wonach die Mitgliedstaaten ab 2008 mit Billigung der Kommission den Handel mit Emissionszertifikaten im Einklang mit der Richtlinie auf weitere Anlagen, Tätigkeiten und Treibhausgase ausweiten können (Art. 24 Abs. 1 EHRL). Damit werden nationale Erweiterungen ausdrücklich zugelassen.

Ferner heißt es im Erwägungsgrund 16 EHRL, dass diese Richtlinie die Mitgliedstaaten nicht daran hindern sollte, nationale Handelssysteme zur Regelung der Treibhausgasemissionen aus anderen als den im Anhang I aufgeführten oder in das Gemeinschaftssystem einbezogenen Tätigkeiten oder aus Anlagen, die vorübergehend aus dem Gemeinschaftssystem ausgeschlossen sind, beizubehalten oder einzuführen. Damit ist klargestellt, dass nicht nur eine Erweiterung des EU ETS im Rahmen des Art. 24 EHRL, sondern auch die Einführung eines isolierten, also nicht in das Gemeinschaftssystem einbezogenen Upstream-ETS auf nationaler Ebene nicht an einer etwaigen Sperrwirkung der Richtlinie scheitern würde.

Im Ergebnis entfaltet die EHRL damit insoweit Sperrwirkung, als sie eine vollständige oder teilweise Ersetzung der Anforderungen des EU-Downstream-ETS durch ein nationales Upstream-

⁸⁹ Vgl. zum Anwendungsvorrang und zur Sperrwirkung Streinz, in: Streinz, EUV/AEUV, 2. Auf. 2012, Art. 4, Rn. 35 ff., 39; Schroeder, in Streinz, a.a.O., Art. 36 AEUV, Rn. 5 und 288 AEUV, Rn. 45 m.w.N.

ETS nicht zulässt. Sie schließt aber ein nationales Upstream-ETS, das den bestehenden EU-Downstream-ETS der EHRL unberührt lässt, nicht aus.

Das bedeutet, dass die Vermeidung von Doppelbelastungen von Anlagen, die dem EU-Downstream-ETS unterliegen, ausschließlich durch Regelungen des nationalen Upstream-ETS erfolgen darf, die die Verpflichtungen der EHRL unberührt lassen.

5.1.1.2 Voraussetzungen für eine Einbeziehung in den EU ETS (Art. 24 EHRL)

Als Option für die Ausgestaltung eines nationalen Upstream-ETS ist denkbar, diesen mit dem EU-Downstream-ETS zu verknüpfen (vgl. dazu oben 3.6, 3.7 und 4.2.1).

Die Voraussetzungen, Verfahren und sonstige Randbedingungen für eine Ausweitung des EU ETS auf weitere Anlagen und Tätigkeiten, also für eine Einbeziehung eines nationalen Upstream-ETS in den EU ETS sind in Art. 24 EHRL näher geregelt.

Er ermöglicht eine Ausweitung des Downstream-ETS auf weitere Anlagen (Art. 24 Abs. 1 Buchst. a EHRL) und um weitere Tätigkeiten und Treibhausgase (Art. 24 Abs. 1 Buchst. b EHRL). Die Erweiterung um ein nationales Upstream-ETS wäre eine Erweiterung um neue Tätigkeiten, nämlich des Inverkehrbringens von Brennstoffen, die zur Verwendung für bisher nicht erfasste Tätigkeiten bestimmt sind, und deren Verbrennung.

Danach ist zu prüfen, ob überhaupt und wenn ja, unter welchen Voraussetzungen ein Upstream-ETS auf Basis des Art. 24 EHRL in den EU ETS einbezogen werden kann (5.1.1.2.1). Ist eine Einbeziehung möglich, stellt sich ferner die Frage nach dem Verfahren und den Entscheidungskriterien für eine Einbeziehung (5.1.1.2.2) und nach den Konsequenzen einer Entscheidung der Kommission (5.1.1.2.3).

5.1.1.2.1 Zulässigkeit der Einbeziehung eines Upstream-ETS

Art. 24 Abs. 1 Buchst. b EHRL verlangt die Billigung der Einbeziehung weiterer Tätigkeiten durch die Kommission, regelt aber dafür keine Bedingungen oder Voraussetzungen. Die Billigung der Einbeziehung erfolgt als Maßnahme zur Änderung nicht wesentlicher Bestimmungen der EHRL nach einem näher bestimmten Regelungsverfahren mit Kontrolle (Art. 24 Abs. 1 Buchst. b Satz 2 EHRL).

Aus dem Begriff der Tätigkeiten ergeben sich keine einschränkenden Voraussetzungen. Insbesondere verlangt Art. 24 EHRL nicht, dass es sich bei den einzubeziehenden Tätigkeiten nur um solche handeln dürfe, die – wie der Betrieb einer Anlage – unmittelbar Emissionen verursachen oder dass die Pflicht zur Abgabe von Zertifikaten unmittelbar an die einzubeziehenden Tätigkeiten anknüpfen müsste. Der zentrale Unterschied zwischen Downstream- und Upstream-ETS, dass bei ersterem die Abgabepflicht unmittelbar an die verursachten Emissionen anknüpft, während beim letzteren die Abgabepflicht bereits beim Inverkehrbringen entsteht und die Emission nur mittelbar geregelt wird, steht einer Einbeziehung eines nationalen Upstream-ETS damit nicht entgegen.

Denkbar wäre, eine ungeschriebene Voraussetzung aus dem vorgesehenen Verfahren „zur Änderung nicht wesentlicher Bestimmungen“ (Art. 24 Abs. 1 Buchst. b Satz 2 EHRL) in Verbindung mit den wesentlichen Bestimmungen der EHRL abzuleiten.

Die Regelungen der EHRL sind auf einen Downstream-ETS zugeschnitten. Sie lassen sich vielfach nicht ohne weiteres auf einen Upstream-ETS übertragen.

So benötigen die der EHRL unterfallenden Tätigkeiten eine Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen (Art. 4 ff. EHRL), während in einem Upstream-ETS die Genehmigungspflicht an das Inverkehrbringen des Brennstoffes und nicht unmittelbar an die emissionsverursachende Tätigkeit des Verbrennens anknüpfen müsste. Regelungsgegenstand dieser Genehmigung muss das Monitoring-Konzept, also die Erfassung der Menge und die Verteilung bzw. Verwendung der vom Verantwortlichen in den Verkehr gebrachten Brennstoffe sein. Deshalb müssten für die Einbeziehung eines Upstream-ETS eigenständige Regelungen zum Monitoring erlassen werden.

Ferner berechtigen die Zertifikate der EHRL zur Emission pro Tonne Kohlendioxidäquivalent in einem bestimmten Zeitraum (Art. 3 Buchst. a EHRL). Dagegen müsste das Zertifikat bei einem Upstream-ETS die Berechtigung zum Inverkehrbringen abbilden. Damit könnte nicht sichergestellt werden, dass die tatsächliche Treibhausgasemission innerhalb des jeweiligen Zeitraums erfolgen würde, auf den sich die Berechtigung zum Inverkehrbringen bezieht.

Das steht indes einer Einbeziehung nicht entgegen. Zunächst müsste ein nationales Upstream-ETS wegen der Sperrwirkung der EHRL deren Regelungen unberührt lassen (siehe oben 5.1.1.1). Die Regelungen der EHRL würden in ihrem eigentlichen Anwendungsbereich also gar nicht geändert. Deshalb könnte die Einbeziehung eines nationalen Upstream-ETS nicht zu einer wesentlichen Änderung der Bestimmungen der EHRL führen. Jede sonstige mittelbare Beeinträchtigung des Downstream-ETS der EHRL durch Einbeziehung eines nationalen Upstream-ETS kann die Kommission im Rahmen ihrer Entscheidung über die Billigung der Einbeziehung eines nationalen Upstream-ETS verhindern, indem sie die Einbeziehung nur billigt, wenn das nationale Upstream-ETS und dessen Einbeziehung in den Downstream-ETS der EHRL so geregelt sind, dass eine relevante Beeinträchtigung nicht erfolgen kann.

Die Vorarbeiten der Kommission zur Änderung der EHRL im Jahr 2009 deuten ebenfalls nicht darauf hin, dass die Erweiterung um einen nationalen Upstream-ETS mit der EHRL unvereinbar wäre. So wurde im Arbeitspapier der Kommission zu ihrem Vorschlag zur Änderung der EHRL vom 23.01.2008 die Einbeziehung des Straßenverkehrs in die EHRL mit den beiden Alternativen eines Downstream- und eines Upstream-Ansatzes erörtert. Dabei wurde darauf hingewiesen, dass der Upstream-Ansatz eine Veränderung der Struktur des gegenwärtigen ETS erfordern würde, weil er nicht dem Prinzip der direkten Emission folgt, nach dem die Emittenten die direkte Kontrolle über die tatsächlichen Emissionen haben. Gleichwohl wurde der Upstream-Ansatz nicht schon allein deshalb verworfen. Vielmehr wurde es als zu früh angesehen, den Verkehrssektor schon zum damaligen Zeitpunkt in den EU-weiteren Emissionshandel einzubeziehen.⁹⁰ Damit ist die Kommission offenbar ebenfalls davon ausgegangen, dass eine spätere (und zunächst auf nationaler Ebene erfolgende) Einbeziehung durchaus eine mögliche und zulässige Option zur Erweiterung des geltenden ETS wäre.

Auch Sinn und Zweck der Opt-In-Regelung des Art. 24 EHRL sprechen für die grundsätzliche Möglichkeit, ein nationales Upstream-ETS in den EU ETS einzubeziehen. Man kann davon ausgehen, dass die Möglichkeit des Opt-In auch dazu dient, die Einbeziehung weiterer Anlagen, Tätigkeiten und Treibhausgase auf nationaler Ebene zu erproben, bevor sie EU-weit eingeführt werden. In diesem Sinne hatte die Kommission die Mitgliedstaaten explizit aufgefordert, die in

⁹⁰ Nr. 3.6., S. 53 ff., insbesondere S. 55 des Commission staff working document zum Vorschlag für eine Richtlinie zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG, Impact Assessment, v. 23.01.2008, SEC (2008) 52, im Internet unter http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/docs/sec_2008_52_en.pdf.

Art. 10 EHRL 2003 ermöglichte entgeltlichen Versteigerung eines beschränkten Anteils von Zertifikaten zu nutzen, um so Erfahrungen für eine EU-weite Versteigerung sammeln zu können.⁹¹

Im Ergebnis halten wir damit die Einbeziehung eines nationalen Upstream-ETS in den EU ETS über Art. 24 Abs. 1 Buchst. b EHRL grundsätzlich für zulässig. Die prinzipiellen Unterschiede zwischen einem Downstream- und einem Upstream-Emissionshandel schließen die Einbeziehung eines nationalen Upstream-ETS nicht aus. Denn die dafür nötige Kompatibilität kann durch ergänzende Regelungen hergestellt werden. Die in Art. 24 EHRL vorgesehenen Verfahren und Entscheidungsspielräume der Kommission ermöglichen es, diese Kompatibilität sicherzustellen, bevor ein nationaler Upstream-ETS in den EU ETS einbezogen wird.

5.1.1.2 Verfahren und Entscheidungskriterien

Verfahrensrechtliche Voraussetzung für die Einbeziehung eines nationalen Upstream-ETS in den EU ETS ist dessen Billigung durch die Kommission.

Für das Verfahren zur Beurteilung der Recht- und Zweckmäßigkeit der Einbeziehung eines nationalen Systems in den EU ETS vor der Kommission sieht Art. 24 Abs. 1 Buchst. b EHRL für neue Tätigkeiten das sog. Regelungsverfahren mit Kontrolle vor. Damit kann die EU-Kommission nicht allein über die Einbeziehung entscheiden, vielmehr haben das Europäische Parlament und der Rat ein Vetorecht.⁹²

Der Richtliniengeber bewertet damit die Einbeziehung neuer Tätigkeiten als weitreichender als eine bloße Einbeziehung weiterer Anlagen. Denn dafür ist lediglich die Durchführung eines einfachen Regelungsverfahrens vorgesehen.⁹³

Im Rahmen ihrer Entscheidung hat die EU-Kommission „alle einschlägigen Kriterien“, insbesondere die Auswirkungen auf den Binnenmarkt, mögliche Wettbewerbsverzerrungen, die Umweltwirksamkeit der Regelung und die Zuverlässigkeit der vorgesehenen Überwachungs- und Berichterstattungsverfahren zu berücksichtigen (Art. 24 Abs. 1 EHRL).

Das Ergebnis der Entscheidung wird aber nicht vorgegeben. Es handelt sich also nicht um eine gebundene Entscheidung in dem Sinne, dass dem Mitgliedstaat ein Rechtsanspruch auf Billigung der Einbeziehung bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen eingeräumt wird. Damit unterliegt die Einbeziehung eines nationalen Upstream-ETS einer uneingeschränkten Rechts- und Zweckmäßigkeitskontrolle der EU-Kommission. Sie prüft die Vereinbarkeit mit Unions-

⁹¹ Vgl. Ziff. 32 der Neuen Hinweise der Kommission zu den Zuteilungsplänen für den Handelszeitraum 2008 – 2012 des Systems für den EU-Emissionshandel vom 22.12.2005, KOM (2005) 703 endg.

⁹² Vgl. Art. 24 Abs. 1 Buchst. b, Art. 23 Abs. 3 EHRL i. V. m. Art. 5 a des Beschlusses 1999/468/EG zur Festlegung der Modalitäten für die Ausübung der der Kommission übertragenen Durchführungsbefugnisse i. d. F. des Beschlusses 2006/512/EG, wobei Art. 5 a nach Maßgabe des Art. 12 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 182/2011 zur Festlegung der allgemeinen Regeln und Grundsätze, nach denen die Mitgliedsstaaten die Wahrnehmung der Durchführungsbefugnisse durch die Kommission kontrollieren, seine Wirkung unbeschadet der Aufhebung des Beschlusses 1999/468/EG weiterhin behält.

⁹³ Vgl. Art. 24 Abs. 1 Buchst. a, Art. 23 Abs. 2 EHRL i. V. m. Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 182/2011 zur Festlegung der allgemeinen Regeln und Grundsätze, nach denen die Mitgliedsstaaten die Wahrnehmung der Durchführungsbefugnisse durch die Kommission kontrollieren, und Art. 13 Abs. 1 Buchst. c dieser Verordnung, wonach der in Art. 23 Abs. 2 EHRL enthaltene Verweis auf Art. 5 des Beschlusses 1999/468/EG zur Festlegung der Modalitäten für die Ausübung der der Kommission übertragenen Durchführungsbefugnisse durch den Verweis auf Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 182/2011 ersetzt wird.

grundrechten und dem Sekundärrecht der Union. Sie kann die Billigung aber auch allein deshalb versagen, weil sie die Einbeziehung des nationalen Upstream-ETS in den EU ETS grundsätzlich oder in der konkret vorgesehenen Weise nicht für zweckmäßig hält. Das bedeutet zugleich, dass die EU-Kommission ihre Billigung ablehnen kann, solange die Mitgliedstaaten nicht die aus Sicht der Kommission erforderlichen Regelungen treffen, um eine Beeinträchtigung des EU ETS zu vermeiden.

Die Kommission wird primär darauf achten, dass ein nationales Upstream-ETS keine negativen Auswirkungen auf das EU ETS haben könnte. Damit muss ein nationales Upstream-ETS nicht nur die Sperrwirkung der EHRL respektieren, sondern darauf achten, dass ein offenes System die Wirksamkeit des EU-Downstream-ETS auch nicht mittelbar beeinträchtigt, etwa indem für den Upstream-ETS zu viele Zertifikate ausgegeben werden (zu hohes Cap), diese auch für den Downstream-ETS einsetzbar sein sollen und so die Zertifikatspreise sinken und dadurch der Emissionsminderungsanreiz für dem Downstream-ETS unterliegende Anlagen reduziert wird. Umgekehrt kann die Verknüpfung wegen der langlebigen Kapitalstöcke im Gebäudebereich und den tendenziell hohen Vermeidungskosten im Verkehrsbereich zu einem Preisanstieg beim Downstream-ETS führen (vgl. oben 4.2.1). Falls mehrere Mitgliedsstaaten die Einführung eines nationalen Upstream-ETS erwägen oder die Kommission eine entsprechende EU-weite Einführung einer solchen Komponente in Betracht zieht, ist weiteres Kriterium eine perspektivische Harmonisierung solcher Regelungen.

5.1.1.2.3 Konsequenzen der Entscheidung der KOM

Lehnt die Kommission die Einbeziehung des nationalen Upstream-ETS in den EU ETS ab, bleibt dennoch dessen Einführung als geschlossenes nationales System möglich. Auch wenn ein solches System zunächst nachteilig erscheint (vgl. dazu oben 4.2.1), kann im Falle einer erfolgreichen Umsetzung und bei entsprechenden politischen Rahmenbedingungen mittelfristig eine Anpassung des EU-Rechts im Sinne einer EU-weiten Einführung einer Upstream-Komponente Erfolg haben.

5.1.2 Energiesteuerrichtlinie

In vergleichbarer Weise wie die Emissionshandelsrichtlinie könnte die Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG⁹⁴ eine Sperrwirkung entfalten oder relevante Rahmenbedingungen für die Ausgestaltung eines nationalen Upstream-ETS enthalten.

Eine Sperrwirkung erzeugt die Energiesteuerrichtlinie nicht. Sie sieht ausdrücklich vor, dass die Mitgliedstaaten in einem gewissen Rahmen Steuerermäßigungen anwenden können, wenn Regelungen über handelsfähige Zertifikate umgesetzt werden, sofern damit Umweltschutzziele erreicht werden oder die Energieeffizienz erhöht wird (Art. 17 Abs. 1 Buchst. b RL 2003/96/EG). Diese Regelungen müssen weitgehend im gleichen Maße zur Erreichung der Umweltziele oder zur besseren Energieeffizienz führen, wie dies bei Einhaltung der normalen gemeinschaftlichen Mindeststeuersätze der Fall wäre, wenn wegen der Handelszertifikate Steuerermäßigungen angewendet werden, die für sich allein die Mindeststeuerbeträge der Energiesteuerrichtlinie unterschreiten (Art. 17 Abs. 4 Satz 2 der RL 2003/96/EG).

⁹⁴ Richtlinie 2003/96/EG des Rates v. 27.10.2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (ABl. EG Nr. L 283 v. 31.10.2003, S. 51 ff. in der Fassung der Richtlinie 2004/75/EG v. 29.04.2004 (ABl. EG Nr. L 195 v. 02.06.2004, S. 31 ff.).

Derzeit befindet sich ein Änderungsvorschlag der Kommission im Rechtsetzungsverfahren, mit dem die Energiesteuerrichtlinie insgesamt enger mit dem Instrument des Emissionshandels verzahnt werden soll.⁹⁵ Geplant ist, die Energiesteuer in eine CO₂-abhängige Steuer und eine allgemeine Verbrauchssteuer aufzuteilen.⁹⁶ Für jeden Teil soll ein separater, EU-weit verbindlicher Mindeststeuersatz festgelegt werden. Der Mindestsatz der CO₂-abhängigen Steuer soll sich am Preis für Emissionszertifikate des EU ETS orientieren und auf 20,00 €/t CO₂ festgelegt werden.⁹⁷ Tätigkeiten, die dem EU ETS unterfallen, sollen von der CO₂-abhängigen Steuer befreit werden.⁹⁸ Für einen Übergangszeitraum bis 2020 sollen Steuergutschriften für die Verwendung von Energieerzeugnissen in Anlagen mit dem Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen (carbon leakage) gewährt werden.⁹⁹

Im Übrigen können die Mitgliedstaaten bei der CO₂-abhängigen Steuer Steuerermäßigungen nur gewähren, wenn sie andere Regelungen als diejenigen des EU ETS über handelsfähige Zertifikate umsetzen, die zu den Zielen einer Verringerung der CO₂-Emissionen beitragen.¹⁰⁰ Damit wird klargestellt, dass allein die Umsetzung des EU ETS nicht genügt, um die CO₂-abhängige Steuer reduzieren zu dürfen.

Damit ist schon nach geltendem Recht, erst recht aber, falls es zu der geplanten Änderung der Energiesteuerrichtlinie kommt,¹⁰¹ eine Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen Energiesteuerrecht und Emissionshandelsrecht geboten. Allerdings beinhaltet die Energiesteuerrichtlinie sowohl in der geltenden Fassung als auch in der Fassung des Änderungsvorschlags keine Einschränkung der Ausgestaltung eines nationalen Upstream-ETS. Nur mittelbar ergeben sich daraus Anreize für die inhaltliche Ausgestaltung des Upstream-ETS. Denn Ermäßigungen der Energiesteuer wegen des nationalen Upstream-ETS sind nur zulässig, wenn der nationale Upstream-ETS die entsprechenden Voraussetzungen erfüllt. Die Energiesteuerrichtlinie beschränkt also nicht die Ausgestaltung des Upstream-ETS, sondern nur die Möglichkeit von Steuerermäßigungen im Energiesteuerrecht. Damit wird sichergestellt, dass die Anforderungen der Energiesteuerrichtlinie nicht durch zu geringe Anforderungen eines nationalen Upstream-ETS umgangen werden können.

5.1.3 Warenverkehrsfreiheit

Die Warenverkehrsfreiheit gilt für alle in den EU-Mitgliedstaaten im freien Verkehr befindlichen Waren (Art. 28 Abs. 2 AEUV). Mengenmäßige Einfuhrbeschränkungen und alle Maßnahmen gleicher Wirkung sind zwischen den EU-Mitgliedstaaten verboten (Art. 34 AEUV).

⁹⁵ Vorschlag der Kommission für eine Richtlinie des Rates zur Änderung der RL 2003/96/EG zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom v. 13.04.2011, KOM (2011) 169 endg.

⁹⁶ Erwägungsgrund 5 und Art. 1 Nr. 2 des Kommissionsvorschlags KOM (2011) 169 endg.

⁹⁷ Anhang I des Kommissionsvorschlags KOM (2011) 169 endg.

⁹⁸ Erwägungsgrund 7 und Art. 14 Buchst. d) des Kommissionsvorschlags KOM (2011) 169 endg. Der Änderungsvorschlag P7 TA(2012)0136 des Europäischen Parlaments sieht als Art. 2 Abs. 4a zusätzlich ein Doppelbesteuerungs- und Doppelregulierungsverbot für Downstream-Anlagen vor.

⁹⁹ Erwägungsgrund 14 und Art. 14 a Nr. 1 des Kommissionsvorschlags KOM (2011) 169 endg.

¹⁰⁰ Art. 17 Nr. 2 und 3 des Kommissionsvorschlags KOM (2011) 169 endg.

¹⁰¹ Für die Änderung ist Einstimmigkeit erforderlich (Art. 113 AEUV), an der es derzeit zu fehlen scheint. Der Richtlinienvorschlag ist zuletzt im Dezember 2012 ohne Ergebnis im Rat diskutiert worden, vgl. die Übersicht zum Rechtsetzungsvorhaben unter <http://www.europarl.europa.eu/oeil/popups/ficheprocedure.do?lang=en&reference=2011/0092%28CNS%29>.

Waren sind nach der Rechtsprechung des EuGH alle körperlichen Gegenstände, die einen Geldwert haben und deshalb Gegenstand von Handelsgeschäften sein können.¹⁰² Erfasst sind auch Energieträger wie z.B. Erdgas.¹⁰³

Mengenmäßige Einfuhrbeschränkungen sind Maßnahmen, die die Einfuhr einer Ware der Menge oder dem Wert nach ganz oder teilweise untersagen.¹⁰⁴ Eine Maßnahme gleicher Wirkung ist jede Maßnahme, die geeignet ist, den innergemeinschaftlichen Handel unmittelbar oder mittelbar, tatsächlich oder potenziell zu behindern (Dassonville-Formel).¹⁰⁵ Allerdings sind nach der Keck-Formel bloße Verkaufsmodalitäten, die keine Produktmodalität sind, nur als Maßnahme gleicher Wirkung anzusehen, wenn sie den Marktzugang ausschließlich für ausländische Waren erschweren, d. h. wenn die eingeführten Produkte gegenüber den inländischen diskriminiert werden.¹⁰⁶

Die Einführung eines nationalen Upstream-ETS könnte bereits als mengenmäßige Einfuhrbeschränkung angesehen werden. Denn wenn das Inverkehrbringen bestimmter Brennstoffe von der Abgabe von Zertifikaten abhängig gemacht und die Gesamtzahl der verfügbaren Zertifikate beschränkt wird (Cap), wird mittelbar die Menge der importierten Brennstoffe beschränkt.

Allerdings würde es sich nicht um eine spezifisch auf die Einfuhr bezogene Beschränkung handeln, sondern um eine Beschränkung der insgesamt in den Verkehr gebrachten Brennstoffmenge. Da es sich bei einer solchen Beschränkung nicht um eine spezifische Marktzugangsbeschränkung für Unternehmen aus Drittstaaten handelt,¹⁰⁷ liegt eine binnenmarktrelevante Einfuhrbeschränkung nicht vor.

Auch eine Maßnahme gleicher Wirkung liegt unseres Erachtens nicht vor. Zwar ist ein nationaler Upstream-Emissionshandel geeignet, den Handel mit Brennstoffen zu behindern (Dassonville-Formel, s.o.). Im äußersten Fall verhindert er sogar das Inverkehrbringen weiterer Brennstoffe. Er stellt aber keine produktbezogenen Anforderungen an die Beschaffenheit der Brennstoffe, sondern verknüpft lediglich deren Inverkehrbringen mit weiteren Pflichten, nämlich Berichtspflichten und Pflichten zur Abgabe von Zertifikaten. Er würde den Marktzugang auch nicht speziell für ausländische Waren erschweren, sondern unterschiedslos für einheimische und importierte Brennstoffe gelten.

Die Wirkung eines Upstream-Emissionshandels auf den Binnenmarkt ist ohne weiteres vergleichbar mit derjenigen einer nicht harmonisierten nationalen Verbrauchsteuer. Solche Verbrauchsteuern sind nach Maßgabe des Sekundärrechts zulässig, sofern sie keine mit dem Grenzübertritt verbundenen Formalitäten nach sich ziehen.¹⁰⁸ Sie sind auch, soweit ersichtlich,

¹⁰² EuGH, Rs. 7/68, Slg. 1968, S. 642.

¹⁰³ *Kingreen* in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV-Kommentar, 4. Auflage, 2011, S. 723, Rn. 120.

¹⁰⁴ *Schroeder*, in: Streinz, EUV/AEUV, 2. Aufl. 2012, Art. 34 AEUV Rn. 32; EuGH, Rs. 7/68, Slg. 1968, S. 633.

¹⁰⁵ *Schroeder*, in: Streinz, EUV/AEUV, 2. Aufl. 2012, Art. 34 AEUV Rn. 35 f.; EuGH, Rs. 8/74, Slg. 1974, S. 837.

¹⁰⁶ *Schroeder*, in: Streinz, EUV/AEUV, 2. Aufl. 2012, Art. 34 AEUV Rn. 42 ff.; EuGH, Rs. C-267/91 und C-268/91, Slg. 1993, S. I-6097 ff.

¹⁰⁷ Vgl. zum Gesichtspunkt der Marktzugangsbeschränkung *Schroeder*, in: Streinz, EUV/AEUV, 2. Aufl. 2012, Art. 34 AEUV Rn. 49, 54.

¹⁰⁸ Art. 1 Abs. 3 der Richtlinie 2008/118/EG des Rates vom 16. Dezember 2008 über das allgemeine Verbrauchsteuersystem.

im Hinblick auf einen Verstoß gegen die Warenverkehrsfreiheit bisher nicht beanstandet worden.¹⁰⁹

Selbst wenn man einen nationalen Upstream-Emissionshandel als Maßnahme gleicher Wirkung ansehen wollte, wäre er aus Gründen des Umweltschutzes gerechtfertigt. Bei unterschiedslos anwendbaren, also nicht diskriminierenden Maßnahmen erkennt der EuGH neben den speziellen Rechtfertigungsgründen des Art. 36 AEUV auch den Umweltschutz als im Allgemeininteresse liegendes zwingendes Erfordernis an, das eine Beeinträchtigung der Grundfreiheiten rechtfertigen kann.¹¹⁰ In Bezug auf die Verhältnismäßigkeit¹¹¹ der mit einem Upstream-Emissionshandel verbundenen Beschränkungen kann auf die entsprechenden Ausführungen zu den Grundrechten verwiesen werden. Auch wenn die hier durchzuführende Verhältnismäßigkeitsprüfung sich im Hinblick auf das unterschiedliche Schutzgut und die abweichende Schutzfunktion der Warenverkehrsfreiheit im Vergleich zu den Grundrechten unterscheidet, kommt den Grundrechten nach der Rechtsprechung des EuGH im Rahmen der Güterabwägung innerhalb der Verhältnismäßigkeitsprüfung eine wichtige Bedeutung zu. Im Ergebnis wäre die Maßnahme deshalb sicher zu rechtfertigen.

5.1.4 EU-Beihilferecht

Als weitere Voraussetzung müssten nationale Vorschriften für die Einführung eines Upstream-ETS mit den Vorschriften des unionsrechtlichen Beihilferechts (Art. 107 bis 109 AEUV) vereinbar sein.¹¹²

5.1.4.1 Beihilfe

Eine staatliche Beihilfe ist jede staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige, die den Wettbewerb verfälscht oder zu verfälschen droht (vgl. Art. 107 Abs. 1 AEUV). Eine neue Beihilfe darf nur eingeführt werden, wenn die EU-Kommission die Beihilfe entweder in einem individuellen Beihilfeverfahren gebilligt hat (Art. 108 Abs. 3 AEUV) oder die Beihilfe einer Freistellungsverordnung unterfällt (Art. 108 Abs. 4 AEUV). Der materielle Prüfungsmaßstab für Beihilfen ergibt sich aus Art. 107 AEUV sowie den auf dessen Basis ergangenen Rechtsakten (dazu 5.1.4.3). Ein Upstream-ETS ist zunächst eine die Betroffenen belastende Regelung, soweit es Berichts- und Abgabepflichten begründet. Gleichwohl kommen als beihilferelevante begünstigende Regelungen in Betracht:

- die Bestimmung des Anwendungsbereichs, wenn nämlich von mehreren miteinander im Wettbewerb stehenden Unternehmen einige von der Regelung belastet werden, während andere davon ausgenommen sind,
- Regelungen über unterschiedlich starke Belastungen (z.B. Festlegungen über die anzunehmenden Parameter für Brennstoffe (Heizwerte, Emissionsfaktoren), aus denen sich die

¹⁰⁹ Vgl. die Darstellung der geprüften Fallgruppen bei *Schroeder*, in: Streinz, EUV/AEUV, 2. Aufl. 2012, Art. 34 AEUV Rn. 55 ff.; insbesondere zu Preisregelungen, a.a.O. Rn. 65.

¹¹⁰ *Schroeder*, in: Streinz, EUV/AEUV, 2. Aufl. 2012, Art. 36 AEUV Rn. 41 ff. m.w.N.

¹¹¹ Nach ständiger Rechtsprechung des EuGH müssen Maßnahmen nach Art. 34 AEUV verhältnismäßig sein. Dazu etwa *Kingreen*, in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV, 4. Aufl. 2011, Art. 36, Rn. 88 f.

¹¹² Das EU-Beihilferecht ergänzt das Binnenmarktkonzept des AEUV, welches seinerseits durch die Verwirklichung der Grundfreiheiten einen zentralen Beitrag zur Herstellung freien und unverfälschten Wettbewerbs leistet. Vgl. dazu *Cremer*, in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV, 4. Aufl. 2011, Art. 107, Rn. 5.

Brennstoffmenge ergibt, für die ein Zertifikat abzugeben ist), wenn dadurch bestimmte Brennstoffe und damit Unternehmen bevorzugt werden,

- Regelungen über Kompensationen, insbesondere über die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten, zur Ausgabe von Zertifikaten unter ihrem Marktwert,¹¹³ oder über Steuerentlastungen, wenn dadurch bestimmte Unternehmen bevorzugt werden.

Solche Vergünstigungen sind nach der beihilferechtlichen Rechtsprechung nicht nur dann staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Begünstigungen, wenn staatliche Zahlungen geleistet werden, sondern auch dann, wenn der Staat auf Einnahmen verzichtet. Das ist insbesondere der Fall, wenn der Staat unentgeltlich handelbare und deshalb mit einem Marktwert verbundene Zertifikate vergibt.¹¹⁴

Bei komplexen Regelungen wie steuerrechtlichen Regelungen oder einem Emissionshandelssystem sind allerdings viele differenzierenden Regelungen systemimmanent und deshalb nicht als selektive Begünstigung und damit als Beihilfe einzustufen. Die Abgrenzung zwischen systemimmanenten Differenzierungen und selektiven Beihilfen ist im Einzelfall schwierig.

Der EuGH hat ein niederländisches System über den Handel mit Emissionsrechten für Stickoxidemissionen als Beihilferegelung eingestuft, weil der Staat durch die kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten an emissionshandlungspflichtige Unternehmen und den Verzicht auf Geldbußen, wenn Überschreitungen individuell festgesetzter Emissionswerte durch die Bereitstellung von Zertifikaten ausgeglichen werden, auf Einnahmen verzichtet hat. Er hat damit die emissionshandlungspflichtigen Unternehmen gegenüber nicht emissionshandlungspflichtigen Unternehmen begünstigt, da diese die Geldbußen wegen Überschreitungen der Emissionswerte nicht durch Zertifikate abwenden können.¹¹⁵

Dagegen hat das Bundesverwaltungsgericht die unterschiedlichen Zuteilungsregeln des ZuG 2012 für Energie- und Industrieanlagen, insbesondere die Veräußerungskürzung für Strom erzeugende Energieanlagen (§§ 19 f. ZuG 2012), nicht als Beihilfe eingestuft, weil die Differenzierung systemimmanent ist.¹¹⁶ Als Besonderheit des EU-Downstream-ETS der EHRL ist dabei zu berücksichtigen, dass die Kommission die Vereinbarkeit der Zuteilungsregeln mit Beihilferecht schon nach Art. 9 Abs. 3 i.V.m. Anhang III Nr. 5 EHRL 2003 im Rahmen der Prüfung der Nationalen Zuteilungspläne geprüft und im Fall des ZuG 2012 nicht beanstandet hat.

Bei einem nationalen Upstream-ETS außerhalb des EU ETS wäre eine Prüfung nach Maßgabe des Art. 9 Abs. 3 i.V.m. Anhang III Nr. 5 EHRL 2003 nicht erforderlich. Dieser galt nur für den Zuteilungsplan des EU-Downstream-ETS und ist inzwischen, im Zuge der europäischen Harmonisierung der Zuteilungsregeln ab der 3. Handelsperiode, aufgehoben. Im Falle einer geplanten Einbeziehung in das EU ETS müsste die Kommission allerdings im Rahmen der Prüfung nach Art. 24 EHRL auch die Vereinbarkeit mit dem Beihilferecht prüfen (dazu oben 5.1.1.2). Unabhängig davon wäre auch bei einem rein nationalen Upstream-ETS ohne Einbeziehung nach Art. 24 EHRL eine Beihilfeprüfung nach Art. 108 AEUV erforderlich.

¹¹³ Vgl. Rn. 55 der Leitlinien der Gemeinschaft für staatliche Umweltschutzbeihilfen, ABl.EU Nr. C 82 vom 01.04.2008, S. 1, 11.

¹¹⁴ EuGH, Urt. v. 08.11.2011, Rs. C-279/08 P, Rn. 86 ff., 102 ff., 107 m.w.N. (Niederlande ./: Kommission).

¹¹⁵ EuGH, Urt. v. 08.11.2011, Rs. C-279/08 P.

¹¹⁶ BVerwG, Urt. v. 10.10.2012, 7 C 11.10, Rn. 19 ff..

Die Beihilfeprüfung ist nicht nur erforderlich im Hinblick auf etwaige kostenlose Zuteilungen an Unternehmen des Brennstoffkreislaufs, die in einem Upstream-ETS ohnehin nicht zweckmäßig wären (dazu unten 5.1.4.4). Eine staatliche Beihilfe kann auch darin liegen, dass die Einbeziehung oder Nichteinbeziehung bestimmter Unternehmen in den Emissionshandel mit wettbewerbsrelevanten Vor- oder Nachteilen verbunden ist.¹¹⁷ Auch wenn das Beihilferecht nur den Wettbewerb zwischen Unternehmen betrifft, können ferner auch bloße Kompensationsregelungen für private Endverbraucher eine staatliche Beihilfe sein, wenn sie nämlich mittelbar zu einer Begünstigung einzelner Unternehmen oder Unternehmensgruppen führen können. Das kann der Fall sein, wenn Endverbraucher nur beim Bezug bestimmter Brennstoffe in den Genuss solcher Kompensationen kommen, so dass sich die Marktbedingungen für Hersteller, Importeure oder Händler anderer Brennstoffe verschlechtern.

Die Einführung eines nationalen Upstream-ETS bedarf deshalb einer gründlichen Prüfung, ob die konkreten Regelungen Beihilfen enthalten und gegebenenfalls mit Beihilferecht vereinbar sind. Vorzugswürdig wäre eine Ausgestaltung des EU ETS, die keine als Beihilfe einzustufende Regelung enthielte und deshalb gar nicht in den Anwendungsbereich des EU-Beihilferechts fiel. Dazu sollte ein Upstream-ETS möglichst so ausgestaltet und durch andere Regelungen (z.B. des Wettbewerbs- oder Mietrechts) flankiert werden, dass weder eine kostenlose Zuteilung erfolgt noch Kompensationen für bestimmte Marktteilnehmer erforderlich werden. Da letztlich aber bereits die Entscheidung über die Einbeziehung oder Nichteinbeziehung bestimmter Akteure (s.o.) und damit auch der Point of Regulation beihilferelevant sein können, müsste jede nationale Upstream-ETS-Regelung einer gründlichen Beihilfeprüfung unterzogen werden.

5.1.4.2 Verfahren

Für die Prüfung der Rechtmäßigkeit von Beihilfen ist zwischen freigestellten und notifizierungspflichtigen Beihilfen unterscheiden.

Freigestellte Beihilfen können die Mitgliedstaaten ohne gesonderte Zustimmung der Kommission einführen (Art. 108 Abs. 4 AEUV). Welche Beihilfen freigestellt sind, ergibt sich aus der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung.¹¹⁸ Freigestellt sind beispielsweise Umweltschutzbeihilferegulungen in Form von Umweltsteuerermäßigungen nach Maßgabe der Energiesteuerrichtlinie, wenn der Begünstigte mindestens die in der Energiesteuerrichtlinie festgelegten gemeinschaftlichen Mindeststeuerbeträge entrichtet und die Steuerermäßigungen für höchstens 10 Jahre bewilligt werden.¹¹⁹ Die Einführung eines Upstream-ETS würde dagegen nicht durch die Gruppenfreistellungsverordnung freigestellt.

Wenn die Einführung eines Upstream-ETS in ihrer konkreten Ausgestaltung Beihilfen beinhaltet, darf das Upstream-ETS erst eingeführt werden, wenn Deutschland die Regelung bei der EU-Kommission notifiziert und diese sie genehmigt hat. Die Kommission stellt dann nach einer entsprechenden Prüfung fest, ob die Regelungen mit Beihilferecht vereinbar sind.

¹¹⁷ Vgl. EuGH, Urt. v. 08.11.2011, Rs. C-279/08 P.

¹¹⁸ Derzeit (bis 31.12.2013, vgl. Art. 45 der Verordnung) Verordnung (EG) Nr. 800/2008 der Kommission vom 06.08.2008 zur Erklärung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem gemeinsamen Markt in Anwendung der Art. 87 und 88 EG-Vertrag (allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung).

¹¹⁹ Art. 25 der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung.

Die Durchführung des Beihilfeverfahrens ist in der sog. Beihilfeverfahrensverordnung Nr. 659/1999¹²⁰ und der ergänzenden Durchführungsverordnung Nr. 794/2004¹²¹ geregelt. Dort wird das Durchführungsverbot für anmeldungspflichtige, aber nicht genehmigte Beihilfen bestätigt (Art. 3 der Beihilfeverfahrensverordnung Nr. 659/1999).

Die Beihilfeverfahrensverordnung eröffnet auch die Möglichkeit, durch Entscheidung der Kommission feststellen zu lassen, dass eine angemeldete Maßnahme keine Beihilfe darstellt (Art. 4 Abs. 2 Beihilfeverfahrensverordnung Nr. 659/1999).

5.1.4.3 Genehmigungskriterien

Die Kriterien für die beihilferechtliche Prüfung ergeben sich aus Art. 107 Abs. 2 und 3 AEUV.

Danach sind z.B. diskriminierungsfreie Beihilfen sozialer Art an einzelne Verbraucher stets mit dem Binnenmarkt vereinbar [Art. 107 Abs. 2 Buchst. a) AEUV]. Die Genehmigung von Beihilfen zur Förderung wichtiger Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse [Art. 107 Abs. 3 Buchst. b) AEUV] und zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete [Art. 107 Abs. 3 Buchst. c) AEUV] steht dagegen im Ermessen der Kommission.

Unter die zuletzt genannten Beihilfen nach Art. 107 Abs. 3 AEUV fallen auch Umweltschutzbeihilfen. Die Kriterien für die Genehmigung solcher Umweltschutzbeihilfen hat die Kommission in ihren Leitlinien für Umweltschutzbeihilfen konkretisiert.¹²² Diese enthalten neben Regelungen für Umweltsteuerermäßigungen oder -befreiungen¹²³ auch spezielle Kriterien für die Genehmigung von Beihilfen in Verbindung mit handelbaren Umweltzertifikaten.¹²⁴ Danach sind Beihilfen in Verbindung mit handelbaren Umweltzertifikaten mit Unionsrecht vereinbar, wenn folgende Voraussetzungen erfüllt werden:¹²⁵

- Die Regelungen für handelbare Zertifikate müssen so beschaffen sein, dass Umweltschutzziele erreicht werden, die über die Ziele hinausgehen, die auf der Grundlage der für die begünstigten Unternehmen verbindlichen Gemeinschaftsnormen zu erreichen sind [Rn. 140 Buchst. a)].
- Die Zuteilung muss in transparenter Weise auf der Grundlage objektiver Kriterien und bestmöglicher Datenquellen erfolgen, und die Gesamtzahl der Zertifikate, die einem Unternehmen zu einem Preis unter ihrem Marktwert zugeteilt werden, darf nicht höher sein als der Bedarf, den das Unternehmen voraussichtlich ohne das Handelssystem hätte [Rn. 140 Buchst. b)].
- Die Zuteilungsmethode darf nicht bestimmte Unternehmen oder Sektoren begünstigen, es sei denn, dies ist durch die dem System innewohnende Logik gerechtfertigt oder für die Übereinstimmung mit anderen Umweltpolitiken notwendig [Rn. 140 Buchst. c)].

¹²⁰ Verordnung (EG) Nr. 659/1999 des Rates vom 22.03.1999 über besondere Vorschriften für die Anwendung von Art. 93 des EG-Vertrages.

¹²¹ Verordnung (EG) Nr. 794/2004 der Kommission vom 21.04.2004 zur Durchführung der Verordnung (EG) Nr. 659/1999 des Rates über besondere Vorschriften über die Anwendung von Art. 93 des EG-Vertrages.

¹²² Leitlinien der Gemeinschaft für staatliche Umweltschutzbeihilfen, Amtsblatt EU-Nr. C 82 vom 01.04.2008, S. 1 ff.

¹²³ Vgl. Rn. 10, 57, 68 (zur Kombination von Umweltsteuern und Emissionshandelssystemen) und Rn. 151 bis 159 der Leitlinien der Gemeinschaft für staatliche Umweltschutzbeihilfen.

¹²⁴ Vgl. Rn. 55 f. und Rn. 139 bis 141 der Leitlinien der Gemeinschaft für staatliche Umweltschutzbeihilfen.

¹²⁵ Rn. 140 und Rn. 141 der Leitlinien der Gemeinschaft für staatliche Umweltschutzbeihilfen.

- Insbesondere dürfen Zertifikate neuen Anbietern grundsätzlich nicht zu günstigeren Bedingungen zugeteilt werden als den bereits auf dem Markt vertretenen Unternehmen. Durch die Zuteilung einer höheren Zahl von Zertifikaten an bereits etablierte Unternehmen darf der Marktzugang nicht unangemessen beschränkt werden [Rn. 140 Buchst. d)].
- Die Beihilfeempfänger müssen anhand objektiver und transparenter Kriterien ausgewählt werden, und die Beihilfen müssen grundsätzlich für alle Wettbewerber in demselben Wirtschaftszweig/relevanten Markt, die sich in einer ähnlichen Lage befinden, in derselben Weise gewährt werden [Rn. 141 Buchst. a)].
- Die vollständige Versteigerung muss einen erheblichen Anstieg der Produktionskosten in dem betreffenden Wirtschaftszweig bzw. in der betreffenden Gruppe von Beihilfeempfängern zur Folge haben [Rn. 141 Buchst. b)].
- Der erhebliche Anstieg der Produktionskosten kann nicht an die Abnehmer weitergegeben werden, ohne dass es zu deutlichen Absatzeinbußen kommt. Für die entsprechende Analyse können unter anderem Schätzungen zur Preiselastizität in dem betreffenden Wirtschaftszweig herangezogen werden. Diese Schätzungen werden für den räumlich relevanten Markt vorgenommen. Bei der Prüfung der Frage, ob der Kostenanstieg im Zusammenhang mit den handelbaren Umweltzertifikaten nicht an die Abnehmer weitergegeben werden kann, können die geschätzten Absatzeinbußen sowie deren voraussichtliche Auswirkungen auf die Rentabilität des Unternehmens zugrunde gelegt werden [Rn. 141 Buchst. c)].
- Für einzelne Unternehmen in dem betreffenden Wirtschaftszweig ist es nicht möglich, den Schadstoffausstoß so zu verringern, dass der Zertifikatspreis tragbar ist. Dass sich der Verbrauch nicht senken lässt, kann durch Angabe der Emissionswerte, die sich beim Einsatz der wirksamsten Technik im Europäischen Wirtschaftsraum erzielen lassen, und durch Heranziehung dieser Werte als Richtwert nachgewiesen werden. Einem Unternehmen, das die wirksamste Technik anwendet, kann höchstens ein Zertifikat im Wert der Produktionsmehrkosten zugeteilt werden, die sich aus dem Emissionshandelssystem beim Einsatz der wirksamsten Technik ergeben und die nicht an die Abnehmer weitergegeben werden können. Unternehmen mit einer schlechteren ökologischen Leistung erhalten Zertifikate mit einem dieser Leistung entsprechenden geringeren Wert [Rn. 141 Buchst. d)].

5.1.4.4 Anwendung für ein Upstream-ETS

Die Kriterien der Leitlinien gelten für Beihilfen in Verbindung mit handelbaren Umweltzertifikaten jeglicher Art. Sie gelten also nicht nur für ein Downstream- sondern auch für ein Upstream-ETS.

Allerdings passen nicht alle Kriterien ohne weiteres auf ein Upstream-ETS. Das gilt insbesondere für die Begrenzung kostenloser Zuteilungen auf den Bedarf nach Maßgabe der wirksamsten Technik [Rn. 141 Buchst. d)]. Der Einsatz einer Technik kommt nur beim Emittenten in Betracht, der aber beim Upstream-ETS gar nicht zertifikatspflichtig ist, sondern nur wirtschaftlich belastet wird, indem der abgabepflichtige Inverkehrbringer die emissionshandelsbedingten Mehrkosten auf den Emittenten abwälzt.

Die meisten der Kriterien für die Genehmigungsfähigkeit von Beihilfen befassen sich mit Anforderungen an eine kostenlose Zuteilung [Rn. 140 Buchst. b) bis d) und Rn. 141 Buchst. b) bis d)].

In einem Upstream-ETS wäre eine **vollständige** kostenlose Zuteilung von Zertifikaten an die zertifikatpflichtigen Akteure mit Beihilferecht nicht vereinbar.

Würden die zertifikatpflichtigen Akteure die Zertifikate kostenlos erhalten, würden sie den Gewinn, der ihnen dadurch entgehen würde, dass sie Zertifikate nicht auf dem Markt verkaufen, sondern für den Verkauf von Brennstoffen abgeben, als Opportunitätskosten auf die Brennstoffpreise aufschlagen. Sie würden also höhere Gewinne im Gegenwert der kostenlos zugeteilten Zertifikate erzielen, ohne dass ihnen dafür reale Kosten entstanden wären. Die so erzielbaren Zufallsgewinne (windfall profits) wären beihilferelevante Vergünstigungen.

Andererseits ist die Abwälzung von emissionshandelsbedingten Mehrkosten in einem Upstream-ETS eine wesentliche Funktionsbedingung. Das Upstream-ETS zielt als indirektes Instrument nicht auf Emissionsminderungen der zertifikatpflichtigen Akteure, sondern auf Emissionsminderungen der ihnen nachgelagerten Kunden. Es setzt also die Abwälzbarkeit der Mehrkosten geradezu voraus (vgl. oben 3.5). Wäre diese nicht gegeben, wäre die Einführung des Upstream-ETS zum Zwecke des Klimaschutzes ungeeignet und deshalb auch ein für die Erreichung des angestrebten Klimaschutzziels unverhältnismäßiger Grundrechtseingriff (dazu unten 5.2.1.3.2), weil die zertifikatpflichtigen Akteure selbst keine Emissionen mindern können.

Nach den Leitlinien für Umweltschutzbeihilfen ist eine kostenlose Zuteilung von Zertifikaten allerdings genehmigungsfähig, wenn die zertifikatpflichtigen Akteure ihre Mehrkosten nicht ohne deutliche Absatzeinbußen an ihre Abnehmer weitergeben können.¹²⁶

Insoweit wäre eine kostenlose Zuteilung beihilferechtlich genehmigungsfähig, wenn der Umfang einer kostenlosen Zuteilung auf eine angemessene Kompensation der durch das Upstream-ETS zu erwartenden Absatzeinbußen beschränkt bliebe. Denkbar wäre etwa eine kostenlose Zuteilung, die einen Teil der Umsatzeinbußen kompensiert, die dadurch entstehen, dass das Cap eine Reduktion des Brennstoffabsatzes erzwingt.

Eine kostenlose Zuteilung würde allerdings nur die Abgabepflichtigen begünstigen, nicht aber Zwischenhändler und Emittenten. Denn die Abgabepflichtigen könnten die Zertifikatekosten trotz kostenloser Zuteilung auf Dritte abwälzen und so windfall profits generieren. Diese windfall profits bei den verbleibenden geringeren Absätzen wären dann die Kompensation für die Absatzeinbußen. Nicht abgabepflichtige Zwischenhändler wären zwar ebenfalls von den Absatzeinbußen betroffen, sie würden aber an der Kompensation durch kostenlose Zuteilung nicht partizipieren.

Vor diesem Hintergrund erscheint eine kostenlose Zuteilung von Berechtigungen an Abgabepflichtige generell nicht zweckmäßig. Eine Genehmigung einer solchen Beihilfe durch die Kommission oder gar ein Anspruch auf eine solche Genehmigung sind deshalb unwahrscheinlich.

Ein Upstream-ETS kann ferner mit Kompensationen für Unternehmen verbunden werden, die als Brennstoffverbraucher durch die Erhöhung der Brennstoffpreise in besonderer Weise mittelbar betroffen sind, etwa weil die Erhöhung der Brennstoffpreise zu einer Verlagerung der Herstellung ihrer Verarbeitungsprodukte ins Ausland führen würde (carbon leakage). Ein solches Verlagerungsrisiko könnte theoretisch durch eine kostenlose Zuteilung von Zertifikaten an die belasteten Unternehmen kompensiert werden. Praktisch widerspräche das allerdings dem

¹²⁶ Rn. 141 Buchst. c) der Gemeinschaftsleitlinien für Umweltschutzbeihilfen.

Grundgedanken eines Upstream-ETS, der ja gerade vermeiden will, dass die davon betroffenen Kleinemittenten am Zertifikatehandel teilnehmen müssen. Belastungen durch ein Upstream-ETS können auch durch Entlastungen bei der Energiesteuer oder der EEG-Umlage kompensiert werden. Solche Steuerentlastungen sind typischerweise ebenfalls Beihilfen, deren Vereinbarkeit mit Unionsrecht die Kommission dann am Maßstab der Leitlinien für Umweltsteuerermäßigungen zu prüfen hätte.¹²⁷

Angesichts der zu erwartenden geringen Preissteigerungen ist jedoch nicht erkennbar, dass und für welche Unternehmen solche Kompensationen notwendig wären (vgl. oben 4.3 mit Tabelle 12).

5.1.4.5 Fazit

Für ein nationales Upstream-ETS müsste sorgfältig geprüft werden, ob seine konkreten Regelungen als Beihilferegulungen einzustufen sind, wenn ein Upstream-ETS für bestimmte Unternehmen Regelungen zur Abmilderung der Kostenbelastung enthielte. Im Zweifel sollte ein Upstream-Emissionshandel rechtzeitig bei der EU-Kommission als potenzielle Beihilferegulung notifiziert werden. Sofern der Beihilfecharakter der Regelung zweifelhaft ist, sollte die Feststellung der Kommission beantragt werden, dass es sich nicht um eine Beihilferegulung handelt.

Eine vollständige kostenlose Zuteilung von Zertifikaten an die Abgabepflichtigen wäre in einem Upstream-ETS widersinnig, weil ein Upstream-ETS seine Wirkung nur entfaltet, soweit die abgabepflichtigen Inverkehrbringer emissionshandelsbedingte Kosten auf ihre Kunden abwälzen können. Sie wäre deshalb eine nicht gerechtfertigte Beihilfe für die Abgabepflichtigen, die in Höhe der kostenlosen Zuteilungen windfall profits erzielen würden.

Teilweise kostenlose Zuteilungen wären zwar prinzipiell zur Kompensation von Absatzeinbußen besonders belasteter Zertifikatepflichtiger denkbar. Sie würden aber nur die Zertifikatepflichtigen selbst, nicht deren Abnehmer (Zwischenhändler, Endkunden) begünstigen. Sie wären deshalb beihilferechtlich nur zu rechtfertigen, wenn die besondere Belastung nur die Zertifikatepflichtigen trifft, weil sie ihre Mehrkosten nicht abwälzen können, oder andere, gleichermaßen Betroffene auf andere Weise entlastet werden.

Soweit im Rahmen eines Upstream-ETS besondere Belastungen einzelner Betroffener durch eine teilweise kostenlose Zuteilung von Zertifikaten oder durch Entlastungen auf andere Weise, z.B. Ermäßigungen bei der Energiesteuer, kompensiert werden, ist eine beihilferechtliche Notifizierung und Prüfung der jeweiligen Kompensationsregelung erforderlich. Bei den erwarteten Preiswirkungen ist aber nicht erkennbar, dass solche Kompensationen notwendig wären.

Schließlich kann eine beihilferechtliche Prüfung notwendig werden, wenn durch den Kreis der einbezogenen oder nicht einbezogenen Akteure bestimmte Unternehmen oder Unternehmensgruppen begünstigt werden. Dem sollte entgegengewirkt werden, indem über die Einbeziehung aller klimarelevanten Brennstoffe möglichst alle vergleichbaren Unternehmen oder Unternehmensgruppen in den Upstream-ETS einbezogen werden.

¹²⁷ Vgl. zur beihilferechtlichen Prüfung von Ermäßigungen der Energiesteuer die Entscheidung der Kommission vom 13.02.2002, C (2002) 441 fin., im Internet unter http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/135725/135725_433887_69_2.pdf.

5.2 Vereinbarkeit mit Grundrechten

Die Einführung eines nationalen Upstream-ETS muss wie jede Regelung, die Privatrechtssubjekte verpflichtet, mit den Freiheits- und Gleichheitsgrundrechten vereinbar sein.

Maßgeblich sind primär die nationalen Grundrechte des Grundgesetzes, da es sich um eine nationale Maßnahme handelt. Die EU-Grundrechtecharta (GRCh) gilt für die Mitgliedstaaten ausschließlich bei der Durchführung des Unionsrechts (Art. 51 Abs. 1 Satz 1 GRCh). Bei der Auslegung der nationalen Grundrechte sind aber auch völkerrechtliche Menschenrechtserklärungen wie die Europäische Menschenrechtserklärung (EMRK) zu berücksichtigen.¹²⁸ Diese sind ihrerseits auch für die Auslegung der Unionsgrundrechte relevant.¹²⁹ Deshalb wird nachfolgend auch Rechtsprechung zu Unionsgrundrechten berücksichtigt.

Im Vordergrund stehen die Eigentumsgarantie (Art. 14 GG), die das Erworbenes schützt, die Berufsfreiheit (Art. 12 GG), die die Erwerbsfreiheit schützt, und das Recht auf freie Entfaltung der Persönlichkeit (Art. 2 Abs. 1 GG), das als subsidiäres Freiheitsrecht immer dann eingreift, wenn eine Verpflichtung beispielsweise wegen fehlender berufsregelnder Tendenz nicht in die Berufsfreiheit und wegen fehlenden Eingriffs in bestehendes Eigentum nicht in die Eigentumsfreiheit eingreift.

Neben den Freiheitsgrundrechten ist der allgemeine Gleichheitssatz zu beachten (Art. 3 Abs. 1 GG). Hier kommt es häufig zu Überschneidungen: Eine gesetzliche Verpflichtung kann gleichzeitig in ein Freiheitsgrundrecht eingreifen und die Frage der Gleichbehandlung aufwerfen. Nach der verfassungsgerichtlichen Rechtsprechung wird in solchen Überschneidungsfällen darauf abgestellt, welches Grundrecht nach seinem Sinngehalt die stärkere sachliche Beziehung zu dem zu prüfenden Sachverhalt besitzt. Im Rahmen des geprüften Grundrechts werden dann die spezifischen Gehalte des verdrängten Grundrechts mit berücksichtigt.¹³⁰

Ein Upstream-Emissionshandel würde unterschiedliche Auswirkungen auf unterschiedliche Akteursgruppen haben. Typische Beispiele sind die abgabepflichtigen Inverkehrbringer (dazu oben 3.3) sowie mittelbar wirtschaftlich belastete Unternehmen und Privatpersonen, insbesondere Wohneigentümer und Mieter. Im Rahmen der Grundrechtsprüfung ist jeweils zu prüfen, ob und inwieweit entsprechende Regelungen den Schutzbereich der Grundrechte der jeweiligen Akteure berühren, in ihn eingreifen und gerechtfertigt werden können. Dabei sind für jedes Grundrecht die spezifisch betroffenen Akteursgruppen zu identifizieren. Für die Qualifizierung des Eingriffs in das jeweilige Grundrecht muss außerdem danach differenziert werden, ob es sich um einen unmittelbaren Eingriff durch eine rechtliche Verpflichtung einer Akteursgruppe handelt oder um einen mittelbaren, faktischen Eingriff, z.B. durch Erhöhung der Brennstoffpreise.

¹²⁸ Dazu *Jarass*, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 1 Rn. 29 und Art. 25 Rn. 10 f.

¹²⁹ Vgl. dazu Art. 6 EUV und Art. 53 GRCh, hierzu *Jarass*, GRCh, 2010, Einl. Rn. 42 f., Art. 52 Rn. 64; *Streinz*, in: Streinz, EUV/AEUV, 2. Aufl. 2012, Art. 6 Rn. 25.

¹³⁰ *Jarass*, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 3 Rn. 3 m.w.N.

5.2.1 Eigentumsgarantie (Art. 14 GG)

5.2.1.1 Schutzbereich

Das Grundgesetz definiert nicht ausdrücklich, was unter Eigentum im Sinne des Art. 14 GG zu verstehen ist. Bei der Beantwortung dieser Frage muss auf den Zweck und die Funktion der Eigentumsgarantie unter Berücksichtigung ihrer Bedeutung im Gesamtgefüge der Verfassung zurückgegriffen werden. Die Eigentumsgarantie soll dem Grundrechtsträger einen Freiraum im vermögensrechtlichen Bereich erhalten und dem Einzelnen damit die Entfaltung und eigenverantwortliche Gestaltung seines Lebens ermöglichen. Zu diesem Zweck soll der Bestand der geschützten Rechtspositionen gegenüber Maßnahmen der öffentlichen Gewalt bewahrt werden.¹³¹

Das Grundgesetz hat dem Gesetzgeber den Auftrag zugewiesen, eine Eigentumsordnung zu schaffen, die sowohl den privaten Interessen des Einzelnen als auch denen der Allgemeinheit gerecht wird. Welche Befugnisse einem Eigentümer in einem bestimmten Zeitpunkt konkret zustehen, ergibt sich aus der Zusammenschau aller in diesem Zeitpunkt geltenden, die Eigentümerstellung regelnden gesetzlichen Vorschriften. Ergibt sich hierbei, dass der Eigentümer eine bestimmte Befugnis nicht hat, so gehört diese nicht zu seinem Eigentumsrecht. Aus der Gesamtheit der verfassungsmäßigen Gesetze, die den Inhalt des Eigentums bestimmen, ergeben sich somit Gegenstand und Umfang des durch Art. 14 Abs. 1 Satz 1 GG gewährleisteten Bestandsschutzes und damit auch, wann ein zur Entschädigung verpflichtender Rechtsentzug vorliegt.¹³²

Damit fallen unter den Schutz von Art. 14 GG alle vermögenswerten Rechte, die dem Berechtigten von der Rechtsordnung in der Weise zugeordnet sind, dass dieser die damit verbundenen Befugnisse nach eigenverantwortlicher Entscheidung zu seinem privaten Nutzen ausüben darf. Er gewährleistet das Recht, die geschützten Rechte innezuhaben, zu nutzen, zu verwalten und über sie zu verfügen.¹³³

Der Schutzbereich des Eigentums umfasst das Eigentum an Brennstoffen sowie das Eigentum an Anlagen zur Herstellung und Lagerung von Brennstoffen sowie von ortsfesten oder mobilen Anlagen, die Brennstoffe verbrauchen (einschließlich Fahrzeuge). Der Emissionshandel zielt letztlich darauf, die mit der Verbrennung verbundene Treibhausgasemission ökonomisch zu belasten. Eine mit dem Emissionshandel verbundene Eigentumsbeeinträchtigung könnte deshalb prinzipiell eine Beeinträchtigung des Anlageneigentums, des Brennstoffeigentums oder eines rechtlich verselbstständigten Emissionsrechts in den Schutzbereich des Eigentums sein.

Zum Downstream-ETS ist es Stand der Rechtsprechung, dass er den Schutzbereich des Anlageneigentums berührt.¹³⁴ Die Emissionsbefugnis wird als Bestandteil des Eigentums an der geneh-

¹³¹ BVerfG, Beschl. v. 14.01.2010, 1 BvR 1627/09, Rn. 24 m.w.N. (Legehennenanlage).

¹³² BVerfG, Beschl. v. 14.01.2010, 1 BvR 1627/09, Rn. 25 m.w.N. (Legehennenanlage).

¹³³ BVerfGE 115, 97 (110 f.) m.w.N.

¹³⁴ BVerfG, Beschl. v. 10.12.2009, 1 BvR 3151/07, Rn. 74; Beschl. v. 14.05.2007, 1 BvR 2036/05, Rn. 39 ff.; BVerwG, Urt. v. 10.10.2012, 7 C 10.10, Rn. 46; Urt. v. 21.06.2012, 7 B 60.11, Rn. 10; Urt. v. 30.06.2005, BVerwGE 123, 47, 58 f.

tigten Anlage bzw. als Bestandteil des Rechts am eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetrieb angesehen.¹³⁵

Dem Schutzbereich des Grundrechts auf Eigentum unterfallen auch das Eigentum an Wohngrundstücken und das Wohnungseigentum sowie das Besitzrecht des Mieters.¹³⁶

Dagegen unterfällt die Möglichkeit, Eigentumspositionen zu erwerben, nicht dem Schutzbereich der Eigentumsgarantie, sondern demjenigen der Berufsfreiheit.¹³⁷

Art. 14 GG schützt nur einzelne konkrete Rechtspositionen, die einem Rechtssubjekt zustehen, nicht das Vermögen als solches.¹³⁸ Geschützt ist der Bestand der Eigentumsposition in der Hand des Eigentümers und die Nutzung der Position sowie deren Veräußerung bzw. die Verfügung über sie.¹³⁹ Nicht geschützt werden Chancen und Nutzungsmöglichkeiten wie Absatzmöglichkeiten oder Rentabilitätsersparungen, auf die kein Rechtsanspruch besteht,¹⁴⁰ sowie der Fortbestand des wirtschaftlichen Wertes der Eigentumsposition.¹⁴¹ Insoweit ist die Reichweite des Schutzes freilich durch höchstrichterliche Rechtsprechung nicht abschließend geklärt und in der Literatur umstritten.¹⁴²

Nach Auffassung des Ersten Senats des Bundesverfassungsgerichts wird Art. 14 GG durch Auferlegung von Abgaben deshalb grundsätzlich nicht beeinträchtigt;¹⁴³ vielmehr ist der Schutzbereich der allgemeinen Handlungsfreiheit (Art. 2 Abs. 1 GG) betroffen.¹⁴⁴ Eine Eigentumsbeeinträchtigung wird erst bei grundlegender Beeinträchtigung seiner Vermögensverhältnisse bzw. erdrosselnden Wirkungen angenommen.¹⁴⁵

Dagegen nimmt der Zweite Senat eine Eigentumsbeeinträchtigung jedenfalls dann an, wenn der Steuerzugriff tatbestandlich an das Innehaben von vermögenswerten Rechtspositionen anknüpft und so den privaten Nutzen der erworbenen Rechtsposition zu Gunsten der Allgemeinheit einschränkt.¹⁴⁶ Das sei insbesondere bei der Einkommen- und Gewerbesteuer der Fall, die an den Hinzuerwerb von Eigentum anknüpfen.¹⁴⁷

¹³⁵ BVerwG, Urt. v. 21.06.2012, Rn. 10, m.H.a. Urt. v. 30.06.2005, BVerwGE 123, 47, 58 f.

¹³⁶ Vgl. Jarass, a.a.O., Art. 14 Rn. 9 m.H.a. BVerfGE 89, 1, 5 f. und BVerfG-K, NJW 2000, 2659.

¹³⁷ BVerfGE 30, 292 (335).

¹³⁸ *Papier*, in: Maunz/Dürig, Grundgesetz, Loseblatt, Art. 14, Rn. 160; *Jarass*, in: Jarass/Pieroth, GG, 11, Aufl. 2011, Art. 14, Rn. 7.

¹³⁹ Jarass, a.a.O., Art. 14 Rn. 18 m.w.N. aus der Rechtsprechung.

¹⁴⁰ Jarass, a.a.O., Art. 14 Rn. 22 ff. m.w.N. aus der Rechtsprechung.

¹⁴¹ BVerfGE 105, 252, 277 (keine allgemeine Wertgarantie), vgl. Jarass, a.a.O., Art. 14 Rn. 20 m.H.a. BVerfGE 97, 350, 371 zur Geldentwertung.

¹⁴² Vgl. nur die abweichende Ansicht von Wendt, in: Sachs, Grundgesetz, 6. Aufl. 2011, Art. 14 Rn. 48 ff. m.w.N.

¹⁴³ *Papier*, in: Maunz/Dürig, Grundgesetz, Loseblatt, Art. 14, Rn. 165; *Jarass*, in: Jarass/Pieroth, GG, 11, Aufl. 2011, Art. 14, Rn. 32 a.

¹⁴⁴ *Papier*, in: Maunz/Dürig, Grundgesetz, Loseblatt, Art. 14, Rn. 161.

¹⁴⁵ *Papier*, in: Maunz/Dürig, Grundgesetz, Loseblatt, Art. 14, Rn. 165, m.H.a. BVerfGE 30, 250 (272 m. w. Nachw.); BVerfGE 38, 61 (102); vgl. ferner BVerfGE 68, 287 (310 f.); 70, 219 (230); 72, 200 (248); 76, 130 (141); 78, 214 (230); 78, 232 (243); 81, 108 (122); 82, 159 (190); 93, 130 (137); 95, 267 (301); *Jarass*, in: Jarass/Pieroth, GG, 11, Aufl. 2011, Art. 14, Rn. 32 a.

¹⁴⁶ BVerfGE 115, 97, 110 ff. (Halbteilungsgrundsatz); *Papier*, in: Maunz/Dürig, Grundgesetz, Loseblatt, Art. 14, Rn. 165; *Jarass*, in: Jarass/Pieroth, GG, 11, Aufl. 2011, Art. 14, Rn. 32 a.

¹⁴⁷ BVerfGE 115, 97 (110 ff.).

Die Kammern des Ersten Senates haben in ihren Beschlüssen vom 25.07.2007 und vom 04.11.2010 zur Besteuerung von Biokraftstoffen bestätigt, dass die Eigentumsgarantie vor einer Erhöhung der Energiesteuer ausnahmsweise nur dann schütze, wenn ihr erdrosselnde Wirkung zukomme.¹⁴⁸ Aus der Rechtsprechung des Zweiten Senates ergebe sich nichts anderes, weil die Energiesteuer als Verbrauchsteuer weder das Hinzuerworbene noch den Hinzuerwerb erfasse.¹⁴⁹

Diese Rechtsprechung könnte – hinsichtlich der Beurteilung der Auswirkung auf das Eigentumsgrundrecht – auf die Pflicht zur Abgabe von Zertifikaten übertragen werden, da die Abgabepflicht ähnlich wie eine Energiesteuer letztlich primär eine finanzielle Belastung darstellt. Die Abgabe eines Zertifikats unterscheidet sich nur insoweit von einer steuerlichen Abgabe, als sie gewissermaßen in einer anderen „Währung“ zu entrichten ist. Das bezieht sich auf alle beteiligten Akteure.

In der verfassungsrechtlichen Rechtsprechung zum Downstream-ETS ist dieser Aspekt bisher nicht berücksichtigt und geprüft worden. Die Rechtsprechung ist vielmehr stets davon ausgegangen, dass der Schutzbereich des Anlageneigentums betroffen ist.¹⁵⁰ Im Anschluss an die Rechtsprechung des Zweiten Senates des Bundesverfassungsgerichts zu Abgaben wird man auch davon ausgehen können, dass die Zertifikatspflicht an die Innehabung von Eigentumspositionen anknüpft, nämlich an Eigentum bzw. Besitz von Brennstoffen in Steuerlagern oder anderen Herstellungs-, Lager- oder Verteilanlagen.

Der Schutzbereich des Eigentums ist allerdings nur berührt, wenn die Rechtsstellung des Eigentümers beeinträchtigt wird. Mittelbare Belastungen des Eigentums der Brennstoffverbraucher, insbesondere die steigende Brennstoffkosten für die Beheizung von Gebäuden und die Nutzung von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Anlagen beeinträchtigen indes nicht das Recht zur Nutzung oder Veräußerung dieser Anlagen. Entsprechendes gilt für mittelbare Belastungen der Händler, etwa durch Absatzeinbußen wegen steigender Preise, die den Wert des bestehenden Gewerbebetriebes oder bestehender Lager- oder sonstiger Anlagen mindern. Ebenfalls nicht berührt ist das Eigentum der Hersteller von mit fossilen Brennstoffen befeuerten Heizungs- und sonstigen Anlagen oder Produkten im Hinblick auf etwaige Absatzeinbußen.

Damit berührt die rein wirtschaftliche Belastung der nicht abgabepflichtigen Händler und Brennstoffverbraucher durch die höheren Brennstoffkosten den Schutzbereich des Art. 14 GG grundsätzlich nicht.

Ausnahmsweise unterfällt jedoch auch das Vermögen dem Schutz des Art. 14 GG, nämlich dann, wenn Geldleistungspflichten den Betroffenen übermäßig belasten und seine Vermögensverhältnisse so grundlegend beeinträchtigt werden, dass sie eine erdrosselnde Wirkung haben.¹⁵¹ Außerdem schützt Art. 14 GG zwar nicht den Erhalt jeder Nutzungsmöglichkeit, aber doch die prinzipielle Privatnützigkeit. Das Eigentum büßt seine Privatnützigkeit ein, wenn der

¹⁴⁸ BVerfG, Beschl. v. 25.07.2007, 1 BvR 1031/07, Rn. 24 ff., 26, NVwZ 2007, 1168 (1169), bestätigt durch Beschl. v. 04.11.2010, 1 BvR 1981/07, Rn. 41, NVwZ-RR 2011, 378 (381).

¹⁴⁹ BVerfG, Beschl. v. 25.07.2007, 1 BvR 1031/07, Rn. 29, NVwZ 2007, 1168 (1169), bestätigt durch Beschl. v. 04.11.2010, 1 BvR 1981/07, Rn. 41, NVwZ-RR 2011, 378 (381).

¹⁵⁰ Siehe oben Fußnote 134.

¹⁵¹ BVerfGE 95, 267, 301; 78, 232, 242; Jarass, a.a.O., Art. 14 Rn. 32a m.w.N..

Staat dem Eigentümer den – nahezu – gesamten Gewinn oder Ertrag aus der Eigentumsnutzung entzieht.¹⁵²

Ein Upstream-ETS belastet die nur mittelbar wirtschaftlich Betroffenen in gleicher Weise wie eine auf vorgelagerten Stufen erhobene Verbrauchsteuer. Der Schutzbereich des Art. 14 GG wäre deshalb auch dann berührt, wenn ein Upstream-ETS den Betroffenen übermäßig belasten und seine Vermögensverhältnisse so grundlegend beeinträchtigen würde, dass es eine erdrosselnde Wirkung hätte, oder wenn es die Nutzbarkeit des Eigentums prinzipiell ausschließen würde.

Im Anschluss an die Rechtsprechung zum Downstream-ETS¹⁵³ und in Übereinstimmung mit der Rechtsprechung des Zweiten Senats des Bundesverfassungsgerichts zum Steuerrecht¹⁵⁴ gehen wir dagegen für die zertifikatpflichtigen Akteure auch beim Upstream-ETS davon aus, dass der Schutzbereich des Art. 14 GG hinsichtlich des Eigentums an Anlagen berührt und nicht lediglich das Vermögen betroffen ist. Denn die Zertifikatspflicht wird (ähnlich wie bei der Energiesteuer) mit der Innehabung bestimmter Herstellungs-, Lager- („Steuerlager“) oder Verteilungsanlagen an geeigneten zentralen Stellen der Lieferkette („upstream“) verknüpft. Diese speziellen Eigentumspositionen werden mit besonderen Berichts- und Abgabepflichten belastet.

Dagegen ist der Schutzbereich des Art. 14 GG hinsichtlich des Eigentums der ausschließlich mittelbar durch Preiserhöhungen betroffenen Händler und Brennstoffverbraucher in der Regel nicht berührt, da deren Rechtsposition nicht verkürzt wird, sondern allenfalls Nutzungserwartungen enttäuscht werden, die nicht unter den Schutz von Art. 14 GG fallen. Der Schutzbereich kann aber betroffen sein, wenn ein Upstream-ETS die Betroffenen übermäßig belasten und ihre Vermögensverhältnisse so grundlegend beeinträchtigen würde, dass es eine erdrosselnde Wirkung hätte, oder wenn es die Nutzbarkeit des Eigentums prinzipiell ausschließen würde.

5.2.1.2 Eingriff

Zu unterscheiden ist zwischen herkömmlichen, unmittelbaren Eingriffen in das Eigentum (5.2.1.2.1) und faktischen bzw. mittelbaren Eingriffen (5.2.1.2.2). Ein mittelbarer Eingriff liegt setzt eine zielgerichtete Belastung (5.2.1.2.4) und eine hinreichende Intensität der Belastung (5.2.1.2.5) voraus, die bei Brennstoffverbrauchern bei einem moderaten Upstream-ETS nicht gegeben sind. Bei weiteren, nur entfernt mittelbar Betroffenen wie Herstellern von Heizungsanlagen liegt erst recht kein Eingriff vor (5.2.1.2.6).

5.2.1.2.1 Unmittelbarer Eingriff

Ein unmittelbarer Eingriff ist gegeben, wenn die Beeinträchtigung in einer Regelung besteht, die unmittelbar und gezielt (final) durch ein vom Staat verfügbares Ge- oder Verbot, also imperativ, zu einer Verkürzung grundrechtlicher Freiheit führt.¹⁵⁵

Ein Eingriff in das Eigentum ist eine Enteignung oder eine sonstige Maßnahme, die dem Grundrechtsträger eine Eigentumsposition entzieht oder deren Nutzung, Verfügung oder Verwertung einer rechtlichen Beschränkung unterwirft (Inhalts- und Schrankenbestimmung).¹⁵⁶

¹⁵² Papier, in: Maunz/Dürig, GG, Art. 14 Rn. 173 m.w.N.

¹⁵³ Siehe oben bei Fußnote 134 und Fußnote 150.

¹⁵⁴ Siehe oben bei Fußnote 146 f.

¹⁵⁵ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, vor Art. 1, Rn. 27 mit Hinweis auf BVerfGE 105, 279, 299 f.

Für die Zertifikatspflichtigen begründet die Einführung eines Upstream-ETS rechtliche Verpflichtungen zur Ermittlung und Dokumentation der in Verkehr gebrachten Menge und Abnehmer von Brennstoffen sowie die Verpflichtung zur Abgabe von Zertifikaten für das Inverkehrbringen von Brennstoffen. Sie beschränkt somit das Anlageneigentum der Zertifikatspflichtigen. Die Innehabung und Nutzung bestimmter Upstream-Anlagen (z.B. Herstellungsanlagen, Brennstofflager, Verteilnetze) werden mit weiteren Pflichten belastet.

Dies ist zwar keine Enteignung, aber eine Inhalts- und Schrankenbestimmung, da das Anlagen- und Brennstoffeigentum den Zertifikatspflichtigen zwar nicht entzogen und einem Dritten zugewiesen, aber mit weiteren Pflichten verknüpft und damit seine Privatnützigkeit beschränkt wird.¹⁵⁷

Die Einführung eines Upstream-Emissionshandels wäre damit mit einem Eingriff in das Eigentum der Berichts- und Abgabepflichtigen an den Anlagen, an deren Innehabung die Berichts- und Abgabepflicht anknüpft, verbunden.

5.2.1.2 Faktischer und mittelbarer Eingriff

Fraglich ist, ob auch ein Eingriff in das Eigentum der nicht unmittelbar berichts- und abgabepflichtigen Anlagen- und Brennstoffeigentümer vorliegt. Das sind zunächst Händler, die Brennstoffe von einem Abgabepflichtigen erwerben und weiterveräußern, und Brennstoffverbraucher, die die Treibhausgase emittieren. Sie werden lediglich mittelbar über emissionshandelsbedingte Preiserhöhungen wirtschaftlich belastet. Das Upstream-ETS begründet aber keine rechtlichen Verpflichtungen wie eine Berichts- oder Abgabepflicht.

Faktische und mittelbare Eingriffe in ein Grundrecht können die Verbindung einer Grundrechtsausübung mit einem spürbaren Nachteil und die Lenkungswirkung lenkender Abgaben sein.¹⁵⁸ Solche Einwirkungen faktischer bzw. mittelbarer Art beeinträchtigen ein Grundrecht aber nur dann, wenn sie in der Zielsetzung und ihren Wirkungen klassischen Eingriffen gleichkommen und damit die Eingriffsschwelle überschreiten.¹⁵⁹

Nach Auffassung des Ersten Senats des Bundesverfassungsgerichtes kommt freilich ein Eingriff in das Eigentum durch Preiserhöhungen schon deshalb nicht in Betracht, weil sogar die unmittelbare Auferlegung von Geldleistungen nicht in den Schutzbereich des Art. 14 GG fällt. Dazu hat der Erste Senat des Bundesverfassungsgerichts im Ökosteuer-Urteil vom 20.04.2004 zur Energiesteuer entschieden, dass die Eigentumsgarantie nicht vor Preiserhöhungen infolge von neuen oder erhöhten Steuern schütze. Die Erwartung, dass ein Unternehmen auch in Zukunft rentabel betrieben werden kann, falle nicht in den Schutzbereich des Art. 14 Abs. 1 GG.¹⁶⁰

¹⁵⁶ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11., Aufl. 2011, Art. 14, Rn. 29.

¹⁵⁷ Vgl. zum Downstream-ETS BVerwGE, 124, 47, 58 f., zur Enteignung allgemein Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 14, Rn. 77a m.H.a. BVerfGE 79, 174, 191 f. und BVerwGE 112, 373, 376 f.

¹⁵⁸ Jarass, a.a.O., vor Art. 1, Rn. 28 mit Hinweis auf BVerfGE 110, 177, 191 und Art. 3, Rn. 46 a mit Hinweis auf BVerfGE 110, 274, 292 (Ökosteuer).

¹⁵⁹ Jarass, a.a.O., vor Art. 1, Rn. 29 mit Hinweis auf BVerfGE 116, 202, 222; 105, 252, 273; 110, 177, 191.

¹⁶⁰ BVerfGE 110, 274, 290 (Ökosteuer), bestätigt durch Beschl. v. 25.07.2007, 1 BvR 1031/07, Rn. 25 (Biokraftstoffe), NVwZ 2007, 1168 (1168 f.).

Allerdings sind sich beide Senate des Bundesverfassungsgerichts darin einig, dass die Auferlegung von Geldleistungspflichten dann eine Eigentumsbeeinträchtigung ist, wenn sie den Bürger übermäßig belastet und seine Vermögensverhältnisse grundlegend belastet bzw. ihr eine erdrosselnde Wirkung zukommt.¹⁶¹ Außerdem kann die Privatnützigkeit des betroffenen Eigentums prinzipiell in Frage gestellt sein (dazu oben 5.2.1.1).

Geht man davon aus, dass die Einführung eines Upstream-ETS nicht nur das Vermögen, sondern auch das verfassungsrechtliche geschützte Wohn- und Anlageneigentum mittelbar Betroffener berührt (dazu oben 5.2.1.1), können emissionshandelsbedingte Preiserhöhungen faktische und mittelbare Eingriffe in diese Eigentumspositionen sein.¹⁶²

Voraussetzung für einen solchen faktischen und mittelbaren Eingriff in das Eigentum mittelbar Betroffener durch ein Upstream-ETS ist, dass die Preiserhöhungen in ihrer Zielsetzung und ihren Wirkungen einem klassischen Eingriff in den Schutzbereich des Grundrechts gleichkommen. Dazu ist zu unterscheiden zwischen der Zielrichtung der staatlichen Maßnahme und deren beabsichtigter und tatsächlicher Belastungswirkung.

5.2.1.2.3 Zielrichtung und final resting place

Im Hinblick auf die Zielsetzung ist die Eingriffsschwelle regelmäßig überschritten, wenn die Maßnahme die belastende Wirkung bezweckt. Umgekehrt fehlt es an einem Eingriff, wenn mittelbare Folgen ein bloßer Reflex einer nicht entsprechend ausgerichteten gesetzlichen Regelung sind.¹⁶³

Zunächst setzt ein Upstream-ETS voraus und zielt darauf ab, dass emissionshandelsbedingte Mehrkosten der Zertifikatspflichtigen durch Erhöhung der Brennstoffpreise auf Brennstoffverbraucher wie Unternehmer, Wohneigentümer und Mieter abgewälzt werden. Die emissionshandelsrechtliche Abgabepflicht wird zwar aus praktischen Gründen nur bestimmten Akteuren zu Beginn der Lieferkette auferlegt. Sie soll aber wirtschaftlich nicht die Abgabepflichtigen belasten, sondern die Brennstoffverbraucher. Diese sollen durch das Preissignal ihre Nachfrage reduzieren und die mit der Verbrennung fossiler Brennstoffe verbundenen Treibhausgasemissionen minimieren. Damit soll zugleich die Eigentumsnutzung beeinflusst werden. Beispiele dafür sind:

- Eigentümer von mit fossilen Brennstoffen beheizten Gebäuden oder von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Produktionsanlagen sollen Maßnahmen ergreifen, um den Verbrauch fossiler Brennstoffe zu reduzieren (z.B. Wärmedämmung, Effizienzsteigerung) oder ihre Gebäude oder Anlagen im Hinblick auf die Verwendung anderer Energieträger umrüsten.
- Eigentümer von mit emissionshandelspflichtigen Brennstoffen betriebenen Kraftfahrzeugen sollen ebenfalls den Brennstoffverbrauch reduzieren oder den Anteil an Biokraftstoffen erhöhen.

¹⁶¹ *Papier*, in: Maunz/Dürig, Grundgesetz, Loseblatt, Art. 14, Rn. 165; *Jarass*, in: Jarass/Pieroth, GG, 11, Aufl. 2011, Art. 14, Rn. 32 a.

¹⁶² So wohl auch *Papier*, in: Maunz/Dürig, Grundgesetz, Loseblatt, Art. 14, Rn. 170 zu öffentlich-rechtlichen Geldleistungspflichten.

¹⁶³ *Jarass*, a.a.O., vor Art. 1, Rn. 29 mit Hinweis auf BVerfGE 116, 202, 222 und BVerwGE 71, 183, 193 f.; 90, 112, 121 f.

Dennoch ist zweifelhaft, ob damit eine wirtschaftliche Belastung der Brennstoffverbraucher überhaupt bezweckt ist und diese Belastung darüber hinaus so erheblich ist, dass sie zu einer übermäßigen Belastung des Vermögens oder zu einer Beeinträchtigung der Privatnützigkeit des Eigentums führen kann. Deshalb kann ein Upstream-Emissionshandel für die Eigentümer von Anlagen, die fossile Brennstoffe verbrauchen, grundsätzlich einen faktischen und mittelbaren Grundrechtseingriff darstellen.

5.2.1.2.4 Tatsächliche Belastung und final resting place

Fraglich ist allerdings, ob die faktische und mittelbare Belastung der Brennstoffverbraucher hinreichend fest steht und hinreichend gewichtig ist, um einen Eingriff in das Eigentum an den Verbrauchsanlagen zu begründen.

Zu Art. 14 GG liegt insoweit keine verfassungsrechtliche Rechtsprechung vor. Allerdings kann die Rechtsprechung zu faktischen Eingriffen in die allgemeine Handlungsfreiheit (Art. 2 Abs. 1 GG) durch Energieabgaben entsprechend herangezogen werden.

Der Zweite Senat des Bundesverfassungsgerichts hat in der Kohlepfennig-Entscheidung von 1994 festgestellt, dass die Erhebung einer Ausgleichsabgabe von Energieversorgungsunternehmen (EVU), die nach ihrer Zielsetzung, ihrem Regelungsgehalt und ihren flankierenden Vorkehrungen darauf angelegt ist, auf den Endverbraucher übergewälzt zu werden, auch in die allgemeine Handlungsfreiheit der Stromkunden, also sowohl privater Haushalte als auch gewerblicher Verbraucher, eingreift.¹⁶⁴ Er hat damit den Eingriffscharakter einer Maßnahme in Grundrechte von Endverbrauchern auch dann bejaht, wenn die Belastung durch eine staatliche Maßnahme gegenüber einem vorgelagerten Akteur der Lieferkette erfolgt, also nur faktisch und mittelbar über die Abwälzung abgabebedingter Mehrkosten an einen Endverbraucher weitergegeben wird.

Im Ökosteu-Urteil von 2004 ist der Erste Senat des Bundesverfassungsgerichts dagegen davon ausgegangen, dass es ungewiss sei, ob die Steuerlast die (gewerblichen) Stromkunden tatsächlich erreiche. Die Weitergabe steuerlicher Belastungen an die jeweiligen Verbraucher hänge von den jeweils bestehenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, insbesondere der allgemeinen konjunkturellen Lage, der konkreten Geschäftslage, der Wettbewerbslage, der Geldmarkt- und Lohnentwicklung, den sonstigen Kostenfaktoren sowie dem internationalen Kontext ab, in dem die Steuer erhoben werde. Die Preisbildung werde in erster Linie bestimmt von Sach- und Arbeitskosten sowie – besonders bei Mineralöl – von der politischen Lage und von den Devisenkursen. Entsprechend würden die Preise je nach Anbieter und Nachfragekraft der Abnehmer sowie im Zeitablauf ganz erheblich variieren. Ebenso sei ungewiss, ob die gewerblichen Stromkunden, sofern die Steuerlast auf sie übergewälzt werde, tatsächlich mit der Steuer belastet bleiben oder ob sie nicht vielmehr ihrerseits die Steuerbelastung in den Preis ihrer Leistungen einstellen und damit als Preisbestandteil an ihre Kunden weitergeben können. Letztlich lasse sich die tatsächliche Belastung durch die Energiesteuer nicht bestimmen, weil der Markt mit seinen Über- und Weiterwälzungsmöglichkeiten jegliche Feststellung des „final resting place“ der Steuerlast praktisch unmöglich mache.¹⁶⁵

¹⁶⁴ BVerfGE 91, 186, 200 f. (Kohlepfennig).

¹⁶⁵ BVerfGE 110, 274, 289 (Ökosteu).

Diese beiden Entscheidungen scheinen zunächst schwer miteinander vereinbar. Das Ökosteuer-Urteil geht an keiner Stelle auf die Kohlepfennig-Entscheidung ein.

Ein wesentlicher sachlicher Unterschied liegt darin, dass der sogenannte Kohlepfennig primär der Erzielung von Einnahmen zu Gunsten der heimischen Kohlegewinnung diene und deshalb tatsächlich auf eine Mehrbelastung der Verbraucher zielte. Die Überwälzung der Abgabe ist nicht nur eine marktabhängige Möglichkeit, sondern rechtlich vorgesehene Regelfolge der Abgabenbelastung.¹⁶⁶

Dagegen zielt ein Upstream-ETS – ähnlich wie eine Ökosteuer – primär auf eine Reduzierung von Treibhausgasemissionen und des diese verursachenden Brennstoffverbrauchs. Über das Preissignal soll der unmittelbare und mittelbare Verbrauch fossiler Brennstoffe reduziert werden. Das führt zwar zu einer wirtschaftlichen Mehrbelastung aller Tätigkeiten, die mit der Verbrennung fossiler Brennstoffe verbunden sind. Die davon Betroffenen haben aber stets die Wahl, auf den Einsatz fossiler Brennstoffe zu verzichten und auf andere Energieträger umzusteigen. Das mag vielfach mit Mehrkosten verbunden sein. Es hat aber auch kostensenkende Effekte. Es verstärkt den Anreiz, emissionsarme Techniken zu entwickeln und zu verbessern sowie durch Skaleneffekte und verstärkten Wettbewerb die Kosten emissionsarmer Techniken zu verringern. Außerdem werden dadurch langfristige gesellschaftliche Folgekosten der Erderwärmung vermieden und externe Kosten von Treibhausgasemissionen internalisiert.

Hinzu kommt, dass jedenfalls bei gewerblichen Brennstoffverbrauchern – wie bei der Ökosteuer – vielfältige und letztlich diffuse Überwälzungsmöglichkeiten auf Dritte bestehen. Hier lässt sich die Zielrichtung eines Upstream-ETS nicht auf bestimmte Personengruppen fokussieren: Letztlich hängt es von den Marktbedingungen ab, ob die Nachfrage nach emissionsintensiven Produkten bestehen bleibt und die Verbraucher die Mehrkosten tragen oder ob diese Nachfrage sinkt und die davon betroffenen Unternehmen Absatzeinbußen befürchten müssen, wenn sie nicht auf emissionsärmere Produkte oder Techniken umstellen (vgl. zum final resting place oben 4.2).

Bei privaten Endverbrauchern entfällt zwar die Möglichkeit einer Abwälzung der Mehrkosten auf Dritte. Auch hier zielt ein ETS aber nicht primär auf die Belastung mit höheren Brennstoffkosten, sondern auf eine Reduzierung und Vermeidung des Brennstoffverbrauchs.

Schließlich zielt ein Upstream-ETS nicht auf eine erdrosselnde Wirkung und nicht auf einen Entzug der Privatnützigkeit des Eigentums und damit nicht auf einen Eingriff in den Schutzbereich des Eigentums durch rein wirtschaftliche Belastungen (dazu oben 5.2.1.1). Durch ein Upstream-ETS soll die Nutzung fossil befeuerter Anlagen verteuert, nicht aber die Nutzbarkeit bestehender Anlagen in Frage gestellt werden.

Als ökonomisches Instrument lässt ein Upstream-ETS den Betroffenen die Wahl, ob, wann und wie sie Treibhausgasemissionen reduzieren. Anders als ordnungsrechtliche Instrumente begründen sie keine Verpflichtung, emissionsintensive Anlagen binnen bestimmter Fristen zu ersetzen. Sie zielen auch nicht darauf ab, einen vergleichbaren wirtschaftlichen Zwang auszuüben. Vielmehr bezwecken sie, dass Investitionen in emissionsarme Technologien zunächst dort erfolgen, wo sie wirtschaftlich zu den geringsten Kosten möglich sind. Durch solche Investitionen sinkt die Nachfrage nach Zertifikaten, was zugleich die Zertifikatekosten und die

¹⁶⁶ BVerfGE 91, 186, 205 (Kohlepfennig).

dadurch bedingten Mehrkosten für diejenigen senkt, bei denen ein Umstieg höhere Kosten verursachen würde.

Im Ergebnis zielt ein Upstream-ETS nicht auf einen mittelbaren Eingriff in das Vermögen oder das Eigentum mittelbar Betroffener ab, weil es auf die Emissionsvermeidung und nicht auf die Erzielung von Einnahmen gerichtet ist, weil es nicht auf die Belastung bestimmter Gruppen abzielt, sondern auf die jeweils kostengünstigste Emissionsvermeidung und weil es Anreize schaffen, die privatnützige Weiternutzbarkeit fossil befeuerter Anlagen aber nicht in Frage stellen will.

5.2.1.2.5 Wirkungen

Nach der Rechtsprechung hängt das Vorliegen eines faktischen und mittelbaren Eingriffs nicht nur davon ab, ob die Maßnahme in ihrer Zielsetzung einem unmittelbaren Eingriff gleichkommt. Auch die Wirkung der Maßnahme muss einem solchen Eingriff gleichkommen. Deswegen kommt es für ein Überschreiten der Eingriffsschwelle weiterhin auf die Intensität der Belastung an. Zudem ist bedeutsam, wie lange die Kausalkette zwischen dem staatlichen Handeln und der Grundrechtsbeeinträchtigung ist. Darüber hinaus spielt eine Rolle, ob die Beeinträchtigung Ausdruck derjenigen Gefahr ist, gegen die das betreffende Grundrecht Schutz bieten will.¹⁶⁷

Erst wenn die wirtschaftlichen Belastungen durch ein Upstream-ETS so stark würden, dass sie erdrosselnde Wirkung hätten oder die Privatnützigkeit fossil befeuerter Anlagen nicht mehr gewährleistet wäre, käme ein faktischer Eingriff in den Schutzbereich des Art. 14 GG in Betracht.

Die wirtschaftliche Belastung hängt in erster Linie davon ab, welches Minderungsziel verfolgt und wie dieses umgesetzt wird. Wird – wie beim Downstream-ETS – die Gesamtzahl der verfügbaren Zertifikate begrenzt, hängt die Höhe der wirtschaftlichen Belastung unter anderem von der Reduzierung dieser Gesamtzahl ab. Je geringer das Cap, desto geringer das Angebot und desto höher der Zertifikatspreis. Je höher der Zertifikatspreis, desto mehr steigen die Brennstoffpreise.

Daneben hängt die wirtschaftliche Belastung von der Entwicklung der Marktsituation, insbesondere der Entwicklung der Nachfrage nach Zertifikaten ab. Diese wiederum hängt einerseits von der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung ab, andererseits von der Geschwindigkeit des Umstiegs auf emissionsarme Verhaltensweisen.

Über die Bestimmung der Gesamtzahl der verfügbaren Zertifikate kann die wirtschaftliche Belastung damit so begrenzt werden, dass es nicht zu einem mittelbaren Eingriff in Art. 14 GG durch einen unverhältnismäßigen Eingriff in das Vermögen oder einen Verlust der Privatnützigkeit von Anlagen kommt.

Wie oben ausgeführt würden die Zertifikatskosten selbst bei aus aktueller Sicht hohen Zertifikatspreisen von 15 bis 30 € pro Tonne Kohlendioxid nur für den Energieträger Kohle eine Größenordnung von mehr als 10 % der Brennstoffkosten erreichen. Sie würde ferner auch bei Braun- und Steinkohle nicht dazu führen, dass diese bisher relativ günstigen Brennstoffe im

¹⁶⁷ Jarass, a.a.O., vor Art. 1, Rn. 29 mit Hinweis auf BVerwGE 71, 183, 193 f.

Vergleich zu anderen Brennstoffen deutlich teurer würden, vielmehr blieben sie weiterhin meist günstiger als andere Brennstoffe (vgl. oben 4.3).

Das Preissignal würde danach zwar einen Anreiz zu Gunsten emissionsarmer Verhaltensweisen aussenden, hätte aber keine erdrosselnde Wirkung und würde die Nutzbarkeit bestehender Anlagen nicht in Frage stellen.

Demnach spricht auch die geringe Intensität der Mehrbelastungen durch ein Upstream-ETS gegen einen mittelbaren Eingriff in das Eigentum.

Möglich erscheint, dass ein Upstream-ETS in Verbindung mit unterschiedlichen Wettbewerbsintensitäten in einzelnen Teilmärkten dazu führt, dass bestimmte Verbrauchergruppen unverhältnismäßig stark belastet werden. Insbesondere bei eher kleinen, räumlich begrenzten und intransparenten Märkten wie dem Kohlemarkt wäre denkbar, dass ein Upstream-ETS bei Haushaltskunden, die auf veränderte Marktbedingungen vielfach nicht kurzfristig durch einen Austausch der Heizungsanlage reagieren können, zu Preiserhöhungen führt, die in Einzelfällen die Eingriffsschwelle überschreiten könnten (vgl. hierzu oben 4.3).

Eine solche Belastung wäre dann aber nicht mehr dem Upstream-ETS zuzurechnen. Denn eine derart überproportionale Preiserhöhung in Teilmärkten wäre nicht auf die Einführung des Upstream-ETS, sondern auf Marktbedingungen zurückzuführen, die es Brennstoffhändlern z.B. auf Grund einer Monopolstellung auf lokalen Märkten ermöglichen, relativ geringfügige Kostensteigerungen durch ein Upstream-ETS zum Anlass für überproportionale Preiserhöhungen zu nehmen. Solchen Wettbewerbsverzerrungen kann nur mit Mitteln des Wettbewerbsrechts begegnet werden. Als Grundrechtseingriff käme dann allenfalls eine Verletzung der staatlichen Schutzpflicht in Bezug auf unzulässige Wettbewerbshandlungen in Betracht, nicht aber ein Eingriff in das Eigentum durch ein Upstream-ETS.

Im Ergebnis kann damit davon ausgegangen werden, dass ein moderater Upstream-ETS nicht in das Eigentum mittelbar, nur durch Preiserhöhungen betroffener Brennstoffverbraucher eingreifen würde. Das gilt sowohl für das Eigentum an ortsfesten Anlagen (Gebäudeheizungen, Gewerbebetriebe) als auch für das Eigentum an Kraftfahrzeugen.

5.2.1.2.6 Weitere mittelbar Betroffene

Als weitere mittelbar Betroffene jenseits der Brennstoffverbraucher kommen beispielsweise die Hersteller von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Heizungen und Anlagen in Betracht. In deren Eigentum könnte mittelbar eingegriffen werden, weil durch gestiegene Brennstoffpreise die Nachfrage nach solchen Anlagen und damit die Nutzbarkeit der Produktionsanlagen für solche Anlagen reduziert wird.

Auch hier ist ein Grundrechtseingriff abzulehnen. Wie bei den Brennstoffverbrauchern zielt ein Upstream-ETS weder auf eine Erdrosselung noch auf einen Verlust der Privatnützigkeit der bestehenden Anlagen und entfaltet auch keine entsprechende Wirkung.

5.2.1.2.7 Fazit

Der Upstream-Emissionshandel greift im Wege einer Inhalts- und Schrankenbestimmung unmittelbar in das Eigentum der emissionshandlungspflichtigen Akteure an Brennstoffen sowie an deren Herstellungs- und Lageranlagen ein, wenn die Berichts- und Abgabepflicht an diese Eigentumspositionen geknüpft ist.

Ein mittelbarer Eingriff in das Eigentum von mit fossilen Brennstoffen beheizten Gebäuden oder von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Produktionsanlagen kann ausgeschlossen werden, solange sich die emissionshandelsbedingten Preiserhöhungen in einem Rahmen bewegen, der eine erdrosselnde Wirkung oder einen Verlust der Privatnützigkeit bestehender Anlagen ausschließt. Davon kann bei den nach diesem Gutachten zu erwartenden Preiswirkungen ausgegangen werden.

Ein Eingriff in die Hersteller von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Anlagen liegt dagegen nicht vor. Insoweit fehlt es an der Vergleichbarkeit mit einem unmittelbaren Eingriff.

5.2.1.3 Rechtfertigung

Der festgestellte Eingriff in das Eigentum der Zertifikatspflichtigen ist mit Art. 14 GG vereinbar, wenn er verfassungsrechtlich gerechtfertigt ist.

Bei den Regelungen zum Upstreamhandel handelt es sich um Inhalts- und Schrankenbestimmungen. Diese müssten den verfassungsrechtlichen Anforderungen an einen Eingriff in Art. 14 GG genügen.

Das Grundrecht auf Eigentum unterliegt dem Vorbehalt der Inhalts- und Schrankenbestimmung durch die Gesetze (Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG). Gesetzliche Inhalts- und Schrankenbestimmungen sind also grundsätzlich zulässig. Sie müssen nach dem verfassungsrechtlichen Verhältnismäßigkeitsgrundsatz jedoch einen legitimen Zweck verfolgen, zur Erreichung dieses Zwecks geeignet sein, erforderlich sein in dem Sinne, dass es kein milderes Mittel gibt, das in gleicher Weise und mit gleicher Sicherheit zur Zweckerreichung geeignet ist und im engeren Sinne verhältnismäßig sein, also nur mit im Verhältnis zum Regelungszweck angemessenen Belastungen verbunden sein. Hinsichtlich der Voraussetzungen der Verhältnismäßigkeit hat der Gesetzgeber einen erheblichen Beurteilungs- und Prognosespielraum, der von verschiedenen Faktoren abhängt. Stellt sich später heraus, dass die Prognose unzutreffend war, besteht eine Korrekturverpflichtung.¹⁶⁸

5.2.1.3.1 Legitimer Zweck

Hauptzweck der Einführung eines Upstream-ETS wäre der Klimaschutz, also eine Reduzierung der Emission von Treibhausgasen, um eine drohende Erderwärmung abzumildern. Nebenzweck wäre es, dieses Ziel durch ein kosteneffizientes, marktwirtschaftliches Instrument zu erreichen. Dazu sollen externe Kosten des Klimaschutzes in ökonomische Prozesse internalisiert werden. Über Marktmechanismen soll die Reduzierung der Treibhausgasemission dort erfolgen, wo dies am kosteneffizientesten möglich ist.

Die Verfolgung eines legitimen Zwecks ist beim bestehenden Downstream-ETS mit dem Argument in Frage gestellt worden, dass dem Klimawandel nur durch global geltende Maßnahmen wirksam begegnet werden könne. Die höchstrichterliche Rechtsprechung hat dieses Argument zurückgewiesen mit Hinweis darauf, dass zumindest gemeinschaftsweit eine Reduktion erreicht und schon dadurch ein nicht unerheblicher Beitrag zum Klimaschutz geleistet werde. Außerdem seien solche Ziele nur durchsetzbar, wenn zumindest an einer Stelle ernsthaft damit begonnen wird.¹⁶⁹

¹⁶⁸ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 14, Rn. 38 ff. sowie Art. 20, Rn. 80 ff., jeweils m.w.N.

¹⁶⁹ BVerwGE 124, 47 (60).

Damit steht auch die Legitimität eines nationalen Upstream-ETS jedenfalls dann nicht in Frage, wenn sie auf eine EU-weite Ausdehnung angelegt ist und diese nicht offensichtlich aussichtslos erscheint. Aber auch als rein nationale Maßnahme verfolgt sie zumindest so lange einen legitimen Zweck, als sie auf nationaler Ebene zur Erreichung international vereinbarter oder zumindest angestrebter Ziele beiträgt. Das kann unterstellt werden (vgl. zur ökonomischen Bewertung oben 4).

Als legitimes Ziel ist ferner die Vermeidung von windfall profits durch eine kostenpflichtige Veräußerung der Zertifikate bestätigt worden, weil eine unentgeltliche Zuteilung darauf abzielt, Mehrbelastungen abzufedern, und nicht dazu, den davon begünstigten Akteuren Zusatzgewinne zu verschaffen. Die entsprechende Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts¹⁷⁰ kann hier ohne weiteres übertragen werden.

5.2.1.3.2 Geeignetheit

Inhalts- und Schrankenbestimmungen müssen zur Erreichung des Ziels geeignet sein, also den verfolgten Zweck tatsächlich fördern.

Den Downstream-ETS hat das Bundesverwaltungsgericht als ein geeignetes Mittel zur Reduktion von CO₂-Emissionen qualifiziert.¹⁷¹

Damit ist die grundsätzliche Eignung eines Emissionshandelssystems zur Treibhausgasreduzierung gerichtlich bestätigt. Das gilt auch für ein Upstream-ETS.

Im Unterschied zu einem Downstream-ETS können die zertifikatspflichtigen Akteure eines Upstream-ETS nicht selbst zur Treibhausgasreduzierung beitragen, da sie nicht die Emittenten sind, sondern nur den Brennstoff in den Verkehr bringen. Ein Upstream-ETS kann seine Wirkung deshalb nur über die Weitergabe des Preissignals von den zertifikatspflichtigen Akteuren an die Emittenten entfalten.

Wenn diese Weitergabe nicht gelingen würde, wären Grundrechtseingriffe durch ein Upstream-ETS, insbesondere die Berichts- und Abgabepflicht der zertifikatspflichtigen Akteure, zur Erreichung des Klimaschutzziels nicht geeignet und deshalb nicht gerechtfertigt. Wie das Beispiel der Energiesteuer zeigt, kann indes von einer Weitergabe des Preissignals grundsätzlich ausgegangen werden, auch wenn nicht feststeht, wen das Preissignal am Ende wie stark trifft (vgl. zum final resting place oben 5.2.1.2.3.).

Es kann zwar nicht ausgeschlossen werden, dass es zu Verzerrungen in dem Sinne kommt, dass unterschiedliche Verbrauchergruppen unterschiedlich starke Mehrbelastungen zu tragen haben (dazu oben 4.3). Solche Marktverzerrungen stellen aber die grundsätzliche Eignung des Upstream-ETS zur Treibhausgasreduzierung nicht in Frage.

5.2.1.3.3 Erforderlichkeit

Inhalts- und Schrankenbestimmungen sind zur Zielerreichung erforderlich, wenn kein milderes Mittel zur Verfügung steht, das in gleicher Weise zur Zielerreichung geeignet ist. Das Erforderlichkeitsgebot ist verletzt, wenn das Ziel der staatlichen Maßnahme auch durch ein anderes,

¹⁷⁰ BVerwG, Urt. v. 10.10.2012, 7 C 10.10, Rn. 54

¹⁷¹ BVerwG, Urt. v. 10.10.2012, 7 C 10.10, Rn. 57 speziell zur Veräußerungskürzung nach §§ 19, 20 ZuG 2012, BVerwGE 124, 47 (60) zum EU-Downstream-ETS generell.

gleich wirksames Mittel erreicht werden kann, dass das betreffende Grundrecht nicht oder deutlich weniger fühlbar einschränkt.¹⁷²

Als andere, gleich wirksame und unter Umständen mildere Mittel kämen Selbstverpflichtungen, ordnungsrechtliche Maßnahmen oder Energiesteuern in Betracht.

Für solche Maßnahmen hat die Rechtsprechung zum Downstream-ETS bestätigt, dass sie keine mildere Mittel sind, die in gleicher Weise zur Zielerreichung geeignet sind.¹⁷³ Das gilt auch für den Upstream-ETS. Selbstverpflichtungen fehlt es an der erforderlichen Verbindlichkeit; abgesehen davon wären bei einem Upstream-ETS die Brennstoffverbraucher durch eine Selbstverpflichtung kaum zu erreichen. Ordnungsrechtliche Maßnahmen sind regelmäßig keine milderen Mittel, weil ökonomische Instrumente wie der Emissionshandel den Betroffenen größere Entscheidungsspielräume belassen.

Eine Steuer ist nicht in gleicher Weise wie ein Emissionshandelssystem geeignet, die Einhaltung mengenmäßiger Ziele durch die Begrenzung der verfügbaren Zertifikate zu gewährleisten. Beim Emissionshandel ergibt sich die zur Zielerreichung erforderliche finanzielle Belastung flexibel aus den jeweiligen Marktbedingungen. Der Zertifikatspreis ergibt sich aus Angebot und Nachfrage. Sinkt die Nachfrage und/oder steigt das Angebot, sinkt der Preis. Die Höhe einer Energiesteuer muss dagegen vom Gesetzgeber festgelegt werden. Will dieser das erstrebte Ziel sicher erreichen, muss er die Energiesteuer im Zweifel höher ansetzen, um das Ziel auch bei unerwartet hoher Nachfrage noch sicher einhalten zu können.¹⁷⁴

Für das Downstream-ETS ist ferner die Erforderlichkeit der Versteigerung von Zertifikaten in Frage gestellt worden, weil der Lenkungseffekt in gleicher Weise durch eine vollständige kostenlose Zuteilung von Zertifikaten erreicht werden könne. Dem hat die Rechtsprechung zu Recht entgegengehalten, dass der Preismechanismus bei einer Veräußerung auch für die Erstzuteilung eine sinnvolle Verteilungsfunktion wahrnehmen kann. Außerdem kann mit einer Veräußerung – anders als mit einer kostenlosen Zuteilung – verhindert werden, dass die Unternehmen allein durch die (erwünschte) Einstellung der Zertifikatskosten als Opportunitätskosten in ihre Produktpreise Zufallsgewinne (windfall profits) erzielen können.¹⁷⁵

5.2.1.3.4 Angemessenheit

Inhalts- und Schrankenbestimmungen sind angemessen, wenn die Beeinträchtigung der Eigentumsgarantie (Eingriffsschwere) und der verfolgte Zweck (Eingriffsnutzen) in einem ausgewogenen Verhältnis stehen. Mit anderen Worten muss die Belastung des Eigentümers zumutbar sein. Die schutzwürdigen Interessen des Eigentümers sowie die Belange des Gemeinwohls müssen in ein ausgewogenes Verhältnis gebracht werden.¹⁷⁶

Das ist bei den zertifikatspflichtigen Akteuren grundsätzlich der Fall, weil sie die emissionshandelsbedingten Mehrkosten, also sowohl die Zertifikatekosten als auch weitere Kosten z.B. der

¹⁷² Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 20, Rn. 85 m.w.N.

¹⁷³ BVerwG, Urt. v. 10.10.2012, 7 C 10.10, Rn. 62 zur Energiesteuer; BVerwGE 124, 47 (60 f.).

¹⁷⁴ Vgl. zur Allokationseffizienz der Versteigerung von Emissionsberechtigungen VG Berlin, Urt. v. 13.04.2010, Az.: 10 K 27.09, UA, S. 33 f.

¹⁷⁵ VG Berlin, Urt. v. 13.04.2010, Az.: 10 K 27.09, UA, S. 33 f.

¹⁷⁶ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 14, Rn. 39 m.w.N.

Berichterstattung, auf ihre Kunden abwälzen können. Insoweit sind sie zwar rechtlich, aber nicht wirtschaftlich belastet.

Langfristig soll es indes zu Absatzeinbußen kommen; wäre dies nicht der Fall, würde der Emissionshandel seine Wirkung verfehlen und wäre zur Zielerreichung nicht geeignet.

Insofern gilt zunächst - wie bei mittelbaren wirtschaftlichen Belastungen -, dass Art. 14 GG nur bestehende Rechtspositionen, nicht aber Chancen und Absatzmöglichkeiten vor Veränderungen des Marktumfeldes schützt. Die Vereinbarkeit mit Art. 14 GG ergibt sich also schon aus der beschränkten Reichweite des Schutzbereiches. Erst wenn die Privatnützigkeit des bestehenden Anlageneigentums in Frage gestellt wäre, würde in den Schutzbereich des Eigentums eingegriffen.

Verfassungsrechtlich bedenklich wäre es deshalb, wenn es von heute auf morgen zu einer Entwertung der geleisteten Arbeit und des Einsatzes von Kapital kommen würde.¹⁷⁷ Bei den zu erwartenden relativ geringfügigen Preiserhöhungen (dazu oben 4.3) sind indes keine abrupten Absatzeinbußen zu erwarten. Die Zertifikatpflichtigen können sich deshalb rechtzeitig auf eine verringerte Nachfrage einstellen und gegebenenfalls auf andere Geschäftsfelder ausweichen. Die damit verbundenen Belastungen sind zur Erreichung des Klimaschutzziels angemessen.

Die Einführung eines Upstream-ETS könnte allerdings in einzelnen Bereichen einer erdrosselnden Wirkung nahe kommen. Denkbar ist etwa, dass eine dadurch induzierte Preiserhöhung zu einem (durchaus intendierten) Brennstoffwechsel führt, bestimmte Brennstoffe in bestimmten Marktsegmenten deswegen künftig nicht mehr verwendet werden und damit nicht nur Hersteller und Händler dieses Brennstoffs, sondern auch Hersteller und Händler bestimmter darauf ausgerichteter Anlagen langfristig zur Aufgabe ihrer Tätigkeit gezwungen werden.

Mit der Eigentumsgarantie sind allerdings auch Regelungen vereinbar, durch die bisher erlaubte Tätigkeiten in Zukunft verboten werden. Das hat das Bundesverfassungsgericht beispielsweise für Legehennenanlagen entschieden, die durch ein mit angemessenen Übergangsfristen angekündigtes Käfighaltungsverbot ihre Nutzbarkeit verloren.¹⁷⁸ Aus Klimaschutzgründen ist beispielsweise das Inverkehrbringen bestimmter, wenig effizienter Glühlampen verboten worden.

Soweit aus Gründen des Klimaschutzes ein ordnungsrechtliches Verbot einer bestimmten Tätigkeit zulässig wäre, erscheint deshalb auch eine „erdrosselnde“ Pflicht zur Abgabe von Zertifikaten zulässig. Sie greift nicht tiefer in das Eigentumsrecht ein als ein ordnungsrechtliches Verbot. Vielmehr ist sie insoweit ein milderes Mittel, als sie dem Betroffenen die Möglichkeit lässt, mittel- oder langfristig auf eine Abwählbarkeit der Mehrkosten oder sonst veränderte Rahmenbedingungen zu hoffen, die ihm eine Behauptung am Markt ermöglichen.

Hier ist zu beachten, dass das Verbot einer erdrosselnden Wirkung im Steuerrecht auch aus dem Wesen der Steuer abgeleitet wird und insbesondere die Frage der Gesetzgebungskompetenz betrifft. Nach der finanzverfassungsrechtlichen Rechtsprechung läge ein verfassungswidriger Formmissbrauch vor, wenn ein Steuergesetz dem ihm begrifflich zukommenden Zweck, Steuereinnahmen zu erzielen, geradezu zuwiderhandelte, indem es ersichtlich darauf ausginge, die Erfüllung des Steuertatbestands praktisch unmöglich zu machen, also in diesem Sinne eine „erdrosselnde“ Wirkung auszuüben. Nur solange einer Steuer eine Finanzierungsfunktion zu-

¹⁷⁷ Vgl. dazu *BVerfG*, Beschl. v. 15.07.81, 1 BvL 77/78, *BVerfGE* 58, 300, 348 ff. (Nassauskiesung).

¹⁷⁸ *BVerfG*, Beschl. v. 14.01.2010, 1 BvR 1627/09, (Legehennenanlage).

kommt, lässt sich die Gesetzgebungskompetenz des Bundes aus der Spezialnorm des Art. 105 GG entnehmen.¹⁷⁹

Für den Emissionshandel ist die Gesetzgebungskompetenz aber aus der Sachgesetzgebungskompetenz für die Luftreinhaltung und die Wirtschaft abzuleiten (Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 und Nr. 24 GG).¹⁸⁰ Die für das Steuerrecht geltende Grenze einer erdrosselnden Wirkung darf deshalb durch ein Emissionshandelssystem überschritten werden, wenn der Klimaschutzzweck auch ein Verbot bestimmter besonders emissionsintensiver Tätigkeiten rechtfertigen würde. Zweck einer dem Klimaschutz dienenden Regelung ist nämlich im Unterschied zu einer steuerrechtlichen Regelung die Vermeidung und Verringerung von Treibhausgasemissionen und nicht die Generierung von Staatseinnahmen. Die zur Bewertung der Angemessenheit erforderliche Zweck-Mittel-Relation wird hier durch eine erdrosselnde Wirkung also nicht in Frage gestellt. Im Gegenteil, das erstrebte Ziel der Emissionsvermeidung wird erreicht, ohne die Entscheidungsfreiheit der Betroffenen durch ein ordnungsrechtliches Verbot einzuschränken.

Ebenso wie für ein ordnungsrechtliches Verbot gilt aber auch für eine intendierte Verdrängung besonders emissionsintensiver Brennstoffe, dass den Betroffenen eine angemessene Übergangszeit eingeräumt werden muss.¹⁸¹

Bei indirekten, durch Erhöhung laufender Kosten wirkenden Maßnahmen wie einem Upstream-ETS oder der Energiesteuer ist ein schonender Übergang in der Regel schon dadurch gewährleistet, dass die erforderlichen Preiserhöhungen moderat und berechenbar bleiben und die Betroffenen durch Gegenüberstellung von kumulierten Betriebskosten einerseits und Investitionskosten für Emissionsminderungsmaßnahmen andererseits den für sie individuell günstigsten Zeitpunkt für Emissionsminderungsmaßnahmen bestimmen können.

Notfalls könnte die Angemessenheit von Inhalts- und Schrankenbestimmungen dadurch hergestellt werden, dass die Eingriffe durch Ausgleichsansprüche kompensiert werden.¹⁸² Dabei können Übergangsregelungen oder Ausnahme- und Befreiungsvorschriften vorgesehen werden.¹⁸³ Ist ein sachlicher Ausgleich nicht möglich, kann ein finanzieller Ausgleich in Betracht kommen.¹⁸⁴

Angesichts der Abwälzbarkeit der Kosten der Zertifikatpflichtigen und der allenfalls mittelfristig zu erwartenden und von Art. 14 GG nicht geschützten Absatzeinbußen erscheint eine Kompensation nicht notwendig. Es ist auch nicht ersichtlich, dass einzelne Zertifikatpflichtige in besonderer und unverhältnismäßiger Weise so belastet würden, dass die Privatnützigkeit ihres Eigentums bedroht oder eine erdrosselnde Wirkung zu befürchten wäre.

Soweit dies gleichwohl nicht mit hinreichender Sicherheit für jeden Einzelfall ausgeschlossen werden kann, weil die individuelle Belastungswirkung und der individuelle Belastungszeitpunkt der Betroffenen in einem Upstream-ETS staatlich nur begrenzt gesteuert werden kann, kann dem durch eine Härtefallregelung begegnet werden. Solche Härtefallregelungen enthal-

¹⁷⁹ BVerfGE 16, 147, 161 f. (Werkfernverkehr); 38, 61, 80 f. (Leberpfennig).

¹⁸⁰ Vgl. die Gesetzesbegründung zum TEHG 2011 in BT-Drs. 17/5296, S. 32.

¹⁸¹ Vgl. zur Notwendigkeit von Übergangsregelungen zur Herstellung der Verhältnismäßigkeit *Jarass*, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 14 Rn. 47 m.w.N.

¹⁸² BVerfGE 100, 226 (245).

¹⁸³ BVerfGE 100, 226 (245).

¹⁸⁴ BVerfGE 100, 226 (245).

ten auch die Zuteilungsgesetze 2007 und 2012 für das Downstream-ETS. Anlagenbetreiber hatten Anspruch auf Zuteilung weiterer kostenloser Berechtigungen, wenn die ansonsten geltenden Zuteilungsregeln eine unzumutbare Härte für das Unternehmen und mit diesem verbundene Unternehmen bedeutet hätte (§ 7 Abs. 11 ZuG 2007, § 6 Abs. 6 und § 7 Abs. 5 ZuG 2012). Die inzwischen durch EU-Recht harmonisierten Zuteilungsregeln der dritten Handelsperiode enthalten dagegen keine Härtefallregelungen mehr.¹⁸⁵

Alternatives Instrument zur Kompensation von Belastungen durch ein Upstream-ETS kann es sein, die davon Betroffenen durch eine Reduzierung der Energiesteuer auf dieselben Brennstoffe zu entlasten. Dies deshalb, weil die Energiesteuer eine sehr ähnliche Lenkungswirkung entfaltet wie der Upstream-Emissionshandel und als „Ökosteuern“ ebenfalls der Reduzierung von Treibhausgasen dient.

5.2.1.4 Fazit

Das Grundrecht auf Eigentum steht der Einführung eines Upstream-ETS nicht entgegen.

In den Schutzbereich des Grundrechts wird nur im Falle der Zertifikatpflichtigen eingegriffen, da die Zertifikatpflicht das Brennstoff- und Anlageneigentum der Zertifikatpflichtigen mit Berichtspflichten und Pflichten zur Abgabe von Zertifikaten belastet und diese Rechtspositionen damit einschränkt.

Dieser Eingriff ist verhältnismäßig. Er verfolgt mit dem Klimaschutz ein legitimes Ziel. Zur Verwirklichung dieses Ziels ist er geeignet, weil von der Abwälzbarkeit der Mehrkosten auf weitere Brennstoffhändler, Brennstoffverbraucher und gegebenenfalls Käufer von emissionsintensiven Produkten als zentrale Voraussetzung für das Funktionieren eines Upstream-ETS ausgegangen werden kann. Er ist dafür auch erforderlich, weil es keine mildereren, gleichermaßen wirksamen Mittel gibt. Insbesondere kann die für eine bestimmte Emissionsreduzierung erforderliche Mehrbelastung durch die Marktmechanismen eines Upstream-ETS besser gesteuert werden als durch eine staatlich festzulegende Energiesteuer. Die Marktmechanismen bewirken, dass der Zertifikatepreis nicht höher ist als zur Erreichung des Minderungsziels erforderlich.

Der Eingriff in den Schutzbereich ist auch angemessen. Die unmittelbaren Mehrkosten können auf die Abnehmer der Brennstoffe abgewälzt werden. Vor zu erwartenden Absatzeinbußen schützt Art. 14 GG nicht. Der Verlust der Privatnützigkeit der Anlagen ist ebenfalls nicht zu befürchten, da ein Upstream-ETS nicht zu einer abrupten Entwertung vorhandener Anlagen und des dafür eingesetzten Kapitals führen würde und sich die Unternehmen rechtzeitig auf mittelfristige Absatzeinbußen einstellen können.

Mittelbar, lediglich durch Weitergabe des Preissignals betroffene Brennstoffhändler, Brennstoffverbraucher und Hersteller von emissionsintensiven Anlagen und Produkten werden durch ein Upstream-ETS in ihrem verfassungsrechtlich geschützten Eigentum nicht berührt. Art. 14 GG schützt nicht vor Veränderungen des Marktumfeldes oder vor Wertverlusten. Eine grundlegende Beeinträchtigung der Vermögensverhältnisse im Sinne einer erdrosselnden Wirkung oder ein Verlust der Privatnützigkeit des Anlageneigentums mittelbar Betroffener ist durch ein Upstream-ETS weder bezweckt noch tatsächlich zu erwarten. Ein Upstream-ETS zielt nicht auf

¹⁸⁵ Beschluss 2011/278/EU der Kommission vom 27. April 2011 zur Festlegung EU-weiter Übergangsvorschriften zur Harmonisierung der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten gemäß Artikel 10a der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, ABl.EU Nr. L 130 vom 17.5.2011, S. 1.

Mehrbelastung bestimmter Personengruppen oder Tätigkeiten, sondern auf eine Vermeidung emissionshandelsbedingter Kosten durch Emissionsreduzierung an der Stelle, wo sie volkswirtschaftlich zu den geringsten Kosten möglich ist. Damit ist der „final resting place“ etwaiger Mehrkosten weder rechtlich vorgegeben noch tatsächlich bestimmbar. Es ist auch nicht zu erwarten, dass ein Upstream-ETS zu so erheblichen Mehrbelastungen führen wird, dass ein Eingriff in den Schutzbereich des Eigentums möglich wäre.

5.2.2 Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG)

Während die Eigentumsfreiheit das Erworbenes schützt erfasst die Berufsfreiheit den Bereich der Erwerbstätigkeit und schützt die Grundrechtsträger sowohl bei der Wahl einer Tätigkeit als auch bei ihrer Ausübung.¹⁸⁶

5.2.2.1 Schutzbereich

Art. 12 Abs. 1 GG schützt die Berufsfreiheit nicht vor Veränderungen der Marktdaten und Rahmenbedingungen der unternehmerischen Entscheidungen. In der bestehenden Wirtschaftsordnung umschließt das Freiheitsrecht des Art. 12 Abs. 1 GG das berufsbezogene Verhalten der Unternehmen am Markt nach den Grundsätzen des Wettbewerbs. Marktteilnehmer haben aber keinen grundrechtlichen Anspruch darauf, dass die Wettbewerbsbedingungen für sie gleich bleiben. Insbesondere gewährleistet das Grundrecht keinen Anspruch auf eine erfolgreiche Marktteilhabe oder auf künftige Erwerbsmöglichkeiten. Vielmehr unterliegen die Wettbewerbspositionen und damit auch die erzielbaren Erträge dem Risiko laufender Veränderungen je nach den Verhältnissen am Markt und damit nach Maßgabe seiner Funktionsbedingungen.¹⁸⁷

Die Berufsfreiheit gewährleistet damit, im Rahmen einer beruflichen Tätigkeit auch künftig fossile Brennstoffe nach den jeweiligen Marktbedingungen erwerben und verwenden, also weiter veräußern oder verbrennen zu können. Während das Eigentum nur den aktuellen Eigentumsbestand schützt, schützt die Berufsfreiheit die künftigen Erwerbsmöglichkeiten. Das gilt sowohl für die Zertifikatpflichtigen als auch für mittelbar Betroffene.

Da die Berufsfreiheit aber ebenso wie die Eigentumsgarantie nicht vor einer Veränderung der Marktbedingungen schützt, ist zweifelhaft, ob und inwieweit lediglich wirtschaftliche Belastungen wie Preiserhöhungen und Absatzeinbußen auf Grund veränderter Marktbedingungen überhaupt dem Schutzbereich der Berufsfreiheit unterfallen. Die Rechtsprechung behandelt diese Frage meist gemeinsam unter dem Aspekt, ob ein Eingriff die erforderliche berufsrechtliche Tendenz aufweist (dazu sogleich).

Eine Betroffenheit kommt ferner ausschließlich in Bezug auf die Berufsausübung in Betracht, nicht auf die Berufswahl. Diese wird durch ein Upstream-ETS nicht eingeschränkt.

Nicht dem Schutzbereich der Berufsfreiheit unterfällt die private Lebensführung. Belastungen des privaten Lebensbereichs, also insbesondere Belastungen der Beheizung der privaten Wohnräume, berühren den Schutzbereich der Berufsfreiheit nicht.

¹⁸⁶ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 12, Rn. 10.

¹⁸⁷ BVerfGE 110, 274, 288 (Ökosteuer); BVerfG, Beschl. v. 25.07.2007, 1 BvR 1031/07, Rn. 31, NVWZ 2007, 1168, 1169; Mann, in: Sachs, GG, 6. Aufl. 2012, Art. 12 Rn. 79, jeweils m.w.N.

5.2.2.2 Eingriff

Ein Eingriff in die Berufsfreiheit liegt vor, wenn sich Regelungen final und unmittelbar auf die Berufsausübung beziehen, also verbindliche Vorgaben für das Ob und Wie einer bestimmten beruflichen Tätigkeit enthalten.¹⁸⁸

5.2.2.2.1 Unmittelbarer Eingriff

Verbindliche Vorgaben enthält ein Upstream-ETS lediglich für die Zertifikatpflichtigen. Die Belastung mit Berichts- und Abgabepflichten schmälert nicht nur die Privatnützigkeit des Eigentums, an das die Pflichten anknüpfen, sondern betrifft auch die Ausübung der jeweils betroffenen Berufe, da sie jeweils nur ganz spezielle Berufsgruppen mit spezifischen Pflichten belegt. Deshalb werden die Zertifikatpflichtigen zugleich in ihrer Berufsfreiheit beeinträchtigt. Davon geht auch die Rechtsprechung zum Downstream-ETS aus.¹⁸⁹

Für das Steuerrecht hat das Bundesverfassungsgericht allein die formale Anknüpfung der Steuererhebung an eine berufliche Tätigkeit nicht für einen Eingriff in die Berufsfreiheit genügen lassen. So hat das Bundesverfassungsgericht einen Eingriff in die Berufsfreiheit durch eine Weinwirtschaftsabgabe verneint, weil diese ihrem Sinn nach ein Instrument der Wirtschaftspolitik sei und lediglich formal, um die ihr zgedachte Funktion innerhalb des Wirtschaftsbereichs „Weinwirtschaft“ erfüllen zu können, an berufliche Tätigkeiten innerhalb dieses Wirtschaftsbereichs anknüpfe. Sie solle aber weder nach der Intention des Gesetzgebers den Entschluss zur Wahl oder zur Art der Ausübung eines solchen Berufs motivierend steuern noch habe sie objektiv – schon wegen ihrer geringen Höhe – eine solche berufspolitische Wirkung.¹⁹⁰

Bei einem Upstream-ETS ist eine davon abweichende Beurteilung geboten. Ein Upstream-ETS begründet nicht nur eine Geldzahlungspflicht. Die Zertifikatpflichtigen müssen nicht nur über ihre Brennstoffverkäufe berichten und Zertifikate abgeben, sondern sie müssen sich die Zertifikate vom Staat oder auf dem Markt beschaffen. Sie müssen ihr Tätigkeitsfeld auf Emissionshandelstätigkeiten erweitern, um ihre bisherige Tätigkeit weiter ausüben zu können.

Damit greift ein Upstream-ETS unmittelbar in die Berufsfreiheit der Zertifikatpflichtigen ein.

5.2.2.2.2 Mittelbarer Eingriff

Fraglich ist, ob die mittelbare Belastung anderer beruflicher Tätigkeiten durch Preiserhöhungen einen Eingriff in die Berufsfreiheit der davon betroffenen Berufstätigen darstellt.

Regelungen, die keine Verpflichtungen der Betroffenen begründen, aber spürbare tatsächliche Auswirkungen auf die Berufsausübung haben, stellen nur dann einen Eingriff in Art. 12 Abs. 1 GG dar, wenn sie eine objektiv berufsregelnde Tendenz aufweisen.¹⁹¹

¹⁸⁸ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 12, Rn. 14.

¹⁸⁹ Vgl. BVerwG, Urt. v. 10.10.2012, 7 C 10.10, Rn. 69; BVerwGE 124, 47, 62 zur europarechtlich gewährleisteten Berufsfreiheit; OVG Berlin, Urt. v. 30.11.2006, 12 B 13.06, juris, Rn. 44 ff; VG Berlin, Urt. v. 13.04.2010, 10 K 27.09, juris, Rn. 180 ff.

¹⁹¹ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 12, Rn. 15; BVerfGE 97, 228 (254).

Steuerrechtliche Regelungen sind nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts ein Eingriff in die Berufsfreiheit, wenn sie infolge ihrer Gestaltung in einem engen Zusammenhang mit der Ausübung eines Berufs stehen und objektiv berufsregelnde Tendenz entfalten oder bei faktischen oder mittelbaren Beeinträchtigungen in ihrer Zielsetzung und ihren Wirkungen einem Eingriff als funktionales Äquivalent gleichkommen.¹⁹²

Bei der Energiesteuer hatte das Bundesverfassungsgericht mehrfach über die Grundrechtsbetroffenheit von mittelbar, nur durch Preiserhöhungen Betroffenen zu entscheiden. Im Ökosteu-Urteil waren die Beschwerdeführer (Transportunternehmen und Kühlhausbetreiber) nicht selbst energiesteuerpflichtig.¹⁹³ Im Verfassungsbeschwerdeverfahren zu Biokraftstoffen war nur ein Teil der Beschwerdeführer energiesteuerpflichtig.¹⁹⁴

Einen Eingriff in die Berufsfreiheit hat das Bundesverfassungsgericht jeweils abgelehnt, weil es dafür an der berufsregelnden Tendenz fehle. Die Regelung stehe nicht in einem engen Zusammenhang mit der Ausübung eines bestimmten Berufs. Vielmehr treffe die mit der Energiesteuerpflicht für Biodiesel und Pflanzenöl verbundene wirtschaftliche Belastung sämtliche Verbraucher dieser Kraftstoffe gleichermaßen. Der Gesetzgeber wolle mit der Besteuerung der Energieträger nicht bestimmte Berufe, sondern den Verbrauch an Biokraftstoff generell beeinflussen und lenke so diesen Markt insgesamt.¹⁹⁵

Diese Rechtsprechung lässt sich auf ein Upstream-ETS übertragen. In beiden Fällen beschränkt sich die Belastung auf eine wirtschaftliche Belastung durch Weitergabe des Preissignals. Danach weist ein Upstream-ETS für mittelbar Betroffene keine berufsregelnde Tendenz auf und greift deshalb nicht in deren Berufsfreiheit ein.

5.2.2.3 Rechtfertigung

Der Eingriff eines Upstream-ETS in die Berufsfreiheit der Zertifikatpflichtigen lässt sich durch die verfolgten Klimaschutzziele rechtfertigen.

Da Regelungen des Upstream-Emissionshandels Berufsausübungsregelungen sind, genügt jede vernünftige Erwägung des Gemeinwohls, um Beeinträchtigungen zu rechtfertigen.¹⁹⁶ Der Gesetzgeber verfügt dabei über einen erheblichen Beurteilungs- und Gestaltungsspielraum.¹⁹⁷ Grenzen ergeben sich aus dem Verhältnismäßigkeitsgrundsatz.

Insoweit gelten dieselben Grundsätze wie für Eingriffe in das Eigentum. Im Anschluss an die Rechtsprechung zum Downstream-ETS¹⁹⁸ kann deshalb auf die Ausführungen zur Verhältnismäßigkeitsprüfung bzgl. der Vereinbarkeit mit Art. 14 GG verwiesen werden.

¹⁹² BVerfG, Beschl. v. 25.07.2007, 1 BvR 1031/07, Rn. 32, NVWZ 2007, 1168, 1169 (Biokraftstoffe), BVerfGE 110, 274, 288 (Ökosteu).

¹⁹³ BVerfGE 110, 274, 288 f. Energiesteuerpflichtig sind (nur) die Inhabers eines Steuerlagers (§ 8 Abs. 2 EnergieStG) oder die Lieferanten von Kohle (§ 32 Abs. 2 EnergieStG) oder Gas (§ 38 Abs. 2 EnergieStG).

¹⁹⁴ BVerfG, Beschl. v. 25.07.2007, 1 BvR 1031/07, Rn. 19, 33, NVwZ 2007, 1168, 1169.

¹⁹⁵ BVerfG, Beschl. v. 25.07.2007, 1 BvR 1031/07, Rn. 19, 33, NVwZ 2007, 1168, 1169.

¹⁹⁶ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 12, Rn. 45.

¹⁹⁷ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 12, Rn. 50.

¹⁹⁸ So z.B. BVerfG, Beschl. v. 14.05.2007, 1 BvR 2036/95, Rn. 44; BVerwG, Urt. v. 10.10.2012, 7 C 10.10, Rn. 69.

5.2.2.4 Fazit

Ein Upstream-ETS, das auf eine wirtschaftliche Belastung des allgemeinen Verbrauchs fossiler Brennstoffe auch und gerade im privaten Bereich (Gebäudeheizung, ggf. Straßenverkehr) abzielt, greift mangels spezifisch berufsregelnder Tendenz ebenso wie die Energiesteuer nicht in die Berufsfreiheit der mittelbar durch Preiserhöhungen betroffenen Unternehmen ein.

Der unmittelbare Eingriff in die Berufsfreiheit der zertifikatpflichtigen Akteure ist als Berufsausübungsregelung durch überwiegende Belange des Klimaschutzes ebenso gerechtfertigt wie ein Eingriff in das Eigentum der Zertifikatspflichtigen.

5.2.3 Allgemeine Handlungsfreiheit (Art. 2 Abs. 1 GG)

5.2.3.1 Schutzbereich

Das Grundrecht auf freie Entfaltung der Persönlichkeit (Art. 2 Abs. 1 GG) schützt die Handlungsfreiheit im umfassenden Sinne, solange sie nicht vom Schutzbereich eines anderen Freiheitsrechts erfasst wird.¹⁹⁹ Geschützt ist insbesondere die persönliche Entfaltung im vermögensrechtlichen und im beruflichen Bereich²⁰⁰ und allgemein die Handlungsfreiheit auf wirtschaftlichem Gebiet,²⁰¹ wenn eine Regelung mangels berufsregelnder Tendenz nicht am Maßstab Art. 12 GG zu messen ist.²⁰² Damit unterfällt auch das Vermögen als solches, das nicht vom Schutzbereich des Art. 14 Abs. 1 GG erfasst wird, dem Schutzbereich der allgemeinen Handlungsfreiheit.²⁰³ Ferner schützt Art. 2 Abs. 1 GG die wirtschaftliche Wettbewerbsfreiheit²⁰⁴ im weitesten Sinn, insbesondere auch vor faktischen Beeinträchtigungen im Wettbewerb, etwa durch die staatliche Besserstellung von Konkurrenten.²⁰⁵

Art. 2 Abs. 1 GG hat insoweit eine Hebelwirkung zum Schutz der Bürger vor Belastungen, die unter Verletzung an sich nicht rügefähigen Verfassungsrechts zustande gekommen sind (z.B. vor Belastungen durch formell verfassungswidrige Gesetze).²⁰⁶

Damit unterfällt die Belastung der Zertifikatpflichtigen nicht dem Schutzbereich des Art. 2 Abs. 1 GG, weil insofern der Schutz durch Art. 14 und Art. 12 GG vorrangig ist.

Dagegen unterfällt die mittelbare wirtschaftliche Belastung von gewerblichen Unternehmen oder Privatpersonen durch die Weitergabe des Preissignals dem Schutzbereich des Art. 2 Abs. 1 GG.

5.2.3.2 Eingriff

Ein Eingriff in die allgemeine Handlungsfreiheit ist jede generelle oder individuelle Regelung, die das von Art. 2 Abs. 1 GG geschützte Verhalten beispielsweise durch positive oder negative

¹⁹⁹ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 2, Rn. 2 ff.

²⁰⁰ BVerfGE 105, 17, 33 (Sozialpfandbriefe) m.H.a. BVerfGE 87, 153, 169; 93, 121, 137.

²⁰¹ Murswiek, in: Sachs, GG, 6. Aufl. 2011, Art. 2 Rn. 54 m.w.N.

²⁰² Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 2, Rn. 4a und Art. 12, Rn. 15.

²⁰³ Papier, in: Maunz/Dürig, Grundgesetz, Loseblatt, Art. 14, Rn. 161.

²⁰⁴ Murswiek, in: Sachs, GG, 6. Aufl. 2011, Art. 2 Rn. 54 m.w.N.

²⁰⁵ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 2, Rn. 13.

²⁰⁶ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 2, Rn. 13.

Pflichten regelt.²⁰⁷ Dazu gehört namentlich die Auferlegung einer Geldleistungspflicht durch Steuern, sonstige Abgaben oder sonstige finanzielle Nachteile.²⁰⁸

Wenn ein Upstream-ETS entgegen der hier vertretenen Meinung nicht bereits als Eingriff in die Grundrechte der Zertifikatpflichtigen aus Art. 14 und Art. 12 GG anzusehen wäre, weil deren spezifischer Schutzbereich nicht betroffen wäre, müsste zumindest ein Eingriff in deren Grundrecht aus Art. 2 GG bejaht werden (vgl. zum Eingriffscharakter der Maßnahmen oben 5.2.1.2 und 5.2.2.2).

Auch in die allgemeine Handlungsfreiheit kann nicht nur durch Rechtspflichten als unmittelbare Eingriffe (wie gegenüber den Zertifikatpflichtigen), sondern auch durch faktische und mittelbare Einwirkungen (wie bei lediglich durch Preiserhöhungen mittelbar Betroffenen) eingegriffen werden, sofern die Einwirkungen von ausreichendem Gewicht sind.²⁰⁹ So hat das Bundesverfassungsgericht im Ladenschlussgesetz einen Eingriff in die allgemeine Handlungsfreiheit der Kunden gesehen. Sie seien zwar nicht Adressaten des Gesetzesbefehls. Die Einwirkung der Maßnahme auf die Handlungsfreiheit der Kunden gehe aber über eine bloße Reflexwirkung hinaus. Die an den Ladeninhaber gerichtete Norm hindere zwangsläufig die Kundschaft am Einkauf, wirke also wie ein unmittelbar an diese gerichteter Gesetzesbefehl.²¹⁰

In der Kohlepfennig-Entscheidung hat das Bundesverfassungsgericht festgestellt, dass die Erhebung einer Ausgleichsabgabe von Energieversorgungsunternehmen (EVU), die nach ihrer Zielsetzung, ihrem Regelungsgehalt und ihren flankierenden Vorkehrungen darauf angelegt ist, auf den Endverbraucher übergewälzt zu werden, auch in die allgemeine Handlungsfreiheit der Stromkunden, also sowohl privater Haushalte als auch gewerblicher Verbraucher, eingreift.²¹¹

Das Ökosteuer-Urteil enthält keine Aussage zu Art. 2 Abs. 1 GG.²¹² Im Kammerbeschluss zu Biokraftstoffen wird ein Verstoß gegen Art. 2 Abs. 1 GG in Verbindung mit dem Rückwirkungsverbot im Ergebnis verneint, damit aber mittelbar ein Eingriff in die allgemeine Handlungsfreiheit durch die Energiesteuer bejaht.²¹³

Anders als bei Art. 14 GG liegt ein mittelbarer Eingriff nicht erst bei einer unverhältnismäßigen Vermögensbelastung mit erdrosselnder Wirkung oder einem Verlust der Privatnützigkeit einer Eigentumsposition vor (vgl. oben 5.2.1.1 und 5.2.1.2). Anders als bei Art. 12 GG ist eine berufsregelnde Tendenz nicht erforderlich (vgl. oben 5.2.2.2).

Gleichwohl liegt auch im Falle des Art. 2 Abs. 1 GG ein mittelbarer Grundrechtseingriff nur vor, wenn die faktische Belastung in der Zielsetzung und ihren Wirkungen einem klassischen Eingriff gleichkommt und damit die Eingriffsschwelle überschreitet (vgl. oben 5.2.1.2.2).

Das ist hinsichtlich der Zielrichtung auch hier fraglich, da das Upstream-ETS nicht auf die Belastung einer bestimmten Personengruppe zielt, und der final resting place der abgewälzten Zer-

²⁰⁷ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 2, Rn. 12.

²⁰⁸ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 2, Rn. 5.; *Di Fabio*, in: Maunz/Dürig, Grundgesetz, Loseblatt, Art. 2 Abs. 1, Rn. 93.

²⁰⁹ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 2, Rn. 13 m.w.N.

²¹⁰ BVerfGE 13, 230, 232 f. (Ladenschlussgesetz).

²¹¹ BVerfGE 91, 186, 200 f. (Kohlepfennig).

²¹² Vgl. BVerfGE 110, 274, 287 ff.

²¹³ BVerfG, Beschl. v. 25.07.2007, 1 BvR 1031/07, Rn. 34, NVWZ 2007, 1168, 1169 (Biokraftstoffe).

tifikatekosten gesetzlich nicht vorgegeben ist (dazu oben 5.2.1.2.3). Ferner ist auch hier zweifelhaft, ob die tatsächliche Wirkung angesichts der zu erwartenden moderaten Preiserhöhungen einem klassischen Eingriff gleichkommt (oben 5.2.1.2.5).

Allerdings ist die Eingriffsschwelle im Falle des Art. 2 Abs. 1 GG deutlich niedriger als im Falle des Art. 14 GG, bei dem eine mittelbare Belastung überhaupt nur bei schwerwiegenden Beeinträchtigungen in Frage kommt.

Ferner zielt ein Upstream-ETS zwar nicht auf die wirtschaftliche Belastung bestimmter Eigentumspositionen oder des Vermögens insgesamt, sondern auf eine Vermeidung dieser Mehrbelastung durch Emissionsvermeidung. Ziel des Upstream-ETS ist damit aber eine Verhaltensänderung bei den Brennstoffverbrauchern. Er zielt auf eine Belastung von emissionsintensivem Verhalten zu Gunsten eines emissionsarmen Verhaltens. Auch wenn Eigentum und Berufsfreiheit nicht betroffen sind, zielt er auf eine Freiheitsverkürzung und eine Beeinflussung des Wettbewerbs im Sinne der Belastung emissionsintensiven Verhaltens und emissionsintensiver Produkte.

Schließlich kann die tatsächliche Wirkung des Preissignals in manchen Fällen eine vergleichbare Wirkung haben wie ein klassischer ordnungsrechtlicher Eingriff.

Das gilt insbesondere dann, wenn langfristige Investitionen wie Produktionsanlagen oder Gebäudeheizungen von den Preiserhöhungen betroffen sind. Ein Upstream-ETS kann hier vergleichbare Wirkungen haben wie eine ordnungsrechtliche Verpflichtung zur Reduzierung des Brennstoffverbrauchs. Beispiele für ordnungsrechtliche Regelungen sind die für den Bereich der Gebäudeheizung bereits vielfach bestehenden ordnungsrechtlichen Verpflichtungen zur Energieeinsparung (EnEG, EnEV), oder zur Nutzung erneuerbarer Energien (EEWärmeG, Wärmegesetze der Länder, kommunales Satzungsrecht²¹⁴). Man mag dagegen einwenden, dass ein Upstream-ETS anders als eine ordnungsrechtliche Verpflichtung zu keinem Zeitpunkt eine Rechtspflicht erzeugt. Dagegen ist die wirtschaftliche Belastung durch ein Upstream-ETS höher, denn anders als bei einer ordnungsrechtlichen Verpflichtung zur Erneuerung der Gebäudeheizung fallen bei einem Upstream-ETS bis zu einer solchen Erneuerung emissionshandelsbedingte höhere Kosten an.

Das gilt erst recht für Personengruppen, die keine oder nur sehr beschränkte Möglichkeiten haben, eine emissionshandelsbedingte Mehrbelastung durch Emissionsreduzierung zu vermeiden. Dazu zählen vor allem Mieter.

Anders als Eigentümer können Mieter emissionshandelsbedingte Mehrkosten nicht dadurch vermeiden, dass sie die Heizungsanlage austauschen oder den Gebäudeenergieverbrauch reduzieren. Sie haben daher nur beschränkten Einfluss auf den eigenen Energieverbrauch. Zugleich haben Vermieter nur beschränktes Interesse an solchen Maßnahmen, weil davon primär die Mieter profitieren würden und die Umlage von Modernisierungskosten mit zusätzlichem Aufwand und Unsicherheiten verbunden ist.

Die staatlich intendierte Lenkungswirkung wird deshalb nur erreicht, wenn Mieter ihre Marktmacht so ausnutzen können, dass Vermieter zu Investitionen bewegt werden. Eine solche ist

jedoch abhängig davon, ob die Mieter bereit und in der Lage sind, in Räume mit geringeren Heizkosten umzuziehen. Ob das der Fall ist, hängt zum einen von den individuellen Lebensumständen und der daraus resultierenden Bindung der Mieter an die aktuelle Wohnung ab. Zum anderen muss preisgünstigerer vergleichbarer Wohnraum verfügbar sein, was von den Bedingungen des jeweiligen Wohnungsmarktes abhängt. Durch die Mietrechtsnovelle 2013 ist die zwar die Durchführung energiesparender und klimaschützender Modernisierungsmaßnahmen für Vermieter erleichtert worden.²¹⁵ Nach wie vor können Vermieter die Heizkosten aber in voller Höhe auf die Mieter umlegen. Die unmittelbaren Wirkungen eines Upstream-ETS würden daher nach wie vor die Mieter treffen. Die Erleichterung der Modernisierung dürfte deshalb nur wenig daran ändern, dass die meisten Vermieter die Entscheidung, ob sie modernisieren, primär auf Grund ihrer Einschätzung der (künftigen) Marktlage treffen.

Hinzu kommt, dass sich die Abwälzung emissionshandelsbedingter Mehrkosten beginnend vom Abgabepflichtigen über verschiedene Handelsstufen zum Brennstoffverbraucher derzeit einer staatlichen Steuerung weitgehend entzieht. Es kann deshalb vorkommen, dass Zwischenhändler preissensiblere und flexiblere Verbrauchergruppen von emissionshandelsbedingten Mehrkosten verschonen und die Kosten überproportional auf weniger preissensible und weniger flexible Verbrauchergruppen abwälzen (dazu bereits oben 5.2.1.2.5). Da Vermieter wenig preissensibel und Mieter wenig flexibel sind, könnte damit zu rechnen sein, dass die Mehrkosten eines Upstream-ETS überproportional auf Mieter abgewälzt werden.

Vor diesem Hintergrund kann die vergleichsweise geringe Eingriffsschwelle der allgemeinen Handlungsfreiheit vor allem bei langfristigen Investitionen mittelbar Betroffener, insbesondere bei Produktionsanlagen und Gebäudeheizungen, insbesondere bei Mietern überschritten werden.

Wenn die mittelbare Belastung durch Preiserhöhungen allerdings nicht zu einer spürbaren, einem unmittelbaren Eingriff vergleichbaren (wirtschaftlichen) Belastung führt, liegt auch ein Eingriff in die allgemeine Handlungsfreiheit nicht vor.

5.2.3.3 Rechtfertigung

Die allgemeine Handlungsfreiheit ist nur in den Schranken des zweiten Halbsatzes des Art. 2 Abs. 1 GG gewährleistet, vor allem denen der verfassungsmäßigen Ordnung. Der Gesetzgeber ist befugt, ordnend und klärend in das Wirtschaftsleben einzugreifen.

Er kann in diesem Zusammenhang auch Geldleistungspflichten auferlegen. Die Pflicht zur Zahlung einer Abgabe berührt zwar die wirtschaftliche Freiheit des Einzelnen, sie verletzt aber nicht den durch Art. 2 Abs. 1 GG geschützten Bereich, wenn dem Betroffenen angemessener Spielraum verbleibt, sich als verantwortlicher Unternehmer wirtschaftlich frei zu entfalten. Dieser Spielraum ist gegeben, soweit die Abgabenbelastung verhältnismäßig ist.²¹⁶

Insoweit kann für Unternehmen, die nur mittelbar über Preiserhöhungen belastet werden, grundsätzlich auf die Ausführungen zur Rechtfertigung von Eingriffen in das Eigentum von Zertifikatpflichtigen verwiesen werden. Auch wenn die Eingriffsschwelle überschritten sein

²¹⁵ Vgl. das Mietrechtsänderungsgesetz vom 11.03.2013 (BGBl. I S. 434) und die Gesetzesbegründung in BT-Drs. 17/10485.

²¹⁶ BVerfGE 75, 108, 154 f. (Künstlersozialversicherung) m.H.a. BVerfGE 12, 341, 347 f.; 18, 315, 329; 48, 102, 115 f.; *Di Fabio*, in: Maunz/Dürig, Grundgesetz, Loseblatt, Art. 2 Abs. 1, Rn. 96 ff.

sollte, wäre die durch ein Upstream-ETS zu erwartende Belastung im Interesse des Klimaschutzes gerechtfertigt (oben 5.2.1.3).

Ein wesentlicher Unterschied könnte im Hinblick auf Verlagerungsrisiken bestehen (carbon leakage). Bei Zertifikatpflichtigen besteht kein nennenswertes Risiko der Verlagerung des zertifikatpflichtigen Inverkehrbringens in andere Staaten ohne Upstream-ETS. Eine Verlagerung der unmittelbar emissionshandelspflichtigen Tätigkeiten (Brennstofflieferung) kann ohne weiteres dadurch abgewendet werden, dass sich die Emissionshandelspflicht auch auf den Import von Brennstoffen erstreckt. Einzige Ausnahme sind die vernachlässigbar geringen Mengen, in denen nicht zertifikatpflichtige Brennstoffe z.B. durch Tanktourismus importiert werden (vgl. oben 4.2.1). Dagegen könnte bei den nur mittelbar wirtschaftlich belasteten Unternehmen ein erheblicher Anstieg der Brennstoffkosten dazu führen, dass inländische Hersteller von auf internationalen Märkten gehandelten Produkten ihre Wettbewerbsfähigkeit verlieren (dazu 5.2.3.3.1).

Weitere wesentliche Unterschiede ergeben sich ferner bei privaten Verbrauchern insbesondere im Hinblick auf Gebäudeheizungen (dazu 5.2.3.3.2) und insbesondere bei Mietern (dazu 5.2.3.3.3).

5.2.3.3.1 Verlagerungseffekte

Verlagerungseffekte (carbon leakage) können auftreten, wenn die Herstellung emissionsintensiver Produkte wegen gestiegener Brennstoffkosten für die vom Upstream-ETS betroffenen Unternehmen (Kleinemittenten) im Inland so teuer wird, dass die im Inland hergestellten Produkte gegenüber importierten Produkten nicht mehr konkurrenzfähig sind. Inländische Unternehmen müssen ihre Produktion dann aufgeben, ohne dass dadurch globale Emissionsminderungen erreicht werden, weil (mindestens) die gleiche Emission dann im Ausland erfolgt.

Solche Verlagerungseffekte könnten die Eignung und damit auch die Verhältnismäßigkeit eines Upstream-ETS in Frage stellen, da ein Grundrechtseingriff, der nicht geeignet ist, das verfolgte Ziel zu erreichen, unverhältnismäßig ist.

Für viele Industrieanlagen, deren Produkte im globalen Wettbewerb stehen, wird beim Downstream-ETS davon ausgegangen, dass die emissionshandelsbedingten Mehrkosten zu einer Verlagerung der Produktion und der damit verbundenen Kohlendioxidemissionen aus dem Geltungsbereich der Emissionshandelspflicht führen könnten. Deshalb ist als Ausgleich für die emissionshandelsbedingten Belastungen solcher Anlagen eine kostenlose Zuteilung vorgesehen.

Zur Beschränkung einer vergleichbaren Belastung von Unternehmen, die als Kleinemittenten nicht dem Downstream-ETS unterfallen, aber durch erhöhte Brennstoffpreise infolge des Upstream-ETS betroffen sind, könnte es deshalb notwendig sein, die Belastung bestimmter Gruppen von Unternehmen mit einem relevanten Verlagerungsrisiko zu ermitteln und Regelungen zur Kompensation unverhältnismäßiger Belastungen zu erlassen. Solche Regelungen zur Entlastung bestimmter Gruppen sind insbesondere im Rahmen der geplanten Änderung der Energiesteuerrichtlinie vorgesehen (dazu oben 4.6.4). Als vergleichbare Belastungen wären allerdings nicht nur etwaige Preiswirkungen eines Upstream-ETS zu berücksichtigen, sondern auch die vergleichbaren Belastungen durch Energiesteuern im In- und Ausland, aber auch die generell sehr unterschiedlichen staatlichen Rahmenbedingungen, die sich allesamt auf die Wettbewerbsfähigkeit von Produkten auswirken.

Für die Beurteilung, ob und in welchen Fällen eine Kompensation wegen eines eventuellen Verlagerungsrisikos erfolgen soll oder auch nur zu prüfen ist, muss dem Gesetzgeber ein weiterer Entscheidungs- und Gestaltungsspielraum eingeräumt werden. Nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts zum „Final resting place“ der Ökosteuer dürfte es häufig faktisch gar nicht möglich sein, spezielle Preiswirkungen eines Upstream-Emissionshandels zuverlässig zu identifizieren und zu ermitteln. Außerdem muss dem Gesetzgeber zugestanden werden, bei der Einführung eines neuen Instruments zunächst Erfahrungen zu sammeln. Erst wenn sich Fehlentwicklungen zeigen, kann sich hieraus eine verfassungsrechtliche Korrekturverpflichtung ergeben.

Vor diesem Hintergrund erscheint eine Kompensation aus verfassungsrechtlicher Sicht jedenfalls nicht geboten, solange keine Anhaltspunkte dafür bestehen, dass ein Upstream-ETS bei Herstellern bestimmter Produkte zu unverhältnismäßigen Belastungen führen würde und der weite Gestaltungsspielraum des Gesetzgebers überschritten wäre.

Sollten sich für bestimmte Unternehmen solche unverhältnismäßigen Belastungen ergeben, steht dies einem Upstream-ETS ebenfalls nicht per se entgegen. Es kann aber geboten sein, die Belastung durch Ausgleichsmaßnahmen (z.B. Entlastungen bei der Energiesteuer) auszugleichen.

5.2.3.3.2 Private Verbraucher und Sozialstaatsprinzip

Für private Endverbraucher ist zur Beurteilung der Verhältnismäßigkeit einer Belastung auch das Sozialstaatsprinzip (Art. 20 Abs. 1, Art. 28 Abs. 1 GG) zu berücksichtigen. Auswirkungen können sich insbesondere im Hinblick auf die notwendige Berücksichtigung des Existenzminimums und im Hinblick auf Härtefälle ergeben.

Für Eigentümer oder Wohnungsmieter mit geringem Einkommen und Vermögen könnte sich eine Belastungsobergrenze zur Gewährleistung des verfassungsrechtlich gebotenen Existenzminimums ergeben, wenn dieses durch erhöhte Brennstoffkosten gefährdet wird.

Nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts folgt aus der Menschenwürde und dem Sozialstaatsprinzip (Art. 1 Abs. 1 i. V. m. Art. 20 Abs. 1 GG) ein Anspruch auf Gewährleistung der Mindestvoraussetzungen für ein menschenwürdiges Dasein (Existenzminimum).²¹⁷ Hieraus hat das Gericht für die Einkommensteuer ein Gebot der steuerlichen Verschonung des Existenzminimums des Steuerpflichtigen und seiner unterhaltsberechtigten Familie abgeleitet.²¹⁸ Zum gewährleisteten physischen Existenzminimum gehört insbesondere die Gewährleistung einer ausreichenden Heizung.²¹⁹

Es ist allerdings rechtlich nicht zwingend geboten, die Sicherung des Existenzminimums auch und gerade bei der Ausgestaltung eines Upstream-ETS zu berücksichtigen. Vielmehr kann das Existenzminimum auch dadurch gesichert werden, dass emissionshandelsbedingte Mehrkosten für Heizungszwecke bei der Bedarfsermittlung und der Bemessung von Sozialleistungen zur

²¹⁷ Dazu *Jarass*, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 1, Rn. 15 m.H.a. BVerfGE 82, 60, 85.

²¹⁸ *Jarass*, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 1, Rn. 22 m.H.a. BVerfGE 124, 282, 294; 107, 27, 49; 112, 268, 281; 120, 125, 154 f.

²¹⁹ BVerfGE 125, 175, 223 (Hartz IV).

Gewährleistung des Existenzminimums berücksichtigt werden.²²⁰ Dazu kann und muss dann gegebenenfalls geprüft werden, ob die einschlägigen Regelungen des Sozialrechts verfassungskonform sind.

Es stellt sich allerdings die Frage, ob es mit der freiheitssichernden Funktion des Eigentums vereinbar wäre, wenn emissionshandelsbedingte Belastungen von Wohnimmobilien dazu führen könnten, dass Sozialleistungen zur Gewährleistung des Existenzminimums in Anspruch genommen werden müssen, obwohl der Betroffene angemessene Vorsorge dagegen getroffen hat. Spürbare emissionshandelsbedingte Mehrkosten für Brennstoffe könnten beispielsweise dazu führen, dass ältere Menschen ihr selbst bewohntes und als Altersvorsorge vorgesehenes Einfamilienhaus veräußern müssten, weil sie weder die Kosten einer Sanierung noch die erhöhten Brennstoffkosten auf Dauer tragen könnten.

Bei einer ordnungsrechtlichen Regelung könnte für solche Fälle durch Härtefallregelungen eine Befreiung von gesetzlichen Verpflichtungen ermöglicht werden. So ist beispielsweise in der Energieeinsparverordnung (EnEV) vorgesehen, dass die zuständigen Behörden auf Antrag von den Anforderungen der Verordnung zu befreien haben, soweit die Anforderungen im Einzelfall wegen besonderer Umstände durch einen unangemessenen Aufwand oder in sonstiger Weise zu einer unbilligen Härte führen. Eine unbillige Härte liegt insbesondere vor, wenn die erforderlichen Aufwendungen innerhalb der üblichen Nutzungsdauer, bei Anforderungen an bestehende Gebäude innerhalb angemessener Frist durch die eintretenden Einsparungen nicht erwirtschaftet werden können (§ 25 Abs. 1 EnEV). Eine unbillige Härte kann sich auch daraus ergeben, dass ein Eigentümer in nahem zeitlichen Zusammenhang mehrere Pflichten aus Gründen der Energieeinsparung zu erfüllen hat und ihm dies nicht zuzumuten ist (§ 25 Abs. 2 EnEV).

Für marktbasiertere Modelle wie ein Upstream-ETS kommt dagegen eine unmittelbare Befreiung von emissionshandelsbedingten Mehrkosten nicht in Betracht. Eine Kompensation der Belastungen mittelbar Betroffener durch kostenlose Zuteilung von Zertifikaten unmittelbar an die Betroffenen dürfte nicht in Betracht kommen. Sie sind nicht emissionshandelspflichtig und müssten den wirtschaftlichen Wert einer kostenlosen Zuteilung erst durch den Verkauf des Zertifikates realisieren. Das widerspräche dem Grundgedanken eines Upstream-ETS, die Zahl der Emissionshandelspflichtigen gering zu halten, um Transaktionskosten zu vermeiden. Hier müsste eine Kompensation also durch eine finanzielle Vergütung erfolgen. Insoweit könnte dem Beispiel des Energiesteuerrechts gefolgt werden: dort ist die Vergütung der von einem Steuerpflichtigen erhobenen Energiesteuer zugunsten eines Dritten eine übliche Form der Steuerentlastung.²²¹ Alternativ könnte ein anderer Ausgleichsanspruch geschaffen werden.

Nach ständiger Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts genießt das Eigentum einen besonderen Schutz, soweit es für die Sicherung der persönlichen Freiheit des Eigentümers wichtig ist oder sonst einen besonderen personalen Bezug aufweist; insoweit sind auch die Schranken einer zumutbaren Belastung enger zu ziehen und der Gestaltungsspielraum des Gesetzgebers geringer.²²² Auch wenn ein Eingriff in das verfassungsrechtlich geschützte Eigentum

²²⁰ Vgl. zur Ermittlung der Regelbedarfe für staatliche Leistungen die §§ 27a ff. SGB XII und das Regelbedarfs-Ermittlungsgesetz (RBEG).

²²¹ Vgl. § 45 EnergieStG, hierzu oben 3.4 mit Box 4.3 und Bongartz/Schröer-Schallenberg, Verbrauchsteuerrecht, 2. Aufl. 2011, Rn. E 131.

²²² BVerfGE 50, 290, 340; 104, 1, 8 f.; 112, 93, 109 f.; *Jarass*, a.a.O., Art. 14 Rn. 43.

nicht vorliegt, können die Gehalte der Eigentumsgarantie bei der Prüfung anderer Freiheitsrechte berücksichtigt werden.²²³

Im Zusammenhang mit der steuerlichen Belastung des Vermögens hat das Bundesverfassungsgericht festgestellt, dass Wirtschaftsgüter, die der persönlichen Lebensführung dienen und einen Freiheitsraum für die eigenverantwortliche Gestaltung des persönlichen Lebensbereiches bieten, einen besonderen Schutz genießen. Sie sichern die persönliche Freiheit des Einzelnen in Ergänzung der im Wesentlichen durch Arbeitseinkommen und Sozialversicherungsanspruch sowie durch Gewerbe und andere selbstständige Tätigkeit gewährten Sicherheit. Deshalb darf der Steuergesetzgeber das vom Steuerpflichtigen zur Grundlage seiner individuellen Lebensgestaltung bestimmte Vermögen in bestimmten Grenzen und unter Berücksichtigung der steuerlichen Vorbelastung des Vermögens nicht durch weitere Besteuerung mindern. Die wirtschaftliche Grundlage persönlicher Lebensführung muss besonders geschützt werden.²²⁴

Vor diesem Hintergrund wäre es unseres Erachtens nicht ausreichend, für Härtefälle lediglich auf die sozialrechtlichen Regelungen zur Sicherung des Existenzminimums zu verweisen. Vielmehr muss der Gesetzgeber entweder sicherstellen, dass die Mehrbelastung durch emissionshandelsbedingt höhere Brennstoffkosten insgesamt in einem vertretbaren Rahmen bleibt (z.B. unter Berücksichtigung des Anteils der Brennstoffkosten an den Lebenshaltungskosten insgesamt), so dass Härtefälle gar nicht oder nur in einem so geringen Umfang auftreten, dass sie im Rahmen einer notwendiger Weise typisierenden Regelung hingenommen werden können.²²⁵ Oder der Gesetzgeber muss geeignete Regelungen treffen, um die finanziellen Belastungen in Härtefallsituationen auf ein erträgliches Maß abzumildern, ohne dass die betroffenen Bewohner wegen erhöhter Brennstoffkosten auf Sozialhilfe zur Sicherung des Existenzminimums angewiesen sind.

Hinsichtlich der Art und Weise einer solchen Regelung wird man dem Gesetzgeber wieder einen weiten Gestaltungsspielraum einräumen müssen. In Frage kommen Steuervergütungen wie bei der Energiesteuer, sonstige Steuerermäßigungen, etwa bei Einkommen- oder Grundsteuer, eine (erneute) Ergänzung des Wohngeldgesetzes um eine Heizkostenkomponente²²⁶ oder ein besonderer neuartiger Leistungsanspruch.

5.2.3.3 Belastung von Mietern

Bedenken gegen die Verhältnismäßigkeit eines Upstream-Emissionshandels könnten insbesondere in Bezug auf die besondere Situation von Mietern geltend gemacht werden (dazu oben 5.2.3.2).

Vermieter können nach der derzeitigen Rechtslage emissionshandelsbedingte Mehrkosten für fossile Gebäudeheizungen typischerweise an Mieter überwälzen. Mieter können diese Kosten typischerweise nicht durch Austausch der Gebäudeheizung oder zusätzliche Wärmedämmung, sondern allenfalls in geringem Umfang durch ihr Heizverhalten vermeiden. Vor diesem Hin-

²²³ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 14, Rn. 5.

²²⁴ BVerfGE 93, 121, 140 f. mit Hinweis auf BVerfGE 24, 367, 389; 50, 290, 339 f.

²²⁵ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 2 Rn. 22.

²²⁶ Vgl. zur 2008 eingeführten und 2011 wieder gestrichenen Heizkostenkomponente im Wohngeldrecht den Artikel „Wohngeldgesetz“ unter www.wikipedia.de.

tergrund kann schon in Frage gestellt werden, ob ein Upstream-ETS überhaupt geeignet ist, zu einer Emissionsreduzierung bei vermietetem Wohnraum beizutragen.

Man wird dies bejahen müssen. Ein Vermieter wird bei jeder Neu- oder Umbaumaßnahme von Mietwohnungen auch berücksichtigen, welche langfristige Entwicklung der Brennstoffkosten zu erwarten ist. Denn wenn sich der Vermietungsmarkt (oder die Rechtslage bezüglich der Abwälzbarkeit von Heizkosten) zu Lasten von Vermietern ändert, können geringe Heizungskosten von Vorteil sein.

Gegen die Erforderlichkeit eines Upstream-ETS könnte in Bezug auf Mietimmobilien eingewandt werden, dass das erstrebte Emissionsminderungsziel durch ordnungsrechtliche Maßnahmen besser und sicherer und mit geringeren wirtschaftlichen Belastungen der Mieter umgesetzt werden könnte.

Ob das tatsächlich der Fall ist, dürfte allerdings schwer zu belegen sein. Deshalb wird man es dem Gestaltungsspielraum des Gesetzgebers überlassen müssen, welche Regelung er einführt.

Des Weiteren schließen sich ordnungsrechtliche Maßnahmen und ein Upstream-Emissionshandel nicht aus. Vielmehr kann durch einen Instrumentenmix sichergestellt werden, dass Wohnraum mit reduziertem Brennstoffverbrauch zur Verfügung gestellt wird, während durch den Upstream-ETS die externen Kosten des Brennstoffverbrauchs in die Brennstoffkosten internalisiert werden und somit die Wirtschaftlichkeit und damit die Verhältnismäßigkeit ordnungsrechtlich vorgegebener Emissionsminderungsmaßnahmen steigt.

Schließlich stellt sich die Frage der Angemessenheit im engeren Sinn. Hier ist denkbar, dass die Einführung eines Upstream-ETS für Brennstoffe zu Heizzwecken ohne flankierende Maßnahmen zwar zu erheblichen Kostensteigerungen für Mieter, aber nicht zu nennenswerten Emissionsminderungen in diesem Bereich führt, weil die Vermieter keine Emissionsminderungsmaßnahmen treffen, sondern die Mehrkosten schlicht auf die Mieter umlegen. Dann stünde die Belastung der Mieter nicht mehr in einem angemessenen Verhältnis zum angestrebten Ziel der Emissionsminderung.

Allerdings wird man auch hier dem Gesetzgeber zunächst einen erheblichen Entscheidungsspielraum einräumen müssen. Wegen der dargestellten Risiken dürfte der Gesetzgeber allerdings gehalten sein, die weitere Entwicklung im Auge zu behalten und gegebenenfalls flankierende Regelungen zu treffen, um sicherzustellen, dass Emissionsminderungsmaßnahmen tatsächlich realisiert werden. Dafür kommen flankierende ordnungs- oder auch mietrechtliche Maßnahmen (z.B. Heizkostenspiegel) in Betracht.

Schließlich kann die Angemessenheit der Belastungen für Mieter – wie bei Gebäudeeigentümern – durch einen Ausgleichsanspruch im Sinne einer Härtefallregelung oder im Rahmen des Wohngeldgesetzes abgesichert werden.

5.2.3.4 Fazit

Die allgemeine Handlungsfreiheit schützt die mittelbar durch Preiserhöhung Betroffenen vor unverhältnismäßigen wirtschaftlichen Belastungen durch ein Upstream-ETS, wenn diese so stark werden, dass sie einem ordnungsrechtlichen Eingriff gleichkommen. Das kann – in Abhängigkeit von der Höhe des Preissignals – vor allem bei langfristigen Investitionen, insbesondere bei Produktionsanlagen und Gebäudeheizungen und insbesondere bei Mietern der Fall sein. Bei Kraftfahrzeugen dürfte dies in der Regel dagegen schon deshalb zu verneinen sein,

weil die Betroffenen hier auf Preiswirkungen wegen der kürzeren Investitionszyklen und der leichteren Vermeidbarkeit (z.B. durch Umstieg auf ÖPNV) schneller reagieren können.

Bei mittelbar belasteten Unternehmen ist ein Eingriff in aller Regel gerechtfertigt, weil sie dem Klimaschutz dient und nicht zu unverhältnismäßigen Belastungen führt, weil die Unternehmen die Belastung teils auf Dritte abwälzen, teils durch Emissionsvermeidungsmaßnahmen reduzieren können und verbleibende Belastungen zumutbar sind. Ausgleichsmaßnahmen zum Schutz vor Verlagerungseffekten sind nur erforderlich, wenn hinreichend erkennbar ist, dass es ohne solche Maßnahmen tatsächlich zu relevanten Verlagerungseffekten kommen würde.

Für private Endverbraucher kann es insbesondere im Zusammenhang mit Gebäudeheizungen zu Belastungen kommen, die die Eingriffsschwelle überschreiten. Solche Grundrechtseingriffe sind bis zu einem gewissen Ausmaß ebenfalls im Interesse des Klimaschutzes gerechtfertigt. Der verfassungsrechtlich gebotene Schutz des Existenzminimums, der auch die Gewährleistung einer ausreichenden Heizung umfasst, kann primär durch die Bemessung von Sozialleistungen gesichert werden.

In Einzelfällen könnte ein Upstream-ETS zu so hohen Preissteigerungen bei Heizungs Brennstoffen führen, dass insbesondere älteren Eigenheimbesitzern mit geringem Vermögen weder die erhöhten Brennstoffkosten noch Investitionen in Emissionsvermeidungsmaßnahmen zugemutet werden können. Solche Fälle werden bei ordnungsrechtlichen Regelungen typischerweise durch Härtefallregelungen berücksichtigt. Insoweit ist der Gesetzgeber gehalten, entweder durch Ausgestaltung der Rahmenbedingungen (Cap, flankierende Maßnahmen zur Reduzierung der Nachfrage) dafür zu sorgen, dass der Emissionshandel nur zu moderaten Preissteigerungen führt, oder bereits oberhalb des Existenzminimums Ausgleichsansprüche zu schaffen (z.B. durch eine Heizkostenkomponente beim Wohngeld).

Entsprechendes gilt für die Belastung von Mietern. Hier hat der Gesetzgeber außerdem darauf zu achten, dass die emissionshandelsbedingten Mehrkosten nicht lediglich auf die Mieter abgewälzt werden, ohne dass für Vermieter ein nennenswerter Anreiz zu Investitionsmaßnahmen zur Emissionsvermeidung entsteht. Dafür kommen flankierende Maßnahmen in Betracht.

5.2.4 Allgemeiner Gleichheitssatz (Art. 3 Abs. 1 GG)

5.2.4.1 Schutzbereich und Eingriff

Nach Art. 3 Abs. 1 GG sind alle Menschen vor dem Gesetz gleich. Nach der Rechtsprechung verbietet dieser allgemeine Gleichheitssatz sowohl die Ungleichbehandlung vergleichbarer Sachverhalte²²⁷ als auch die Gleichbehandlung von wesentlich Ungleichem,²²⁸ sofern sie für den Betroffenen zu einer Benachteiligung führt.²²⁹ Art. 3 Abs. 1 GG schützt alle Bereiche, die nicht von speziellen Gleichheitsgrundrechten erfasst werden (vgl. Art. 3 Abs. 3 GG).²³⁰

Auf dem Gebiet des Steuer- und Abgabenrechts folgt aus dem Gleichheitsgebot der Grundsatz der Steuergerechtigkeit bzw. der Belastungsgleichheit.²³¹ Hieraus hat die Rechtsprechung den

²²⁷ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 3, Rn. 1, 7 m.w.N.

²²⁸ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 3, Rn. 8.

²²⁹ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 3, Rn. 10.

²³⁰ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 3, Rn. 4.

²³¹ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 3, Rn. 44.

Grundsatz der Folgerichtigkeit abgeleitet, wonach eine getroffene Belastungsentscheidung folgerichtig im Sinne der Belastungsgleichheit umzusetzen ist.²³²

Für die Besteuerungsgleichheit kommt es auf die Eigenart der jeweiligen Steuer an. Bei indirekten Steuern ist nach dem Ökosteuer-Urteil nicht nur dem Gedanken einer möglichst gleichmäßigen Belastung des Steuerschuldners Rechnung zu tragen, vielmehr ist auch der End- oder Letztverbraucher, der die indirekte Steuerlast – über eine oder mehrere Handelsstufen vermittelt – tragen soll, in den Blick zu nehmen.²³³

Das lässt sich auch auf ein Upstream-ETS übertragen. Wie eine Steuer oder eine sonstige Abgabe bewirkt der Upstream-ETS in erster Linie eine wirtschaftliche Belastung, die wie bei der Energiesteuer und anderen Verbrauchsteuern auf Dritte abgewälzt werden soll. Wie eine sogenannte Lenkungssteuer dient ein Upstream-ETS nicht oder jedenfalls nicht primär der Erzielung von Einnahmen, sondern der Verhaltenssteuerung durch wirtschaftliche Anreize.

Demnach kommt es nicht nur auf die gleichmäßige Belastung der abgabepflichtigen Brennstofflieferanten, sondern auch auf die gleichmäßige Belastung der Brennstoffverbraucher an.

Die Feststellung eines Verstoßes gegen den Gleichheitssatz setzt stets voraus, dass zwei oder mehrere Gruppen gebildet werden, die entweder hinsichtlich eines Merkmals miteinander vergleichbar sind, aber von einer rechtlichen Regelung unterschiedlich behandelt werden, oder die von einer rechtlichen Regelung gleich behandelt werden, obwohl sie sich wesentlich unterscheiden.

Daraus folgt, dass sich bei Regelungen mit unterschiedlichen Adressaten eine Vielzahl von Konstellationen und Vergleichsgruppen bilden lässt, bei denen jeweils speziellen Besonderheiten der beiden Vergleichsgruppen zu würdigen sind. Darauf wird unten anhand typischer Vergleichsfälle eingegangen (unten 5.2.4.3).

Das Gleichbehandlungsgebot gilt nur für den Zuständigkeitsbereich des jeweiligen Normgebers. Ein Land verletzt den Gleichheitssatz daher nicht deshalb, weil ein anderes Land den gleichen Sachverhalt anders behandelt.²³⁴

Der Einführung eines nationalen Upstream-ETS steht es daher nicht entgegen, wenn Wettbewerber in anderen EU-Ländern keinem Upstream-ETS unterworfen sind. Insoweit ist der Schutzbereich des Art. 3 GG nicht berührt. Das schließt es freilich nicht aus, dass eine solche Ungleichbehandlung wegen Verlagerungseffekten (carbon leakage) zu einem Eingriff in Freiheitsgrundrechte führt (dazu oben 5.2.3.3.1).

5.2.4.2 Rechtfertigung

Ungleichbehandlungen können durch hinreichend gewichtige Gründe gerechtfertigt sein.²³⁵ Dabei kommt als Differenzierungsgrund jede vernünftige Erwägung in Betracht. Es ist grundsätzlich Sache des Gesetzgebers, diejenigen Sachverhalte auszuwählen, an die er dieselben Rechtsfolgen knüpft.²³⁶

²³² Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 3, Rn. 46.

²³³ BVerfGE 110, 274, 292.

²³⁴ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 3, Rn. 9 m.w.N.

²³⁵ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 3, Rn. 14.

²³⁶ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 3, Rn. 15.

Die Rechtfertigungsanforderungen reichen je nach Regelungsgegenstand und Differenzierungsmerkmalen vom reinen Willkürverbot bis hin zu einer strengen Bindung an Verhältnismäßigkeitserfordernisse. Dafür hat die Rechtsprechung Zuordnungskriterien entwickelt:

Eine eher strenge Prüfung ist geboten, wenn verschiedenen Personengruppen und nicht nur verschiedene Sachverhalte ungleich behandelt werden, insbesondere wenn die Benachteiligten die Zugehörigkeit zu einer Gruppe nicht oder nur schwer beeinflussen können, z.B. weil personengebundene Merkmale zur Differenzierung verwendet werden.²³⁷

Weiter ist eine intensivere Prüfung erforderlich, wenn Grundrechte beeinträchtigt werden, während im Bereich der gewährenden Staatstätigkeit eine großzügigere Prüfung genügt.²³⁸ Auch aus dem Sozialstaatsprinzip können sich Einschränkungen ergeben.²³⁹

Eine eher großzügige Prüfung ist geboten bei komplexen Zusammenhängen, insbesondere solange noch Erfahrungen gesammelt werden müssen, sowie bei wirtschaftslenkenden und wirtschaftsordnenden Maßnahmen. Bedeutsam ist auch, wieweit im Zeitpunkt der Entscheidung ein hinreichend sicheres Urteil möglich ist.²⁴⁰

Typisierung und Generalisierung von Sachverhalten bilden einen ausreichenden Differenzierungsgrund.²⁴¹

Im Steuerrecht hat der Gesetzgeber bei der Auswahl des Steuergegenstandes, der Höhe des Steuersatzes und dem Abbau von Steuervergünstigungen einen weiten Spielraum.²⁴² Außerdem verfügt er über einen großen Gestaltungsspielraum, wenn er ein bestimmtes Verhalten der Bürger fördern bzw. einschränken will, wie z. B. die Eindämmung ökologisch unerwünschten Verhaltens durch die Besteuerung von Verbrauchsgegenständen.²⁴³ Er darf allerdings wegen des Gleichheitsgebotes seine Vergünstigungen bzw. Belastungen nicht unsachgemäß oder willkürlich verteilen.²⁴⁴

5.2.4.3 Einzelne Fragestellungen

Hieraus ergeben sich im Falle der Einführung eines Upstream-Emissionshandels für unterschiedliche Vergleichsgruppen folgende Überlegungen:

5.2.4.3.1 Einbezogene und nicht einbezogene Akteure

Eine Ungleichbehandlung kann sich daraus ergeben, dass die eine Gruppe in den Anwendungsbereich des Emissionshandels einbezogen ist, während dies bei einer vergleichbaren Gruppe nicht der Fall ist.

Bei einem Upstream-Emissionshandel wäre Anknüpfungspunkt für die Einbeziehung die jeweilige Brennstoffart. Wie bei der Energiesteuer kann hier an die in der Kombinierten Nomenkla-

²³⁷ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 3, Rn. 19, 19a.

²³⁸ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 3, Rn. 21, 21 a.

²³⁹ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 3, Rn. 22.

²⁴⁰ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 3, Rn. 22.

²⁴¹ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 3, Rn. 30.

²⁴² Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 3, Rn. 24.

²⁴³ BVerfGE 110, 274 (293); BVerfGE 118, 79 (101).

²⁴⁴ BVerfGE 110, 274 (293); BVerfGE 118, 79 (101).

tur definierten Brennstofftypen angeknüpft werden.²⁴⁵ Soweit diese hinsichtlich ihrer Verwendungszwecke nicht spezifisch genug sind, müsste (ähnlich wie im Energiesteuergesetz) der Verwendungszweck so näher eingegrenzt werden, dass die Sektoren, für die ein Upstream-ETS eingeführt werden soll (z.B. private Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Industrie, die nicht dem Downstream-ETS unterliegt, ggf. Verkehr) entsprechend erfasst werden.

Zum Downstream-ETS hat der EuGH in seiner Arcelor-Entscheidung von 2008²⁴⁶ festgestellt, dass es nicht gegen den Gleichheitsgrundsatz verstößt, dass Anlagen des Stahlsektors, nicht aber solche der Kunststoff- und der Aluminiumindustrie emissionshandelspflichtig sind, obwohl ihre Produkte (teilweise) miteinander im Wettbewerb stehen.

Der EuGH hat die Begrenzung des Anwendungsbereiches der Richtlinie durch ein sektorbezogenes Vorgehen als grundrechtskonform betrachtet.²⁴⁷ Dadurch solle vermieden werden, dass die verwaltungstechnische Durchführbarkeit des ETS in seiner Anfangsphase durch die Einbindung einer zu großen Zahl von Teilnehmern unmöglich gemacht wird.²⁴⁸ Außerdem sei der Unterschied der Menge direkter Emissionen zwischen dem Stahlsektor und den beiden anderen Sektoren (Chemie- und Aluminiumsektoren) so erheblich, dass einer Differenzierung nichts entgegenstünde.²⁴⁹

Diese Rechtsprechung ist auch auf die Einführung eines Upstream-ETS übertragbar. Es sind keine Gründe dafür erkennbar, dass eine schrittweise Einführung eines Upstream-ETS anders als diejenige eines Downstream-ETS zu beurteilen wäre. Sollte ein Upstream-ETS dauerhaft auf bestimmte Sektoren oder Brennstoffarten beschränkt werden, müsste sich die Beschränkung durch einen sachlichen Grund rechtfertigen lassen. Hier muss dem Gesetzgeber ein weiterer Gestaltungsspielraum eingeräumt werden. Insbesondere kann er vergleichbare Treibhausgasemissionen der nicht einbezogenen Sektoren durch andere Instrumente (z.B. Energiesteuer) belasten.

5.2.4.3.2 Gleichbehandlung gleicher Emissionsmengen

Das Upstream-ETS beruht auf dem Grundprinzip, dass für jede in den Verkehr gebrachte Brennstoffeinheit mit vergleichbarem Treibhausgasemissionspotenzial ein Emissionszertifikat abzugeben ist. Es setzt also voraus, dass die für Brennstoffe mit unterschiedlichem Emissionspotenzial abzugebenden Zertifikatmengen dem jeweiligen Emissionspotenzial entsprechen. Ein Upstream-Emissionshandel entspricht danach grundsätzlich dem Gleichheitssatz, solange dieses Prinzip eingehalten wird.

Wenn deshalb die Verwendung emissionsintensiver Brennstoffe oder ein höherer Brennstoffverbrauch zu höheren emissionshandelsbedingten Belastungen führt, liegt darin zunächst keine Ungleichbehandlung im Rechtssinn.

²⁴⁵ Vgl. dazu oben 3.3.1 mit Fußnote 34.

²⁴⁶ EuGH, Urt. v. 16.12.2008, Rs. C-127/07.

²⁴⁷ EuGH, Urt. v. 16.12.2008, Rs. C-127/07 - Leitsätze, Eur-Lex, Rn. 71.

²⁴⁸ EuGH, Urt. v. 16.12.2008, Rs. C-127/07, Rn. 65 u. 71.

²⁴⁹ EuGH, Urt. v. 16.12.2008, Rs. C-127/07, Rn. 72.

Allerdings kann ein Betroffener stets geltend machen, diese Gleichbehandlung verstoße gegen den Gleichheitssatz, wenn in anderer Hinsicht wesentliche Unterschiede und deshalb wesentlich ungleiche Sachverhalte vorliegen.

Zum Downstream-ETS hat beispielsweise der Betreiber eines Braunkohlekraftwerks eine höhere kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen mit der Begründung verlangt, dass die Emission einer Tonne Kohlendioxid aus einem Braunkohlekraftwerk nicht mit der gleichen Belastung verbunden sein dürfe wie dieselbe Emission aus einem Gaskraftwerk, weil Braunkohlekraftwerke auf Grund der unveränderlichen Eigenschaften des Brennstoffs ein geringeres Emissionsminderungspotenzial besäßen. Das Bundesverwaltungsgericht hat hier die Frage offen gelassen, ob überhaupt eine Ungleichbehandlung von Braunkohle- und anderen Kraftwerken vorliegt. Es hat aber im Ergebnis die Rechtfertigung dieser Ungleichbehandlung bejaht.²⁵⁰

Die Rechtfertigung der mit einer Gleichbehandlung gleicher Emissionsmengen unter Umständen verbundene ungleiche Belastung unterschiedlicher Tätigkeiten mit unterschiedlichem Emissionsminderungspotenzial ergibt sich daraus, dass der Emissionshandel zur Erreichung des Minderungsziels gerade emissionsintensive Tätigkeiten stärker belasten muss als weniger emissionsintensive. Anderenfalls würde der Emissionshandel einen Wechsel zu weniger emissionsintensiven Tätigkeiten unattraktiv machen und sein Ziel jedenfalls teilweise verfehlen.²⁵¹ Außerdem würde jede Entlastung emissionsintensiver Tätigkeiten zur Erreichung desselben Emissionsminderungsziels zu einer stärkeren Belastung weniger emissionsintensiver Tätigkeiten führen.²⁵²

5.2.4.3.3 Doppelbelastung durch Upstream- und Downstream-ETS

Aus den Vorgaben der EHRL ergibt sich, dass ein nationaler Upstream-Emissionshandel parallel zu bestehenden Downstream-Emissionshandel eingeführt werden müsste (siehe oben 5.1.1.1). Damit ergibt sich die Gefahr einer Doppelbelastung, wenn der Betreiber einer dem Downstream-ETS unterworfenen Anlage Brennstoffe einsetzt, die bereits dem Upstream-ETS unterlagen. Darin liegt eine Ungleichbehandlung, weil ein solcher Betreiber dann für die Emissionen des Brennstoffs, für das er über die Abwälzung der Kosten des Upstream-ETS bereits Inverkehrbringenszertifikate finanziert hat, nochmals Emissionszertifikate abgeben muss.

Eine solche Doppelbelastung wäre nur zulässig, wenn sie durch einen sachlichen Grund gerechtfertigt werden könnte.

Gegen die Möglichkeit der Rechtfertigung einer Doppelbelastung spricht, dass die besondere volkswirtschaftliche Effizienz des Emissionshandels gerade darin liegt, dass Marktmechanismen zu einem Ausgleich der Grenzvermeidungskosten aller Akteure führt, so dass das vorgegebene Emissionsziel zu den niedrigsten Kosten erreicht werden kann (vgl. zur statischen Effizienz oben 4.2). Jede Doppelbelastung einzelner Akteure würde hier zu einer Marktverzerrung führen, weil die Vermeidung doppelt belasteter Emissionen wirtschaftlich günstiger wäre als die Vermeidung derselben Emissionen, die nur einfach mit Zertifikaten belastet werden.

Gleichwohl ist eine Doppelbelastung nicht per se ausgeschlossen. Der Gesetzgeber ist nicht verpflichtet, ein rein ökonomisches oder ein rein ordnungsrechtliches Modell umzusetzen. Er darf

²⁵⁰ BVerwG, Urt. v. 10.10.2012, 7 C 10.10, Rn. 74.

²⁵¹ BVerwG, Urt. v. 10.10.2012, 7 C 10.10, Rn. 74.

²⁵² BVerwG, Urt. v. 10.10.2012, 7 C 10.10, Rn. 77.

bewusst Marktverzerrungen herbeiführen, soweit dies einem legitimen Ziel dient und zur Erreichung dieses Ziels geeignet, erforderlich und angemessen ist. Dem vorliegenden Bericht lässt sich indes ein entsprechendes Ziel nicht entnehmen (vgl. oben 4).

Ein möglicher Rechtfertigungsgrund für Doppelbelastungen in Teilbereichen kann der Abgrenzungsaufwand sein.²⁵³ Die Vermeidung einer Doppelbelastung ist stets mit administrativem Aufwand verbunden, da die verschiedenen Brennstoffströme, die jeweils dem Upstream-ETS oder dem Downstream-ETS unterliegen, voneinander abgegrenzt, mengenmäßig erfasst und nachvollziehbar belegt werden müssen. Es muss jeweils über die Verkehrs- oder Verbrauchsmengen der Brennstoffe berichtet und es müssen Abgrenzungs- oder Ausgleichsmechanismen entwickelt werden. Die Belastung mit dem dafür erforderlichen Aufwand kann bei kleinen Brennstoffströmen höher sein als die Doppelbelastung durch Upstream- und Downstream-ETS. Hier können Doppelbelastungen unterhalb gewisser Bagatellgrenzen gerechtfertigt sein.

Die verfassungsrechtliche Bewertung einer Doppelbelastung durch Upstream- und Downstream-ETS müsste gegebenenfalls durch die Bewertung der Belastung durch die Energiesteuer ergänzt werden. Dafür müsste für jede Vergleichsgruppe geprüft werden, ob und inwieweit die Energiesteuer ebenfalls Klimaschutzzwecke oder andere Ziele verfolgt, die auch bei einem Upstream-ETS berücksichtigt werden sollen. Sollte der Gesetzgeber in der Vergangenheit etwa eine besondere Belastung eines Energieträgers durch dessen besondere Klimarelevanz begründet haben, könnte diese energiesteuerrechtliche Differenzierung ihre Rechtfertigung verlieren, wenn sie inzwischen ausreichend durch ein Upstream-ETS erreicht wird. Solche Einwände betreffen allerdings eher die Verfassungsmäßigkeit der Energiesteuer als diejenige des Upstream-ETS. Gleichwohl könnte die Einführung des Upstream-ETS auf diese Weise eine Überprüfung des Energiesteuergesetzes erforderlich machen.

Im Ergebnis ist damit eine Mehrfachbelastung durch Upstream- und Downstream-ETS sowie eine Energiesteuer nicht von vornherein ausgeschlossen. Sie widerspricht aber der Intention eines ETS, über Marktmechanismen eine Emissionsreduzierung zu den volkswirtschaftlich geringsten Kosten zu ermöglichen. Gleichwohl kann eine Doppelbelastung zu anderen Zwecken bewusst vorgesehen oder in Kauf genommen werden. Sie bedarf aber einer besonderen sachlichen Rechtfertigung.

5.2.4.3.4 Belastungsgleichheit und Preiswirkungen

Aus dem Gleichheitssatz könnten sich Grenzen für die unterschiedliche Belastung unterschiedlicher Brennstoffverbraucher durch Marktmechanismen ergeben.

Für mittelbar Betroffene, insbesondere für Brennstoffverbraucher kann eine Ungleichbehandlung dadurch entstehen, dass die unterschiedlichen Rahmenbedingungen des Marktes für die Ab- und Weiterwälzung der emissionshandelsbedingten Kosten dazu führen, dass verschiedene Brennstoffverbraucher für vergleichbare Emissionen mit erheblich verschiedenen emissionshandelsbedingten Mehrkosten belastet werden.

In einem solchen Fall ist die Ungleichbehandlung allerdings nicht dem Upstream-ETS zuzurechnen, sondern den Rahmenbedingungen des Marktes. Deshalb liegt darin jedenfalls kein

²⁵³ Vgl. zur Zulässigkeit von Typisierungen bei Massenerscheinungen einschließlich der dadurch für Grenzfälle bedingten Härten in Einzelfällen *Jarass*, in: *Jarass/Pieroth*, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 3 Rn. 30 m.H.a. BVerfGE 77, 308, 338.

gezielter staatlicher Eingriff in das Gleichheitsgrundrecht durch ein Upstream-ETS (vgl. zu den Voraussetzungen für das Vorliegen eines faktischen und mittelbaren Grundrechtseingriffs oben 5.2.1.2.2 bis 5.2.1.2.7 und 5.2.3.2). Wenn gleichwohl eine erhebliche faktische Ungleichbehandlung auftreten sollte, wäre diese auf Marktverzerrungen zurückzuführen, die mit den Mitteln des Wettbewerbsrechts bekämpft werden müssten. Falls das Wettbewerbsrecht dazu keine geeigneten Instrumente bereithält, stünde die Vereinbarkeit des Wettbewerbsrechts mit dem Grundgesetz in Frage (vgl. oben 5.2.1.2.5).

5.2.4.3.5 Kompensationen und Vergünstigungen (kostenlose Zuteilung)

Ungleichbehandlungen können ferner auftreten, wenn Betroffenen im Zusammenhang mit einem Upstream-ETS unterschiedliche Vergünstigungen gewährt werden, beispielsweise durch kostenlose Zuteilung von Zertifikaten oder durch Entlastungen bei der Energiesteuer.

Zur Vereinbarkeit solcher Ungleichbehandlungen mit Art. 3 GG kann wiederum auf Rechtsprechung zum Downstream-ETS und zur Energiesteuer zurückgegriffen werden.

In der TEHG-Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts ging es darum, ob der Gesetzgeber eine Sonderzuteilung für frühzeitige Emissionsminderungen zeitlich so beschränken durfte, dass für vor 1994 durchgeführte Modernisierungsmaßnahmen keine Vergünstigung mehr gewährt wird. Das Bundesverfassungsgericht hielt die Differenzierung für gerechtfertigt. Dem Gesetzgeber stehe ein weiter Gestaltungsspielraum zu. Das ergebe sich zum einen aus dem Vergünstigungscharakter der Regelung. Zum anderen habe der Gesetzgeber auch seinen Spielraum bei der Festsetzung von Stichtagen nicht überschritten.²⁵⁴

Die Ungleichbehandlung durch die sog. Veräußerungskürzung für Strom erzeugende Energieanlagen (§ 19 f. ZuG 2012), von der (auch Strom erzeugende) Industrieanlagen nicht betroffen sind, hat die Rechtsprechung ebenfalls gebilligt, weil ein hinreichender Differenzierungsgrund vorlag. Auch hier ist die Rechtsprechung von einem weiten Gestaltungsspielraum des Gesetzgebers ausgegangen. Er durfte von einem hohen Einpreisungsgrad in der Stromwirtschaft ausgehen und die kostenlose Zuteilung deshalb reduzieren, während er bei Produkten von Industrieanlagen einen starken internationalen Wettbewerb mit Anbietern, die nicht dem Emissionshandel unterliegen, unterstellen und deshalb relativ mehr Berechtigungen kostenlos zuteilen durfte.²⁵⁵

Auch die Rechtsprechung zur Energiesteuer bestätigt den weiten Gestaltungsspielraum des Gesetzgebers. So hat das Bundesverfassungsgericht im Ökosteuer-Urteil verschiedene differenzierende Regelungen zur Steuerbegünstigung nicht beanstandet und eine Ausweitung von Steuerbegünstigungen zugunsten der klagenden Kühlhausbetreiber und Transportunternehmen nicht für erforderlich gehalten.²⁵⁶ Entsprechendes gilt für die Kammerbeschlüsse zu Bio- und Pflanzenölkraftstoffen.²⁵⁷

Daraus kann geschlossen werden, dass die Rechtsprechung dem Gesetzgeber auch bei der Ausgestaltung von Kompensationsregeln im Rahmen eines Upstream-Emissionshandels, sei es

²⁵⁴ BVerfGE, 118, 79, 104.

²⁵⁵ BVerwG, Urt. v. 10.10.2012, 7 C 8.10, Rn. 50 bis 58; VG Berlin, Urt. v. 13.04.2010, 10 K 27.09, Rn. 164 f.

²⁵⁶ BVerfGE 110, 274, 291 bis 303.

²⁵⁷ BVerfG, Beschl. v. 25.07.2007, 1 BvR 1031/07, Rn. 61 ff.; Beschl. v. 04.11.2010, 1 BvR 1981/07, Rn. 36 ff.

durch kostenlosen Zuteilungen, sei es durch andersartige Vergünstigungen, grundsätzlich einen weiten Gestaltungsspielraum zubilligen würde.

Dieser Gestaltungsspielraum würde sich allerdings verengen, wenn eine Ungleichbehandlung mit intensiven Grundrechtseingriffen verbunden wäre. Das käme allenfalls bei einer wohl kaum zu erwartenden erheblichen Verteuerung der Heizkosten für den selbst genutzten Wohnraum in Betracht (dazu oben 5.2.3.3). In einem Fall der Überschneidung von Eingriffen in Art. 2 und Art. 3 GG wäre darauf abzustellen, welches Grundrecht nach seinem Sinngehalt die stärkere sachliche Beziehung zu dem zu prüfenden Sachverhalt besitzt.²⁵⁸ Für mittelbar belastete Privatpersonen liegt weder zum Downstream-ETS noch zur Energiesteuer Rechtsprechung vor.

Ungleichbehandlungen durch Marktverzerrungen wären auch hier nicht erfasst, da sie nicht auf dem Upstream-ETS, sondern auf den ggf. nicht ausreichend regulierten Wettbewerbsverhältnissen beruhen (dazu oben 5.2.4.3.4). Sonstige hinreichend erhebliche Ungleichbehandlungen, etwa dass wegen eines unterschiedlichen Emissionsminderungspotenzials verschiedener Heizungstypen eine differenzierende Belastung notwendig wäre, sind nicht ersichtlich.

5.2.4.4 Fazit

Der Gleichbehandlungsgrundsatz steht der Einführung eines Upstream-ETS nicht entgegen. Der Gesetzgeber verfügt insoweit über einen weiten Gestaltungsspielraum, der auch differenzierende Regelungen zulässt, solange sie sich durch einen vernünftigen Grund rechtfertigen lassen und nicht willkürlich sind.

Eine schrittweise Einführung eines Upstream-ETS ist zulässig, wenn eine spätere Ausdehnung auf vergleichbare Emissionen erfolgen soll oder für vergleichbare Emissionen andere Instrumente zur Emissionsreduzierung eingesetzt werden.

Die verfassungsrechtlich gebotene Gleichbehandlung wird grundsätzlich dadurch gewährleistet, dass für dieselben zu erwartenden Emissionsmengen eines Brennstoffs dieselben Zertifikatmengen abzugeben sind. Weitere Differenzierungen sind zulässig, sofern sie durch sachliche Gründe gerechtfertigt sind (z.B. unterschiedliches Emissionsminderungspotenzial); es ist aber nichts dafür ersichtlich, dass weitere Differenzierungen geboten wären.

Eine Doppelbelastung von Emittenten durch Upstream- und Downstream-ETS ist nicht von vornherein ausgeschlossen. Sie widerspricht aber der Intention eines ETS, über Marktmechanismen eine Emissionsreduzierung zu den volkswirtschaftlich geringsten Kosten zu ermöglichen. Gleichwohl kann eine Doppelbelastung zu anderen Zwecken bewusst vorgesehen oder in Kauf genommen werden. Sie bedarf aber einer besonderen sachlichen Rechtfertigung.

Faktische Ungleichbehandlungen mittelbar Betroffener infolge von Marktverzerrungen stehen der Einführung eines Upstream-ETS nicht entgegen, weil sie nicht dem staatlichen Upstream-ETS zuzurechnen sind. Ihnen kann und muss gegebenenfalls mit Mitteln des Wettbewerbsrechts begegnet werden.

Für etwaige Ungleichbehandlungen durch staatliche Vergünstigungen einzelner Beteiligter verfügt der Gesetzgeber über einen besonders weiten Gestaltungsspielraum. Er ist aber nicht verpflichtet, solche Vergünstigungen zu gewähren.

²⁵⁸ Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 3, Rn. 3.

5.3 Vereinbarkeit mit der Finanzverfassung

Da die Allokation der Zertifikate gegen Entgelt (z.B. durch Versteigerung) vorgesehen ist (oben 3.5.), ist deren Vereinbarkeit mit den Vorgaben der Finanzverfassung (Art. 104a GG) zu prüfen.

Insoweit wird seitens der juristischen Literatur teilweise eingewandt, dass eine Veräußerung von Zertifikaten als unzulässige nicht steuerliche Abgabe gegen das Prinzip des Steuerstaates verstoße. Insoweit fehle eine besondere sachliche Rechtfertigung für ein kostenpflichtiges Verteilungsverfahren.²⁵⁹

Durch die Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts zum Downstream-ETS ist die finanzverfassungsrechtliche Zulässigkeit der Versteigerung von Emissionszertifikaten weitgehend gerichtlich geklärt.²⁶⁰ Das Bundesverfassungsgericht hat sich mit der Frage allerdings noch nicht befasst.

Zunächst entfaltet die Finanzverfassung ihre Begrenzungs- und Schutzfunktion auch gegenüber einem ETS. Die kompetenzrechtlichen Regelungen des Art. 104 a GG verlören ihren Sinn und ihre Funktion, wenn unter Rückgriff auf die Sachgesetzgebungskompetenzen von Bund und Ländern beliebig nichtsteuerliche Abgaben begründet werden könnten und damit zugleich ein weiterer Zugriff auf die Ressourcen der Bürger eröffnet würde. Die Auferlegung nichtsteuerlicher Abgaben wird danach grundsätzlich begrenzt durch das Erfordernis eines besonderen sachlichen Rechtfertigungsgrundes, der einerseits eine deutliche Unterscheidung gegenüber den Steuern ermöglicht und andererseits auch im Hinblick auf die zusätzliche Belastung neben den Steuern geeignet ist, der Belastungsgleichheit der Abgabepflichtigen Rechnung zu tragen.²⁶¹ Zudem ist der Grundsatz der Vollständigkeit des Haushalts hinreichend zu berücksichtigen.²⁶² Das gilt auch für die Veräußerung von Zertifikaten. Sie ist zwar keine einseitig auferlegte Geldleistungspflicht und damit keine Abgabe, sie steht aber funktional einer Preissteuerung durch Umweltabgaben gleich.²⁶³

Die besondere sachliche Rechtfertigung ergibt sich aus dem Gedanken der Vorteilsabschöpfung. Dem Zertifikatekäufer wird ein Sondervorteil zuteil, weil ihm das Zertifikat die Nutzung der Ressource Luft zur Emission von Treibhausgasen ermöglicht.²⁶⁴

Diese Rechtsprechung lässt sich ohne weiteres auf den Upstream-ETS übertragen. Zwar erwirbt sind die Zertifikate in einem Upstream-ETS keine Emissionszertifikate im engeren Sinn, die dem Inhaber des Zertifikats eine Emissionsbefugnis verleihen. Vielmehr handelt es sich um Inverkehrbringenzertifikate, die an das Inverkehrbringen des Brennstoffs gekoppelt sind. Letztlich führen aber auch die Zertifikate des Upstream-ETS gezielt zu einer wirtschaftlichen Belastung der mit dem Brennstoffverbrauch verbundenen Treibhausgasemission. Rechtsgrund der Belastung ist damit die Treibhausgasemission. Der unmittelbare Sondervorteil der Zertifikatepflichtigen besteht darin, dass sie Brennstoffe auch an Nichtzertifikatspflichtige verkaufen dürfen.

²⁵⁹ Vgl. exemplarisch *Burgi/Selmer*, Verfassungswidrigkeit einer entgeltlichen Zuteilung von Emissionszertifikaten, 2007.

²⁶⁰ BVerwG, Urt. v. 10.10.2012, 7 C 10.10, Rn. 38 ff.

²⁶¹ BVerwG, Urt. v. 10.10.2012, 7 C 10.10, Rn. 39.

²⁶² BVerwG, Urt. v. 10.10.2012, 7 C 10.10, Rn. 39 m.H.a. BVerfG, Beschl.v. 12.05.2009, BVerfGE 123, 132, 141.

²⁶³ BVerwG, Urt. v. 10.10.2012, 7 C 10.10, Rn. 38 ff. m.H.a. *Sacksofsky*, Rechtliche Möglichkeiten des Verkaufs von Emissionsberechtigungen, 2008.

²⁶⁴ BVerwG, Urt. v. 10.10.2012, 7 C 10.10, Rn. 41 ff.

Mittelbar und wirtschaftlich steht dahinter der Sondervorteil der Erwerber, die Brennstoffe zur Verbrennung einsetzen und dadurch Treibhausgase emittieren zu dürfen.

Im Ergebnis steht damit die Finanzverfassung der Einführung eines Upstream-ETS nicht entgegen.

5.4 Zusammenfassung der juristischen Bewertung und Zwischenergebnis

1. Insgesamt stehen Unions- und Verfassungsrecht der Einführung eines Upstream-ETS nicht entgegen. Für seine Ausgestaltung ergeben sich jedoch Grenzen vor allem aus dem EU-Beihilferecht und den Grundrechten.
2. Die vollständige kostenlose Zuteilung von Zertifikaten an die Abgabepflichtigen als Regel-Allokationsmethode um Umsatzeinbußen zu kompensieren wäre nicht zweckmäßig und deshalb auch mit dem Beihilferecht nicht vereinbar. Umsatzeinbußen sind sowohl bei den Abgabepflichtigen auf der ersten Stufe als auch bei den Zwischenhändlern denkbar. Eine kostenlose Zuteilung käme aber allein den Zertifikatepflichtigen zu Gute, ohne nachgelagerte Zwischenhändler zu entlasten.
3. Teilweise kostenlose Zuteilungen wären zwar prinzipiell zur Kompensation von Absatzeinbußen besonders belasteter Zertifikatepflichtiger denkbar. Sie würden aber nur die Zertifikatepflichtigen selbst, nicht deren Abnehmer (Zwischenhändler, Endkunden) treffen (s.o.). Sie wären deshalb beihilferechtlich nur zu rechtfertigen, wenn die besondere Belastung nur die Zertifikatepflichtigen trifft oder andere, gleichermaßen Betroffene auf andere Weise entlastet werden.
4. Soweit ein Upstream-ETS mit anderen Kompensationen für besonders Betroffene (z.B. Steuerentlastungen für Unternehmen mit erheblichem Verlagerungsrisiko) verbunden wird, sind die jeweiligen Kompensationen nach Maßgabe der dafür jeweils geltenden Vorschriften auf ihre Vereinbarkeit mit dem EU-Beihilferecht zu prüfen.
5. Solange emissionshandelsbedingte Erhöhungen der Brennstoffpreise bei privaten Endverbrauchern nur zu einem im Vergleich zu den sonstigen Lebenshaltungskosten vertretbaren Anstieg der Heizkosten und bei Unternehmen nur zu einem im Vergleich mit den sonstigen Produktionskosten vertretbaren Anstieg dieser Kosten führt, ist eine Grundrechtsverletzung nicht zu besorgen.
6. Die Grundrechte verpflichten den Gesetzgeber, die Auswirkungen eines Upstream-ETS auf bestimmte, potenziell besonders belastete Gruppen zu beobachten und ggf. Kompensationsregelungen oder sonstige flankierende Regelungen zu treffen, um etwaige übermäßige Belastungen zu vermeiden.
7. Wenn die Einführung eines Upstream-ETS zu einem drastischen Anstieg der Heizkosten für private Endverbraucher führt, kann darin ein unverhältnismäßiger faktischer und mittelbarer Eingriff in Grundrechte von Eigentümern und Mietern liegen, wenn diese den Kostenanstieg aufgrund ihrer individuellen Verhältnisse nicht in zumutbarer Weise durch Emissionsminderungsmaßnahmen vermeiden können. Zur Erhaltung der freiheitssichernden Funktion des Eigentums ist dann eine Kompensation dieser Belastung, gegebenenfalls im Rahmen von Einzelfallprüfungen (Härtefälle) auch oberhalb des Existenzminimums geboten.
8. Sofern die Einführung eines Upstream-ETS in Verbindung mit Marktmechanismen zu einer überproportionalen und unzumutbaren Belastung bestimmter Brennstoffverbraucher -

wie insbesondere Mietern - führt, die emissionshandelsbedingte Mehrkosten nicht oder nur mit unverhältnismäßigem Aufwand vermeiden können (z.B. unzumutbarer Umzug in emissionsarm beheizte Mieträume), ist der Gesetzgeber verpflichtet, flankierende belastungsmindernde Regelungen zu treffen. Dafür kommen neben Kompensationen für die Betroffenen auch ordnungsrechtliche Verpflichtungen oder sonstige flankierende Regelungen in Betracht, um beispielsweise Vermieter zu Emissionsminderungsmaßnahmen zu verpflichten oder zu motivieren, um langfristig Brennstoffkosten zu reduzieren.

9. Sollte sich herausstellen, dass der emissionshandelsbedingte Anstieg der Brennstoffkosten für bestimmte Unternehmen zu Verlagerungseffekten führt, sollte der Gesetzgeber prüfen, ob er im Rahmen des beihilferechtlich Zulässigen (dazu oben 3.) geeignete Kompensationsregelungen treffen kann.

10. Im Verhältnis zum EU-Downstream ETS darf ein nationales Upstream-ETS, das auf eine Ausdehnung des ETS auf dem Downstream-ETS nicht unterliegende Sektoren und nicht gezielt auf eine besonders gerechtfertigte Doppelbelastung gerichtet ist, grundsätzlich nicht zu einer Doppelbelastung für einzelne Gruppen führen. Das wäre ein unverhältnismäßiger Eingriff in deren Freiheitsgrundrechte und eine ungerechtfertigte Ungleichbehandlung der doppelt Belasteten.

11. Ein nationales Upstream-ETS kann parallel neben dem EU-Downstream ETS eingeführt werden. Ein nationales Upstream-ETS darf aber keine Ausnahmen von zwingenden Vorgaben des EU-Downstream-ETS gestatten. Die zur Vermeidung von Doppelbelastungen erforderlichen Regelungen müssen deshalb im Rahmen des Upstream-ETS getroffen werden.

12. Ein nationales Upstream-ETS kann nach Billigung der Kommission im dafür vorgesehenen Regelungsausschussverfahren in das EU-Downstream-ETS einbezogen werden. Die Einbeziehung unterliegt einer uneingeschränkten Rechts- und Zweckmäßigkeitkontrolle der Kommission.

6 Schlussfolgerungen

Die vorliegende Studie analysiert eine mögliche Ausweitung des Emissionshandels auf neue Sektoren und Kleinemittenten. Basierend auf einer Literaturstudie über die Erfahrungen in anderen Ländern werden in dieser Studie die relevanten Ausgestaltungsoptionen für die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems in Deutschland untersucht und die Möglichkeiten zur Ausgestaltung ökologisch, ökonomisch und juristisch bewertet. Der Fokus der Analyse liegt dabei auf den energiebedingten CO₂-Emissionen. Folgende Punkte lassen sich zusammenfassen:

- Die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems ist juristisch möglich und administrativ mit überschaubarem Aufwand umzusetzen.
- Dies steht im Einklang mit dem Befund der Literaturanalyse, die auch für andere Länder derartige Hybridsysteme beschreibt. In einem Hybridsystem unterliegen große Anlagen weiterhin einem Downstream-Emissionshandel und ein Upstream-Emissionshandelssystem erfasst Sektoren mit vielen kleinen Emittenten.
- Wenn sich die Politik in Deutschland und/oder in der EU für die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems für bislang nicht erfasste Emissionen entscheidet, wird empfohlen ebenfalls ein solches Hybrid-System einzuführen.
- Aus juristischer Perspektive ist es notwendig, den bestehenden Downstream-Emissionshandel so zu belassen wie er ist. Eine mögliche Doppelregulierung muss also durch Ausnahmen im Upstream-Emissionshandelssystem adressiert werden.
- Aus Gründen der Effizienz sollte ein Upstream-Emissionshandelssystem grundsätzlich alle energiebedingten Emissionen umfassen. Dies umfasst sowohl die Treibstoffabsätze im Verkehrsbereich wie auch die Brennstoffabsätze, die zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden.
- Um die Effizienzvorteile eines Emissionshandelssystems zu nutzen, ist es sinnvoll das Upstream-Emissionshandelssystem mit dem Downstream-System zu verknüpfen. Ein möglicher Zwischenschritt könnte es sein, dass Deutschland oder eine Gruppe engagierter Staaten ihren Wärme- und Verkehrssektor mit Zustimmung der EU-Kommission über ein Opt-in in den bestehenden Downstream-Emissionshandel einbringen.
- Bei Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems besteht keine Notwendigkeit andere Instrumente in den betroffenen Sektoren abzuschaffen. Diese bleiben weiterhin notwendig um gehemmte Potenziale und Innovationen anzureizen. Mögliche Überschneidungen und Anpassungsbedarf können sich nur dann ergeben, wenn andere Instrumente ebenfalls marktnahe Potenziale adressieren. Die hier durchgeführten Analysen haben ergeben, dass wahrscheinlich nur eine Anpassung der Richtlinie Kraftstoffqualität sinnvoll ist.

Es bleibt aber als Kernfrage, ob die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems sinnvoll ist? Zurzeit sind die Preise im Downstream-Emissionshandel so niedrig, dass auf absehbare Zeit nur geringe Anreize für zusätzliche Emissionsminderungen für die von einem Upstream-Emissionshandelssystem erfassten Sektoren ausgehen könnten. Gleichzeitig ist im Entwurf des Kommissionsberichts „The state of the European carbon market in 2012“ eine Option d) enthalten, die die Ausweitung des Emissionshandels auf alle energiebedingten Emissionen umfasst.

Die durchgeführten Analysen zeigen, dass die Einführung eines Upstream-Emissionshandelssystems für Deutschland ohne allgemeine Zielverschärfung des linearen Minderungspfades von 1,74% und unter weiteren plausiblen Annahmen kaum Beiträge zum Abbau der Überschüsse im Emissionshandel liefern wird (Kapitel 4.1.2). Denn in den Sektoren Verkehr und Haushalte bestehen bereits verschiedene klimapolitische Instrumente, die zu Emissionsminderungen beitragen.

Hier zeigt sich das allgemeine Dilemma bei der Diskussion um die Ausweitung des Emissionshandels: Grundsätzlich ist die Ausweitung des Emissionshandels auf die Sektoren Verkehr und Haushalte möglich. Gerade diese Sektoren unterliegen jedoch bereits verschiedenen klimapolitischen Instrumenten. Diese Instrumente, wie z.B. die Flottengrenzwerte für PKW, sind wichtig um die emissionsarme Technologieentwicklung zu gewährleisten und um gehemmte Emissionsreduktionspotenziale zu adressieren. De facto wäre der Emissionshandel also eher ein komplementäres Instrument im Policy Mix. Seine Stärke läge vor allem darin marktnahe Potenziale mit niedrigen oder moderaten Vermeidungskosten zu erschließen (die aber insbesondere im Verkehrssektor nur beschränkt vorhanden sind).

Im Sinne der ökonomischen Theorie wird oft postuliert, dass durch eine Ausweitung des Emissionshandels und insbesondere durch ein umfassendes Upstream-Emissionshandelssystem große Effizienzgewinne realisiert werden können. Denn ein Upstream-Emissionshandelssystem schafft einen größeren Markt und durch unterschiedliche Vermeidungskosten zwischen den Sektoren entstehen Effizienzvorteile. Eine solche vereinfachende, statische Betrachtung berücksichtigt aber nicht, dass für eine Dekarbonisierung der Volkswirtschaft weitreichende Innovationen und ein grundlegender Strukturwandel notwendig sind. Deshalb sind auch die dynamischen Anreizwirkungen eines Instruments wichtig.

Zudem muss insbesondere in einem Upstream-Emissionshandelssystem das Preissignal über mehrere Wertschöpfungsstufen weitergegeben werden bis es (indirekt) bei denen ankommt, die Entscheidungen über Innovationen und die Entwicklung neuer emissionsarmer Technologien fällen. Mit Blick auf die langfristigen Klimaziele sind deshalb für hinreichende dynamische Anreizwirkungen die bereits bestehenden Instrumente weiterhin notwendig. Mögliche Effizienzgewinne einer Ausweitung des Emissionshandels dürften daher in der Realität beschränkt sein. Die folgenden zwei Aspekte können zusammengefasst werden:

- Die Ausweitung des Emissionshandelssystems ist positiv zu bewerten, wenn es die Möglichkeit eröffnet den langfristig erforderlichen Minderungspfad festzuschreiben. Auch nehmen mit zunehmenden Klimaschutzbemühungen die Interaktionen zwischen den Sektoren zu (Beispiele sind hier die Biomassenutzung und die verstärkte Elektrifizierung von Verkehr durch die Elektromobilität und von Haushalten durch Wärmepumpen). Von einem einheitlichen und deutlichen CO₂-Preissignal könnte eine sektorübergreifende steuernde Funktion der Nutzung fossiler Energieträger ausgehen.
- Gleichzeitig könnte die Ausweitung des Emissionshandelssystems allerdings dazu verleiten, den Policy Mix zu verschlanken und notwendige Instrumente in den Sektoren Haushalte und Verkehr abzuschaffen, die insbesondere für die dynamische Anreizwirkung sehr wichtig sind. In diesem Fall wäre eine Ausweitung des Emissionshandelssystems eher negativ zu bewerten. Für die mögliche Ausweitung des Emissionshandels auf bislang nicht erfasste Emittenten bedeutet dies, dass viele der bestehenden Klimaschutzinstrumente in diesen Bereichen beibehalten werden sollten. Gleichwohl ist im Einzelfall

zu prüfen, ob bei Doppelungen auf einzelne Instrumente verzichtet werden kann, um einer Fragmentierung der Klimapolitik zu begegnen.

7 Referenzen

- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2012): Energieverbrauch in Deutschland. Daten für das 1.-4. Quartal 2011.
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2013): Energieverbrauch in Deutschland. Daten für das 1. bis 4. Quartal 2012.
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2013b) : Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2010 und 2011
- Auer, Volker (2008): Gasmarkt: Eine empirische Bestimmung der Preiselastizität der Gasnachfrage am Beispiel deutscher Haushalte. Präsentation auf dem EnergieForum Berlin.
- Australian Government (2011a): Securing a clean energy future: The Australian government's climate change plan. Commonwealth of Australia.
- Australian Government (2011b): Supporting Australian households: Helping households move to a clean energy future. Commonwealth of Australia.
- Bader, Pascal (2000): Europäische Treibhauspolitik mit handelbaren Emissionsrechten. Empfehlungen für die Umsetzung der Kyoto-Verpflichtung vor dem Hintergrund US-amerikanischer Lizenzierungserfahrungen. Duncker & Humblot, Berlin.
- Betz, R. (2003): Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffektes. Der Einfluss der Ausgestaltung auf die Transaktionskosten am Beispiel Deutschland. Fraunhofer IRB Verlag.
- Bertram, G., Terry, S. (2008): The Carbon Challenge – Response, Responsibility, and the Emissions Trading Scheme. Sustainability Council of New Zealand, Wellington, Neuseeland.
- Böhringer, C., Rutherford T., Tol, R. (2009) THE EU 20/20/2020 targets: An overview of the EMF22 assessment. Energy Economics 31 (2009) S268–S273.
- Bongartz, Matthias / Schröer-Schallenberg, Sabine (2011): Verbrauchsteuerrecht. 2. Aufl. München 2011.
- BMWi, & BMU. (2010). Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung (pp. 0-32). Berlin.
- Breitschopf, B., Steinbach, J., Ragwitz, M., Hauptstock, D., Diekmann, J., Horst, J. und Lehr, U. (2011): Methodische Ansätze zur Analyse der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Wärmebereich. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Unter: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/x/de/publikationen/knee_2011_endbericht_bf.pdf.
- Bundesregierung (2011): Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011; Stand: Oktober 2011;
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf.
- Bundesregierung 2013: Projektionsbericht 2013.
- Bundesministerium der Finanzen (2012a). Internetseite www.zoll.de, Rubriken Grundsätze der Besteuerung / Entfernung aus dem Steuerlager.
- Bundesministerium der Finanzen (2012b). Internetseite www.zoll.de, Rubriken Besonderheiten / Kohle / Steuerentstehung.

- Bundesministerium der Finanzen (2012c). Internetseite www.zoll.de, Rubriken Besonderheiten / Erdgas / Steuerentstehung.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2012: Erfahrungsbericht zum Erneuerbaren-Energien-Wärmegegesetz (EEWärmeG-Erfahrungsbericht). Unter: http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/eewaermeg_erfahrungsbericht.pdf.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2012: Erdgasversorgung in Deutschland. Unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Energietraeger/gas,did=292328.html><http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Energietraeger/gas,did=292328.html><http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Energietraeger/gas,did=292328.html>.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2012: Wettbewerb 2012. Wo steht der deutsche Energiemarkt? Unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/8CF41C4A9D744B5DC1257AAD005326D9/\\$file/121023-BDEW-Wettbewerb-Dt-Energiemarkt-longVersion-WEB.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/8CF41C4A9D744B5DC1257AAD005326D9/$file/121023-BDEW-Wettbewerb-Dt-Energiemarkt-longVersion-WEB.pdf).
- Burgi, Martin / Selmer, Peter (2007): Verfassungswidrigkeit einer entgeltlichen Zuteilung von Emissionszertifikaten. Stuttgart 2007.
- Calliess, Christian / Ruffert, Matthias (Hrsg.) (2007): EUV/AEUV. Das Verfassungsrecht der Europäischen Union mit Europäischer Grundrechtecharta. Kommentar. 4. Auflage. München 2011.
- California Air Resource Board (ARB) (2008): Climate Change Scoping Plan. A Framework for Change. December 2008.
- California Air Resources Board (ARB) (2010): California Greenhouse Gas Inventory for 2000-2008— by Category as Defined in the Scoping Plan. May 12, 2010.
- California Air Resources Board (ARB) (2011a): Final Supplement to the AB 32 Scoping Plan Functional Equivalent Document. August 19, 2011.
- California Air Resources Board (ARB) (2011b): California Cap on Greenhouse Gas Emissions and Market-based Compliance Mechanisms. Draft California Code of Regulations. October 2011.
- CCAP (1998): US Carbon Emissions Trading: Description of an Upstream Approach. Center for Clean Air Policy Washington, DC.
- CCAP (2002): Design of a Practical Approach to Greenhouse Gas Emissions Trading Combined with Policies and Measures in the EC. Center for Clean Air Policy Washington, DC.
- Cludius, Johanna (2009): A Comparison of the Proposals for Emissions Trading Schemes in Australia and the US. CEEM Newsletter Volume2 Issue 2. Sydney, Australia: Centre for Energy and Environmental Markets.
- Daniel J. Graham, Stephen Glaister (2002): The Demand for Automobile Fuel: A survey of elasticities. *Journal of Transport Economics and Policy* 36, 1, p.1-25
- Department of Climate Change (DCC) (2008): Carbon pollution reduction scheme: Australia's low pollution future. White Paper. Canberra, Australia: Commonwealth of Australia.
- Department of Climate Change (DCC) (2009): Summary of Key Changes to the Carbon Pollution Reduction Scheme Legislation. Changes to Exposure Draft Bills. Australian Government. <http://www.climatechange.gov.au/>.

- Diekmann, Jochen und Schleich, Joachim (2006): Auktionierung von Emissionsrechten - Eine Chance für mehr Gerechtigkeit und Effizienz im Emissionshandel, Zeitschrift für Energiewirtschaft 30 (4), 299-306.
- DIW, Öko Institut und Fraunhofer ISI. (2005): Entwicklung eines nationalen Allokationsplans im Rahmen des EU-Emissionshandels. Abschlussbericht im Rahmen des Umweltforschungsplans des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Förderkennzeichen (UFOPLAN) 202 41 186/03). <http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/dateien/3254.html>.
- EEA. (2012a). EU ETS Database. Retrieved from <http://dataservice.eea.europa.eu/pivotapp/pivot.aspx?pivotid=473>.
- EEA. (2012b). EEA greenhouse gas data viewer. Retrieved from <http://dataservice.eea.europa.eu/PivotApp/pivot.aspx?pivotid=475>.
- Endres Alfred (2013). Umweltökonomie, Stuttgart, 4. Auflage.
- Energie Institut & Johannes Kepler Universität Linz, 2009. Analyse von Vermeidungskosten von Treibhausgasemissionen in Oberösterreich, Linz.
- Ernst & Young (2011). Navigating the complexities of carbon pricing policy - Key issues from the Australian Governments Climate Change Plan: Securing a Clean Energy Future. The business of climate change.
- EU (2003). Richtlinie 2003/96/EG des Rates v. 27.10.2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (ABl. EG Nr. L 283 v. 31.10.2003, S. 51 ff. in der Fassung der Richtlinie 2004/75/EG v. 29.04.2004, ABl EG Nr. L 195 v. 02.06.2004, S. 31 ff.
- EU. Richtlinie 2008/118/EG des Rates vom 16. Dezember 2008 über das allgemeine Verbrauchsteuersystem und zur Aufhebung der Richtlinie 92/12/EWG. Amtsblatt der Europäischen Union . L 9/12 vom 14.1.2009.
- EU (2009a). Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community. October (pp. 1-56).
- EU (2009b). Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. Amtsblatt der Europäischen Union, L140(April), 16-62.
- EU (2009c). Richtlinie 2009/30/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 im Hinblick auf die Spezifikation für Otto-, Diesel- und Gasölkraftstoffe und die Einführung eines Systems zur Überwachung und Verringerung der Treibhausgasemissionen (pp. 88-113).
- Europäische Kommission (2005). Mitteilung der Kommission - „Neue Hinweise zu den Zuteilungsplänen für den Handelszeitraum 2008-2012 des Systems für den EU-Emissionshandel“ KOM (2005) 0703 endg.
- Europäische Kommission. Commission staff working document zum Vorschlag für eine Richtlinie zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG. Impact Assessment. v. 23.01.2008, SEC (2008) 52.
- Europäische Kommission. Verordnung (EG) Nr. 800/2008 der Kommission vom 06.08.2008 zur Erklärung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem gemeinsamen Markt in Anwendung

- der Art. 87 und 88 EG-Vertrag (allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung), Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 214 vom 09/08/2008 S. 3 –47.
- Europäische Kommission (2008b). Leitlinien der Gemeinschaft für staatliche Umweltschutzbeihilfen, Amtsblatt der Europäischen Union Nr. C 82 vom 01.04.2008.
- Europäische Kommission. (2011a). Verordnung (EU) Nr. 1006/2011 der Kommission vom 27. September 2011 zur Änderung von Anhang I der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 des Rates über die zolltarifliche und statistische Nomenklatur sowie den Gemeinsamen Zolltarif. Amtsblatt der Europäischen Union, 54.
- Europäische Kommission. (2011b). Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat und den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss - Intelligenter Energiebesteuerung in der EU: Vorschlag für eine Änderung der Energiesteuerrichtlinie; KOM (2011) 168/3.
- Europäische Kommission. Vorschlag der Kommission für eine Richtlinie des Rates zur Änderung der RL 2003/96/EG zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom v. 13.04.2011, KOM (2011) 169.
- Europäische Kommission (2013). Guidance Document. Biomass issues in the EU ETS. MRR Guidance document No. 3, Final Version of 17 October 2012
- EU. Verordnung (EU) Nr. 182/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Februar 2011 zur Festlegung der allgemeinen Regeln und Grundsätze, nach denen die Mitgliedstaaten die Wahrnehmung der Durchführungsbefugnisse durch die Kommission kontrollieren, Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 055 vom 28/02/2011 S. 013 – 018.
- European Parliament (2011): Opinion of the Committee on the Environment, Public Health and Food Safety for the Committee on Industry, Research and Energy on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on energy efficiency and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC (COM(2011)0370-C7-0168/2011 – 2011/0172(COD)). Brussels, 21.12.2011.
- FIELD (2000): Designing Options for Implementing an Emissions Trading Regime for Greenhouse Gases in the EC. Foundation for International Environmental Law and Development. Final Report to the European Commission DG Environment (Contract B4-3040/98/000795/MAR/B1). 22 February 2000.
- FiFo-Köln, Fraunhofer ISI und Bergmann, Heidi (2005): Emissionshandel im Verkehr – Ansätze für einen möglichen Up-Stream-Handel im Verkehr. Forschungsbericht im Rahmen des Umweltforschungsplans des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Forschungsbericht 202 14 198).
- Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland vom 23. Mai 1949 (BGBl. S. 1). Zuletzt geändert durch das Gesetz vom 11. Juli 2012 (BGBl. I S. 1478).
- Ifo & FfE, 2012. Die Zukunft der Energiemärkte. Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten
- Jarass, Hans D. (2010): Charta der Grundrechte der Europäischen Union. München 2010.
- Jarass, Hans D./Pieroth, Bodo (2010): Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland, Kommentar. 11. Aufl. München 2011.
- Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), 2011: Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2010. Unter:
http://www.lbeg.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=655&_psmand=4, Hannover 2011.

- Larsen, John, Kelly, Alexia and Heimayr, Robert (2009): WRI Summary of H.R. 2454, the American Clean Energy and Security Act (Waxman-Markey). World Resources Institute Washington, DC, July 31st, 2009.
- Marth, Hans; Breitschopf, Barbara (2011): Auswirkung von Politikmaßnahmen auf das Innovationsgeschehen im Bereich der Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung. Working Papers Sustainability and Innovation No. 8/2011, Fraunhofer ISI, Karlsruhe.
- Matthes, Felix Chr., Gores, Sabine, Hermann, Hauke (2011): Zusatzerträge von ausgewählten deutschen Unternehmen und Branchen im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems. Analyse für den Zeitraum 2005-2012. Untersuchung des Öko-Instituts im Auftrag der Umweltstiftung WWF Deutschland, Berlin, Mai 2011.
- Maunz, Theodor / Dürig, Günter (Begr.): Grundgesetz, Kommentar, Loseblattsammlung, München, Stand: Januar 2013.
- Minister for Climate Change and Water (2009): Carbon Pollution Reduction Scheme Regulations 2009.url: www.climatechange.gov.au.
- Ministry for the Environment (2002): Climate Change Response Act 2002. Public Act 2002 No. 40, Amended by The Climate Change Response (Emissions Trading) Amendment Act 2008. url: www.legislation.govt.nz
- Ministry for the Environment (2009): New Zealand's Fifth National Communication under the United Nations Framework Convention on Climate Change. Ministry for the Environment, Wellington, New Zealand.
- Ministry for the Environment (2011a): Emissions Trading Scheme: New Zealand climate change information, unter: <http://www.climatechange.govt.nz>.
- Ministry for the Environment (2011b): Emissions Trading Scheme Review Panel. 2011. Doing New Zealand's Fair Share. Emissions Trading Scheme Review 2011: Final Report. Wellington: Ministry for the Environment, September 2011.
- Monopolkommission (2009): Sondergutachten 54, Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG
- Multi-Party Climate Change Committee (2011): Proposed architecture for a carbon Price mechanism. Outcomes of MPCCC Discussions. AustralianGovernment.
- Niizawa, Hidenori (2003): Proposal of Upstream Emissions Trading in Japan. OECD Global Forum on Sustainable Development: Emissions Trading. OECD Headquarters, Paris, 17-18 March 2003.
- Parliament of Australia (2011a): Carbon Pollution Reduction Scheme and Carbon Pricing Mechanism: comparison of selected features. Parliamentary Library. url: <http://www.aph.gov.au/library/pubs/climatechange/CarbonPricing/CPRS.htm>.
- Parliament of Australia (2011b): Clean Energy Legislative Package - Outline of Changes Made Since the Exposure Draft Bills. Draft. url: www.climatechange.gov.au.
- Parliament of the Commonwealth of Australia (2011): Clean Energy Bill 2011 - A Bill for an Act to encourage the use of clean energy, and for other purposes. Exposure Draft. House of Representatives. url: www.climatechange.gov.au.

- Peterson, Sonja (2003): Monitoring, Accounting and Enforcement in Emissions Trading Regimes. OECD Global Forum on Sustainable Development: Emissions Trading. OECD Headquarters, Paris, 17-18 March 2003.
- Philibert, Cédric and Reinaud, Julia (2004): Emissions Trading: Taking Stock and Looking Forward. OECD Environmental Directorate, COM/ENV/EPOC/IEA/SLT(2004)3, Paris.
- Point Carbon (2011a): "Australia adds opt-in rule for polluters in CO2scheme". In: Carbon Market Australia - New Zealand 04.10, pp. 1-3.
- Point Carbon (2011c): "Australia unveils details of carbon scheme". In: Carbon Market Australia - New Zealand 04.8, pp. 1-4.
- Prognos, Fraunhofer ISI, BBH Rechtsanwälte, and TU Braunschweig (2011): Fachliche und juristische Konzeption eines haushaltsunabhängigen Instruments für erneuerbare Wärme. 2011. Berlin, Karlsruhe, Braunschweig, Stuttgart, Freiburg, Zwischenbericht. Auftraggeber: PtJ Jülich.
- RWI (2006): Emissionshandel und Erneuerbare-Energien-Gesetz: Eine notwendige Koexistenz? Manuel Frondel und Christoph M.Schmidt. 22. Mai 2006.
- Sachs, Michael (Hrsg.) (2011): Grundgesetz Kommentar. 6. Aufl. München 2011.
- Sacksofsky, Ute (2008): Rechtliche Möglichkeiten des Verkaufs von Emissionsberechtigungen. Berlin 2008.
- Sijm, Jos et al. (2005): CO2 price dynamics: The implications of EU emissions trading for the price of electricity. ECN-C-05-081, September 2005.
- Sijm, Jos et al. (2006): CO2 price dynamics. A follow-up analysis of the implications of EU emissions trading for the price of electricity. ECN-C-06-015, March 2006.
- Streinz, Rudolf (Hrsg.) (2012): EUV/AEUV, Vertrag über die Europäische Union und Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union. 2. Aufl. München 2012.
- Tietenberg, (2005): The Tradable-permit Approach to Protecting the Commons: Lessons for Climate Change. In: D. Helm (ed.), Climate-change Policy. Oxford, S. 167-193.
- US House of Representatives (2009): H.R. 2454, the American Clean Energy and Security Act of 2009.
- Öko-Institut (2010): Der Instrumenten-Mix einer ambitionierten Klimapolitik im Spannungsfeld von Emissionshandel und anderen Instrumenten. Berlin, Mai 2010
- Öko-Institut (2012): Saving the EU Emissions trading scheme and raising climate ambition. Facts Measures and Implications. Berlin, June 2012.
- Wartmann, Sina; Klaus, Sebastian; Scharfe, Matthias; Harnisch, Jochen; Heilmann, Sven; Bertenrath, Roman; Fischer, Jochen; Weiterentwicklung des Handels mit Treibhausgasemissionsrechten in Deutschland und in der EU unter Berücksichtigung vorliegender Erfahrungen in anderen EU-Mitgliedstaaten, im Internet unter: <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3444.pdf><http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3444.pdf>, letzter Zugriff 26.08.2013.
- Winkelman, Steve, Hargrave, Tim and Vanderlan, Christine (2000): Transportation and Domestic Greenhouse Gas Emissions Trading. Center for Clean Air Policy Washington, DC, April 2000.
- Wood, Tony and Tristan Edis (2011). New protectionism under carbon pricing - case studies of LNG, coal mining and steel sectors. Grattan Institute Report 2011-6. Grattan Institute.

Umweltbundesamt (UBA), 2011: Stellungnahme: Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland – Stand Dezember 2011. Unter:
http://www.umweltbundesamt.de/chemikalien/publikationen/stellungnahme_fracking.pdf