

Deutscher Bundestag
Parlamentarischer Beirat
f. nachhaltige Entwicklung

Ausschussdrucksache
19(26)41-7

Konsistente Förderung erneuerbarer Energien durch eine Ausweitung des europäischen Emissionshandels (ETSPLUS)

Förderkennzeichen: **22400716**

Bericht vorgelegt von dem Institut für Weltwirtschaft in Zusammenarbeit mit
der Universität Göttingen, meo-consulting und energynautics

Autoren:

Gernot Klepper, Sophie Bartosch, Lena Bednarz, Peter Hawighorst, Peter-Philipp Schierhorn,
Mareike Söder, Peter-Tobias Stoll, Lennart Wegener, Hilke Wilts, Malte Winkler

Kiel, den 28. Februar 2019

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	i
Tabellenverzeichnis.....	iv
Abkürzungsverzeichnis.....	v
1. Einleitung.....	1
2. Zusammenfassung.....	3
Literaturverzeichnis.....	22
3. Ausgangslage und Konzept ETSPLUS.....	23
3.1 Aktueller rechtlicher Rahmen des EU-ETS.....	23
3.1.1 Recht des Emissionshandels.....	24
3.1.2 Recht der Erneuerbaren Energien.....	25
3.1.3 Übergeordnetes Unions- und Verfassungsrecht.....	26
3.2 Umfang und Regelungen des heutigen EU-ETS.....	28
3.2.1 Hintergrund.....	28
3.2.2 Phase I (2005-2007).....	30
3.2.3 Phase II (2008-2012).....	30
3.2.4 Phase III (2013-2020).....	32
3.3 Aktuelle Reformvorschläge.....	33
3.3.1 Politische Entscheidungen.....	33
3.3.2 Weitergehende Vorschläge.....	34
3.4 Anforderungen an ein konsistentes Fördersystem für erneuerbare Energien.....	37
3.4.1 Negative externe Effekte der Nutzung fossiler Energieträger.....	37
3.4.2 THG-Emissionen erneuerbarer Energieträger.....	39
3.4.3 Die Rolle von Importen in einem Emissionshandelssystem.....	40
3.4.4 Die Rolle von Systemgrenzen.....	41
3.5 Lösungsansätze für international gehandelte Güter.....	42
3.5.1 Weltweit koordinierte Klimapolitik.....	42
3.5.2 Unilaterale Maßnahmen.....	42
3.5.3 Messbarkeit der Emissionen.....	42
Literaturverzeichnis.....	43
4 Struktur der in der EU entstehenden THG-Emissionen.....	48
4.1 Sektorale Struktur bisher nicht im EU-ETS erfasster THG-Emissionen.....	48
4.2 Wertschöpfungsketten fossiler Energieträger.....	51
4.2.1 Kohle.....	51

4.2.2 Mineralöl	54
4.2.3 Erdgas	64
4.3 Wertschöpfungsketten erneuerbarer Energien	66
4.3.1 Bioenergie.....	69
4.3.2 Andere erneuerbare Energieträger	81
4.4 Nicht-CO ₂ -Emissionen	82
4.4.1 Methan (CH ₄)	83
4.4.2 Lachgas (N ₂ O)	86
4.4.3 HFC.....	87
Literaturverzeichnis.....	87
5. Rechtliche Rahmenbedingungen und Ausmaß der in Importen von Gütern und Dienstleistungen enthaltenen THG-Emissionen.....	94
5.1 WTO-Regelungen.....	94
5.2 Heutige Behandlung von Importen	95
5.2.1 Carbon Leakage Liste	96
5.2.2 Umfang der freien Allokation von Emissionsrechten.....	96
5.2.3 Importe und Wettbewerbsfähigkeit.....	98
5.3 Virtuelle Importe und Exporte von CO ₂	99
5.3.1 Importintensitäten	101
5.3.2 Klimapolitische Instrumente in Exportländern.....	103
Literaturverzeichnis.....	104
6. Optionen für die Integration von THG-Emissionen in ein ETSPLUS	106
6.1 Vorbemerkungen.....	106
6.2 CO ₂ -Emissionen bei der Verbrennung von Kohle.....	106
6.3 Verkehr	108
6.3.1 Otto- und Dieselmotoren	108
6.3.2 Biokraftstoffe.....	109
6.3.3 Andere Verkehrsträger	110
6.4 Wärme.....	111
6.4.1 Heizöl	112
6.4.2 Erdgas	113
6.4.3 Erneuerbare Energien.....	114
6.5 Nicht-CO ₂ -Emissionen	115
6.5.1 Methan (CH ₄)	115
6.5.2 Lachgas (N ₂ O)	118
6.5.3 Fluorkohlenwasserstoffe (HFC)	118

6.6	Land- und Forstwirtschaft	120
6.6.1	Landwirtschaft	121
6.6.2	Forstwirtschaft	125
	Literaturverzeichnis	126
7.	Optionen für die Behandlung von Importen in einem ETSPLUS	128
7.1	Umsetzungsalternativen	128
7.2	Diskussion und Vergleich der Alternativen	134
7.3	WTO-rechtliche Einordnung der Optionen zur Behandlung von Importen	135
7.4	Das Kernproblem: Regulierungsspielräume für Klimaschutzmaßnahmen nach der Ausnahmenvorschrift der Art. XX GATT	138
	Literaturverzeichnis	141
8.	Notwendige Reformschritte für den Übergang zu einem ETSPLUS	143
8.1	Regelungsoptionen und Gestaltungsaufgaben	143
8.2	Verwirklichung der Gestaltungsaufgaben im Rahmen der Emissionshandelsrichtlinie.....	145
8.3	Europäische Grundrechte und Prinzipien als Gestaltungsgrenzen	147
	Literaturverzeichnis	149
9.	Sektorale und gesamtwirtschaftliche Effekte	151
9.1	Preiseffekte des ETSPLUS auf wichtige Endenergien	151
9.1.1	Preiseffekte im Stromsektor.....	151
9.1.2	Preiseffekte im Wärmemarkt	152
9.1.3	Preiseffekte im Transportsektor.....	153
9.2	Wettbewerbseffekte auf dem Strommarkt für erneuerbare Energien.....	154
9.2.1	Funktionsweise des Strommarktes	154
9.2.2	Modellierung des Strommarktes.....	155
9.2.3	Ergebnisse.....	162
9.3	Sektorale und gesamtwirtschaftliche Effekte eines ETSPLUS	169
9.3.1	Modellbeschreibung DART	169
9.3.2	Szenarien und Implementierung	170
9.3.3	Bewertung	183
	Literaturverzeichnis	184
10.	Bewertung und Ausblick.....	187
	Anhang I.....	189
	Anhang II.....	208
	Anhang III.....	212
	Anhang IV	223
	Anhang V	242

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1:	Anteile der verschiedenen THG an gesamten Emissionen der EU28	5
Abbildung 2.2:	Sektorale Verteilung der Emissionen aus Verfeuerung von Mineralöl in Europa 2015	8
Abbildung 2.3:	Produktions- und konsumbasierte CO ₂ -Emissionen nach Ländern – Prozentuale Differenz zwischen bei der Produktion verursachten Emissionen und den bei dem Konsum entlang der Wertschöpfungskette entstandenen Emissionen	10
Abbildung 2.4:	CO ₂ -Intensitäten Deutschlands Importen und Exporten in und aus außereuropäischen Staaten (2011, in kg CO _{2äq} pro \$)	11
Abbildung 2.5:	Strommix: Eigene Szenariorechnung für 2030 bei CO ₂ -Zertifikatspreisen von 14, 25, 57 und 75 €/t CO _{2äq}	20
Abbildung 3.1:	Entwicklung des Zertifikatspreises für eine t CO ₂ in Phase I (2005-2007) des EU-ETS	30
Abbildung 3.2:	Entwicklung des Zertifikatspreises für eine t CO ₂ in Phase II (2008-2012) des EU-ETS	31
Abbildung 3.3:	Entwicklung des Zertifikatspreises für eine t CO ₂ in Phase III (2013-Dezember 2018) des EU-ETS	33
Abbildung 3.4:	Globale Subventionen und externe Kosten fossiler Energieträger	38
Abbildung 3.5:	Zusammensetzung der weltweiten Treibhausgasemissionen	40
Abbildung 4.1:	Sektorale (inklusive vorgelagerte) THG-Emissionen und nicht-EU-ETS-Emissionen basierend auf der CRF-Nomenklatur in den EU28 im Jahr 2015	50
Abbildung 4.2:	Sektorale Verteilung der Emissionen aus Kohleverfeuerung in den EU28 im Jahr 2015	52
Abbildung 4.3:	Sektorale Verteilung der Emissionen aus Verfeuerung von Mineralöl in Europa 2015	54
Abbildung 4.4:	Marktstruktur des Mineralölmarktes in Deutschland	57
Abbildung 4.5:	Energieverbrauch im Verkehrssektor in Europa 2016	59
Abbildung 4.6:	Marktstufen im Mineralölhandel	60
Abbildung 4.7:	Marktstruktur des Kraftstoffhandels in Deutschland 2016	60
Abbildung 4.8:	Endenergieverbrauch für Wärme- und Kälteanlagen	61
Abbildung 4.9:	Anzahl der Anlagen in Deutschland 2016 nach Leistungsklasse: Gas und Öl	62
Abbildung 4.10:	Anzahl und Leistung der Anlagen in Deutschland nach Leistungsklasse: Kraft-Wärme-Kopplung	63
Abbildung 4.11:	Marktstruktur des Heizölhandels in Deutschland 2016	64
Abbildung 4.12:	Sektorale Verteilung der Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas in den EU28 im Jahr 2015	64
Abbildung 4.13:	Marktstruktur des Erdgasmarktes in Deutschland	65
Abbildung 4.14:	Kriterien für die Auswahl der Wertschöpfungsketten	67
Abbildung 4.15:	Beispielhafte Wertschöpfungskette für Biogas aus Mais	70
Abbildung 4.16:	Beispielhafte Wertschöpfungskette für Biomethan aus Mais	70
Abbildung 4.17:	Wertschöpfungskette und Mengen (2010) für Altholz	71
Abbildung 4.18:	Wertschöpfungskette und Mengen (2010) von Schwarzlauge	73
Abbildung 4.19:	Wertschöpfungskette und Mengen (2010) von Industrierestholz	73
Abbildung 4.20:	Wertschöpfungskette und Mengen (2010/2012) von Holzpellets	75
Abbildung 4.21:	Beispielhafte Wertschöpfungskette für Holzpellets aus Industrierestholz	76
Abbildung 4.22:	Beispielhafte Wertschöpfungskette für Hackschnitzel aus Waldrestholz	77
Abbildung 4.23:	Wertschöpfungskette und Mengen von Waldrestholz-Hackschnitzeln	77

Abbildung 4.24:	Wertschöpfungskette und Mengen von Waldscheitholz	78
Abbildung 4.25:	Beispielhafte Wertschöpfungskette für Biodiesel (FAME) aus Palmöl	80
Abbildung 4.26:	Beispielhafte Wertschöpfungskette für Biodiesel (FAME) aus Altspeiseölen	80
Abbildung 4.27:	Beispielhafte Wertschöpfungskette für Bioethanol aus Mais	81
Abbildung 4.28:	Anteile der verschiedenen THG an gesamten Emissionen der EU28	82
Abbildung 4.29:	Anteile der Sektoren an Methanemissionen EU28 im Jahr 2015	83
Abbildung 4.30:	Anteile der Unterkategorien an Methanemissionen der EU28 im Jahr 2015 im Sektor Abfallwirtschaft	85
Abbildung 4.31:	Anteile der Unterkategorien an Lachgas-Emissionen der EU28 im Jahr 2015 im CRF-Sektor 3.A. Feldemissionen	87
Abbildung 5.1:	Wertmäßiger Anteil der Produktion der Sektoren in der EU, die in der Carbon Leakage Liste erfasst sind	97
Abbildung 5.2:	Wertmäßiger Anteil der Importe der EU aus Nicht-EU-Mitgliedsstaaten an den Gesamtimporten der jeweiligen Sektoren, die in der Carbon Leakage Liste erfasst sind	98
Abbildung 5.3:	Produktions- und konsumbasierte CO ₂ -Emissionen nach Ländern – Prozentuale Differenz zwischen bei der Produktion verursachten Emissionen und den bei dem Konsum entlang der Wertschöpfungskette entstandenen Emissionen	100
Abbildung 5.4:	Virtuelle Importe der EU von CO ₂ -Emissionen aus Nicht-EU-Staaten in mio. t CO _{2äq}	101
Abbildung 5.5:	CO ₂ -Intensitäten Deutschlands Importen und Exporten in und aus außereuropäischen Staaten (2011, in kg CO _{2äq} pro \$)	102
Abbildung 5.6:	Verhältnis von CO ₂ -Intensitäten der deutschen Importe zu Intensitäten aus deutscher Produktion	103
Abbildung 9.1:	Projektion der Vollkosten verschiedener erneuerbarer Energieträger bis 2035	159
Abbildung 9.2:	Merit Order-Kurve Deutschland für 25 €/t CO ₂ , Simulationsergebnis	162
Abbildung 9.3:	Merit Order-Kurve Deutschland für 75 €/t CO ₂ , Simulationsergebnis	163
Abbildung 9.4:	Merit Order-Kurve Deutschland für 75 €/t CO ₂ , Braunkohle und alte Steinkohle stillgelegt, Simulationsergebnis	164
Abbildung 9.5:	Jahresverlauf Strompreise 2030, CO ₂ -Preis von 14 €/t, Simulationsergebnis	165
Abbildung 9.6:	Jahresverlauf Strompreise 2030, CO ₂ -Preis von 75 €/t, Simulationsergebnis	165
Abbildung 9.7:	Anteile an der Nettoerzeugung in Deutschland in den verschiedenen Preisszenarien nach Energieträger, Biogas nicht flexibel betrieben	166
Abbildung 9.8:	Am Markt erzielte Erlöse von PV und Wind abhängig vom CO ₂ -Preis, Simulationsergebnis	167
Abbildung 9.9:	Anteile der einzelnen europäischen Regionen an der gesamten europäischen THG-Emissionsreduktion in den Szenarien ETS_50 (links) und ETS+_50 (rechts) gegenüber dem Basisszenario	175
Abbildung 9.10:	Veränderung [Mt CO _{2äq}] der THG-Emissionen (differenziert nach CO ₂ - und Nicht-CO ₂) der einzelnen Wirtschaftssectoren in den Szenarien ETS_50 und ETS+_50 gegenüber dem Basisszenario in der EU	176
Abbildung 9.11:	Änderungen [TWh] der Stromproduktion (nach Technologien) in den Szenarien ETS_50 und ETS+_50 gegenüber dem Basisszenario in der EU	177
Abbildung 9.12:	Absolute Änderungen [mtoe] des Konsums fossiler Rohstoffe in den Szenarien ETS_50 und ETS+_50 gegenüber dem Basisszenario in der EU	178
Abbildung 9.13:	Änderungen (%) in der Produktion in den Szenarien ETS_50 und ETS+_50 gegenüber dem Basisszenario in der EU	179

Abbildung 9.14:	Anteile der Länder an der gesamten Emissionseinsparung im EU-ETS (in %) gegenüber dem Basisszenario für die Szenarien ETS_20% und ETS+_20%	181
Abbildung 9.15:	Veränderung [Mt CO _{2äq}] der THG-Emissionen (differenziert nach CO ₂ - und Nicht-CO ₂) der einzelnen Wirtschaftssektoren in den Szenarien ETS_20% und ETS+_20% gegenüber dem Basisszenario in der EU	182
Abbildung III.1:	Emissions-Kategorien nach dem Greenhouse Gas Protocol	216
Abbildung IV.1:	Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Raps zu Biodiesel und Abdeckung durch das EU-ETS	225
Abbildung IV.2:	Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Biogas aus Maissilage	229
Abbildung IV.3:	Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Biogas (Gülle)	230
Abbildung IV.4:	Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Biomethan (Maissilage)	231
Abbildung IV.5:	Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Altholz	232
Abbildung IV.6:	Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Schwarzlauge	232
Abbildung IV.7:	Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Holzpellets aus Industriestholz	233
Abbildung IV.8:	Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Hackschnitzel aus Waldrestholz	234
Abbildung IV.9:	Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Scheitholz zur Wärmeproduktion	235
Abbildung IV.10:	Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von für Biodiesel (Palmöl)	236
Abbildung IV.11:	Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Biodiesel (Altspeiseöl)	236
Abbildung IV.12:	Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Bioethanol (Mais)	237

Liste der Tabellen

Tabelle 2.1	Sektoren mit den höchsten nicht-ETS-Emissionen in der EU	6
Tabelle 2.2	Übersicht über die Ausweitungsoptionen zu einem ETSPLUS: Kohle und Mineralöle im Transportsektor	12
Tabelle 2.3	Übersicht über die Ausweitungsoptionen zu einem ETSPLUS: Wärmemarkt und erneuerbare Energien	13
Tabelle 2.4	Übersicht über die Ausweitungsoptionen zu einem ETSPLUS: Nicht-CO ₂ -Emissionen	15
Tabelle 2.5	Optionenvergleich für die Integration von Importgütern in ein ETSPLUS	18
Tabelle 3.1	Zentrale Punkte des EU-ETS in den Phasen I-IV	29
Tabelle 4.1	Übersicht über die CRF-Sektoren mit den höchsten nicht-EU-ETS-Emissionen	51
Tabelle 4.2	Mineralölprodukte deutscher Raffinerien: Anteile, Verwendung und Erfassung im heutigen EU-ETS	55
Tabelle 4.3	Ausgesuchte Wertschöpfungsketten im Stromsektor	68
Tabelle 4.4	Ausgesuchte Wertschöpfungsketten im Wärmesektor	68
Tabelle 4.5	Ausgesuchte Wertschöpfungsketten im Verkehrssektor	69
Tabelle 4.6	Anteile sektoraler Nicht-CO ₂ -Emissionen an den Gesamtemissionen der EU28	83
Tabelle 7.1	MRV-System für die Umsetzung einer Positivliste von Importgütern	130
Tabelle 7.2	MRV-System für die Erhebung eines Grenzsteuerausgleichs von Importgütern	132
Tabelle 7.3	MRV-System für die Integration von Importgütern in ein ETSPLUS	133
Tabelle 7.4	Optionenvergleich für die Integration von Importgütern in ein ETSPLUS	134
Tabelle 9.1	Stromgestehungskosten unterschiedlicher Energieträger	152
Tabelle 9.2	Brennstoffkosten unterschiedlicher Energieträger	153
Tabelle 9.3	Gestehungskosten unterschiedlicher Kraftstoffe	154
Tabelle 9.4	Installierte Kapazitäten	156
Tabelle 9.5	Brennstoffkosten konventioneller Kraftwerke und beispielhafte Berechnung der Grenzkosten für zwei Szenarien	158
Tabelle 9.6	Kostenannahmen für die beispielhaft verwendeten Bioenergie-Technologien	161
Tabelle 9.7	Simulationsergebnisse Kosten und Erlöse von Bioenergie, Biogasanlagen ganzjährig beschickt	168
Tabelle 9.8	Übersicht über implementierte Szenarien	170
Tabelle 9.9	Übersicht über in der Modellierung der Szenarien verwendeten Sektoren	171
Tabelle 9.10	Übersicht über in der Modellierung der Szenarien verwendeten Regionen	173
Tabelle 9.11	Übersicht über die Emissionsergebnisse der Szenarien ETS_50 und ETS+_50	174
Tabelle 9.12	Übersicht über die Emissionsergebnisse der Szenarien ETS_20% und ETS+_20%	180
Tabelle I.1	Anzahl der vom BAFA geförderten Heizsysteme im Marktanzreizprogramm	196
Tabelle I.2	Regulierungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) und des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG)	197f
Tabelle I.3	Die wichtigsten Fördermechanismen für erneuerbare Energien in ausgewählten EU-Ländern	199
Tabelle II.1	Mapping zwischen Sektoren aus UNFCCC (2017a) und Eurostat (2017)	209
Tabelle III.1	Systemgrenzen in verschiedenen LCA-Analysen	215
Tabelle III.2	Definition der Variablen zur Berechnung der THG-Bilanz	218

Abkürzungsverzeichnis

AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäische Union
bft	Bundesverband Freier Tankstellen
BHKW	Blockheizkraftwerk
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BKB	Braunkohlebriketts
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMHKW	Biomasseheizkraftwerken
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified Emission Reduction
CGE	Computable General Equilibrium
CH ₄	Methan
CLL	Carbon Leakage Liste
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO _{2äq}	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
CORSIA	Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation
CPF	Carbon Price Floor
CPS	Carbon Price Support
CRF	Common Reporting Format
DART	Dynamic Applied Regional Trade
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
DEPV	Deutscher Energieholz- und Pelletverband
ECLI	European Case Law Identifier
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energie-WärmeGesetz
EHV	Emissionshandelsverordnung
EnEG	Energieeinsparungsgesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERU	Emission Reduction Unit
ETSPLUS	Erweitertes Emissionshandelssystem
EUA	European Union Emission Allowances
EU-ETS	European Union Emissions Trading System
EuGH	Europäischer Gerichtshof
EU-GRCh	Charta der Grundrechte der Europäischen Union
EUV	Vertrag über die Europäische Union
FAME	Fettsäuremethylester

FKW	Fluorkohlenwasserstoff
FQD	Fuel Quality Directive
GATT	General Agreement on Tariffs and Trade
GEMIS	Gesamt Emissionsmodell Integrierter Systeme
GG	Grundgesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GHG	Greenhouse Gas
GTAP	Global Trade Analysis Project
HeizAnIV	Heizungsanlagenverordnung
HeizkostenV	Heizkostenverordnung
HFC	Fluorkohlenwasserstoff
HH	Haushalte
HVO	Hydriertes Pflanzenöl
ICAO	International Civil Aviation Organization
iLUC	Indirect Land Use Change
IMF	International Monetary Fund
IMO	International Maritime Organisation
INFRO	Informationssystem für Rohstoffe
JI	Joint Implementation
KP	Kyoto-Protokoll
kt	Kilotonne
ktoe	Kilotonnen Öl-Äquivalent
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Life-Cycle Assessment
LCD	Least Developed Country
LPG	Liquid Petrol Gas
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry
MJ	Megajoule
MRV	Monitoring-Reporting-Verification
MSR	Marktstabilitätsreserve
MW	Megawatt
MWV	Mineralölwirtschaftsverband e.V.
N ₂ O	Lachgas
NAP	Nationale Allokationspläne
NEEAP	National Energy Efficiency Action Plan
NF ₃	Stickstofftrifluorid
NIB	Nationale Inventarberichte
NMVOC	Flüchtige Organische Verbindungen ohne Methan
NO _x	Stickoxide
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
PFC	Perfluorcarbon
POME	Palm Oil Mill Effluent
ProMechG	Projekt-Mechanismen-Gesetz
RED	Renewable Energy Directive
SF ₆	Schwefelhexafluorid
SO ₂	Schwefeldioxid

t	Tonne
TBT	Technical Barriers to Trade
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
UBA	Umweltbundesamt
UCO	Altspeiseöl
UNFCCC	Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen
WschV	Wärmeschutzverordnung
WTO	World Trade Organisation
ZuV	Zuteilungsverordnung

1. Einleitung

Die Klimaschutzziele der Europäischen Union (EU) und ihre Umsetzung in den Mitgliedsstaaten stellen eine große Herausforderung dar. Viele Mitgliedsstaaten, unter anderem auch die Bundesrepublik Deutschland, sind nicht auf einem Pfad, der ein Erreichen der Senkung der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) um mindestens 40 % bis 2020 (gegenüber dem Stand von 1990) unterstützt, und es wird zunehmend schwieriger die Ziele für 2030 zu erreichen. Neben dem europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) sind auf nationaler Ebene in den meisten Mitgliedsstaaten der EU eine Vielzahl an Maßnahmen eingeführt worden, um die Klimaschutzziele unter dem übergeordneten Ziel der Energiewende umzusetzen. Insbesondere die Entwicklung nicht-fossiler Energiequellen auf der Basis von Wind- und Solarenergie ist in den vergangenen Jahrzehnten intensiv unterstützt worden und hat dazu geführt, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Strommix stark zugenommen hat und die Emissionen von CO₂ entsprechend zurückgegangen sind. Dagegen sind in den Sektoren außerhalb des EU-ETS, insbesondere im Transportsektor, die Emissionen von Treibhausgasen (THG) entweder nicht gesunken oder sogar weiter gestiegen, obwohl versucht wurde, diese durch die Einführung von Emissionsgrenzwerten unter Kontrolle zu halten.

Trotz dieser vielfältigen Maßnahmen hat der Bundesrechnungshof erst kürzlich das Bundeswirtschaftsministerium für die mangelhafte Umsetzung der Energiewende kritisiert (Bundesrechnungshof 2018). Derzeit gebe es allein in Deutschland 26 Gesetze und 33 Verordnungen, die mit teils hohem Detaillierungsgrad Erzeugung, Speicherung, Übertragung, Verteilung und Verbrauch von Energie regeln. Eine flexible Anpassung von Steuerungsmaßnahmen, die die dynamische Entwicklung der Energiewende erfordere, könne so nicht gewährleistet werden.

Der gerade gefundene Kompromiss zum Ausstieg aus der Kohleverstromung sieht ebenfalls eine Sonderregelung vor und wird von Wirtschaftswissenschaftlern kritisiert, weil er die Abschaltung der Kohlekraftwerke durch Kompensationszahlungen zu erreichen versucht und nicht durch eine Bepreisung der durch die Kraftwerke verursachten THG-Emissionen durch eine Steuer auf Emissionen oder einen verstärkten Emissionshandel. Ein Preis für THG-Emissionen als Anreiz zu einem sparsamen Umgang mit Ressourcen, deren Verwendung zu diesen Emissionen führt, wird von Experten als wichtiger Baustein für eine klimapolitische Strategie angesehen.

Ein erster Schritt in diese Richtung wurde bereits 2005 mit der Einführung des europäischen Emissionshandels gemacht. Das europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) verlangt, dass Betreiber von großen Verbrennungsanlagen für die von ihnen verursachten Emissionen Zertifikate vorweisen müssen, die sie entweder auf dem Zertifikatmarkt kaufen beziehungsweise ersteigern müssen, oder die ihnen kostenlos zugeteilt werden. Allerdings ist davon nur etwa die Hälfte der in der EU anfallenden CO₂-Emissionen betroffen, und die meisten anderen Treibhausgase unterliegen auch nicht dieser Regelung. Eine Erfassung der bisher nicht im EU-ETS enthaltenen THG-Emissionen wurde bisher abgelehnt, weil diese Emissionen von Millionen von Quellen kommen, deren Verursacher man kaum zur Haltung von Emissionsrechten verpflichten könne. Außerdem sei eine kontinuierliche Erfassung dieser THG-Emissionen unabdingbar, die aber in der Praxis kaum umsetzbar sei.

Die vorliegende Studie untersucht, inwieweit es möglich ist, das heutige EU-ETS von dem Fokus auf große Verbrennungsanlagen hin zu einer Erfassung aller Emissionsquellen und aller Treibhausgase auszuweiten. Dabei wird zunächst auf die gegenwärtige Situation eingegangen und konzeptionelle Fragen für die Ausweitung auf ein Emissionshandelssystem für alle THG-Emissionen, das ETSPLUS, erörtert (Kapitel 3). In Kapitel 4 wird abgeschätzt, welche Emissionen von dem EU-ETS erfasst sind, und welche nicht. Die EU stellt eine stark in die internationale Weltwirtschaft integrierte Volkswirtschaft dar. In Kapitel 5 werden deshalb die Rahmenbedingungen des internationalen und des Handelsrechts für die Ausweitung des Emissionshandels und die internationalen Verflechtungen bei den emissionsintensiven Gütern dargestellt.

Die Optionen für eine Ausweitung des Emissionshandels zu dem ETSPLUS in Kapitel 6 berücksichtigen die Anforderungen für die praktische Umsetzbarkeit bei der Zuordnung der Zertifikatpflicht zu den Emittenten beziehungsweise zu Lieferanten von fossilen Brennstoffen, deren Verkäufe letztendlich zu THG-Emissionen führen. Neben der Stromerzeugung werden besonders die Optionen in den Bereichen Wärmeproduktion und Verkehr entwickelt. Aber auch die Nicht-CO₂-Emissionen, deren Verursacher in wenigen Sektoren zu finden sind, darunter in der Landwirtschaft, werden besonders untersucht. Kapitel 7 greift wieder die Problematik der Importe von THG-Emissionen, die in den Importgütern enthalten sind, auf. Dies ist wegen der Bedeutung von möglichen negativen Wettbewerbseffekten bei einem strikten Emissionshandelssystem und der Verlagerung von Emissionen in das Nicht-EU-Ausland von besonderer Bedeutung.

Die in den vorangegangenen Kapiteln entworfenen Optionen für eine Ausweitung des EU-ETS zu einem ETSPLUS erfordern eine Reihe von Gesetzesänderungen und Anpassungen von Verordnungen. Die dafür notwendigen Schritte werden in Kapitel 8 dargestellt. Schließlich werden die möglichen Auswirkungen eines ETSPLUS in Kapitel 9 untersucht. Die direkten Effekte von Zertifikatpreisen auf die Kosten verschiedener Energieträger basieren auf deren THG-Bilanzen. Mit Hilfe eines Strommarktmodells ist simuliert, wie bei steigenden Zertifikatpreisen und einer Integration aller THG-Emissionen sich die Wettbewerbsfähigkeit alternativer Energieträger im Strommarkt entwickelt. Schließlich zeigen Simulationen mit einem gesamtwirtschaftlichen Modell, welche Verschiebungen und Auswirkungen die Ausweitung des Emissionshandels in das ETSPLUS hat. Kapitel 10 bewertet die entwickelten Ausweitungsoptionen zu einem ETSPLUS.

In den Anhängen werden Details der Rechercharbeiten und der Modellrechnungen dokumentiert.

2. Zusammenfassung

Die Herausforderung die Erderwärmung in diesem Jahrhundert auf unter 2 Grad zu begrenzen, erfordert eine drastische Begrenzung aller Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) und einen damit verbundenen Umbau des Energiesystems. Bisher wurde in Deutschland diese Energiewende mit der spezifischen Förderung alternativer Energieträger, insbesondere der Wind- und Solarenergie, aber auch bei Biokraftstoffen von staatlicher Seite unterstützt. Daneben wurde das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) für die europäische Union (EU) eingeführt, das aber nur knapp die Hälfte der in der EU verursachten CO₂-Emissionen kontrolliert. Darüber hinaus sind bislang die Preise für Emissionsrechte im EU-ETS nicht hoch genug, um zu einer signifikanten Änderung der Energieversorgungsstruktur zu führen.

Die derzeitige Klimaschutzpolitik ist durch eine Vielzahl von oft auch national unterschiedlichen Maßnahmen geprägt, bei denen einerseits erneuerbare Energien gefördert werden und andererseits Energieeinsparung auf verschiedene Arten subventioniert wird, und fossile Energieträger mit unterschiedlichen Steuersätzen belastet werden. In der Summe wird diesem Politikmix eine beträchtliche Ineffizienz bescheinigt, welche die Bürger mit höheren Kosten des Klimaschutzes konfrontiert als möglich wäre.

In der Debatte um die notwendigen Maßnahmen, mit denen die deutschen und die Ziele der EU zum Klimaschutz zu erreichen sind, wird von vielen Fachleuten gefordert, den Preis für THG-Emissionen eine größere Rolle spielen zu lassen: Der CO₂-Preis soll als Richtschnur und Signal für eine konsequente Energiewende für alle Emissionen gelten.

Dabei gibt es zwei Ansätze, die diskutiert werden: Der erste Ansatz beinhaltet eine CO₂-Steuer auf alle THG-Emissionen, welche zusätzlich zum EU-ETS einen Mindestpreis setzen würde, den Verursacher von THG-Emissionen entrichten müssten. Der zweite Ansatz besteht darin, das EU-ETS auf alle THG-Emissionen auszuweiten und die Emissionsgrenzen, die den Preis für Emissionsrechte bestimmen, so anzupassen, dass die im Pariser Abkommen versprochenen Emissionsziele der EU erreicht werden.

In der Diskussion um eine stärkere Ausrichtung des Klimaschutzes hin zu Anreizen durch eine Bepreisung von THG-Emissionen werden häufig zwei Gegenargumente angeführt: Höhere Preise bzw. Steuern für THG-Emissionen würden, solange nicht viele andere Länder ähnliche Maßnahmen ergriffen, zu einem Verlust an Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrien und gleichzeitig zu verstärkten TGH-Emissionen im Ausland führen, da emissionsintensive Güter verstärkt in die EU importiert würden. Dieses sogenannte *Carbon Leakage* müsste dann kontrolliert werden. Gleichzeitig wird angeführt, dass eine Ausweitung des EU-ETS auf alle THG-Emissionen angesichts der komplexen Struktur der Emissionsquellen kaum praktisch umsetzbar sei. Beide Argumente sind Gegenstand dieser Untersuchung. Sie zeigt, welche Möglichkeiten es gibt, alle THG-Emissionen in einem erweiterten EU-ETS, einem ETSPLUS, zu erfassen und mit einer Zertifikatpflicht zu belegen. Darüber hinaus werden Optionen aufgezeigt, wie mit dem Problem des *Carbon Leakage* umgegangen werden kann.

Entwicklung und heutiger Stand des EU-ETS

Nach einer Anlaufphase seit 2005 mit zwischenzeitlich hohen CO₂-Preisen, die dann aber schnell auf niedrige Werte um 5 €/CO₂ gefallen sind, sind diese erst gegen Ende des Jahres 2018 wieder angestiegen.¹ Gründe dafür sind eine Reform des EU-ETS verbunden mit einer zunehmend geringeren freien Zuteilung von Emissionsrechten und einer Absenkung der verfügbaren Emissionsrechte mit der Konsequenz, dass der Zertifikatpreis auf jetzt 20 €/t CO₂ angestiegen ist. Die jährliche Reduktion der Emissionsmengen um 2 % pro Jahr wird zu einer weiteren Verknappung mit vermutlich steigenden Preisen führen.

Die steigenden Preise im EU-ETS führen dazu, dass der Frage der Wettbewerbsfähigkeit von energieintensiven Wirtschaftsaktivitäten Aufmerksamkeit geschenkt werden muss. Zurzeit werden den Industrien, die nach Ansicht der Europäischen Kommission unter dem Risiko von Wettbewerbsbeeinträchtigungen stehen, die Emissionsrechte größtenteils kostenfrei zugeteilt, um den Wettbewerbsnachteil gegenüber Importgütern auszugleichen, die nicht mit den Kosten ihrer THG-Emissionen belastet werden. Für die auf der *Carbon Leakage* Liste stehenden Gütergruppen soll dieser negative Wettbewerbseffekt reduziert werden. Die *Carbon Leakage* Liste erfasst praktisch alle Produkte des verarbeitenden Gewerbes sowie die Grundstoffindustrien, so dass alle großen Verbrennungsanlagen in den Unternehmen, die Güter produzieren, die auf der *Carbon Leakage* Liste erfasst sind, keine Emissionsrechte ersteigern müssen.

Konzepte für eine Ausweitung des EU-ETS basieren auf der Einsicht der ökonomischen Theorie, dass eine effiziente und damit gesamtwirtschaftlich kostenminimale THG-Vermeidungsstrategie am besten durch einen einheitlichen Preis für THG-Emissionen umgesetzt werden. Dafür müssen aber die THG-Emissionen aller wirtschaftlichen Aktivitäten in gleicher Weise erfasst werden. In einer geschlossenen Volkswirtschaft ohne Außenhandelsbeziehungen ist dies vergleichsweise leicht umsetzbar, da alle THG-Emissionen auf dem Territorium der EU erfasst werden können. Die THG-Emissionen von Importeure dagegen können nicht an den Emissionsquellen reguliert werden, da diese im Ausland liegen und unter andere Jurisdiktionen fallen.

Konzeptionelle Herausforderungen für eine Ausweitung des EU-ETS auf alle THG-Emissionen

Die Ausweitung des Emissionshandels auf alle THG-Emissionen in der EU hat drei fundamentale Herausforderungen zu beantworten:

1. Eine praktikable Lösung für die Erfassung und Kontrolle einer Vielzahl von zusätzlichen Emissionsquellen zu finden;
2. Die Nicht-CO₂-Emissionen in den Emissionshandel zu integrieren; und
3. Eine Lösung für die Kontrolle von *Carbon Leakage* zu finden.

Das heutige EU-ETS umfasst nur eine vergleichsweise kleine Zahl von leicht identifizierbaren Anlagen, die CO₂ emittieren. Durch die Ausweitung auf alle THG-Emissionen kommt eine Vielzahl neuer Emissionsquellen hinzu, deren Emissionen im Einzelnen nicht mehr mit dem gleichen Prinzip wie im jetzigen EU-ETS erfasst werden können. Alternative Kontrollmöglichkeiten beruhen darauf, nicht -

¹ Die Quellen der in der Zusammenfassung genannten Daten werden nicht gesondert aufgeführt, um den Text lesbarer zu machen. In den Kapiteln des Haupttextes sind diese alle zu finden.

wie bisher - direkt an der Emissionsquelle die THG-Emissionen zu erfassen, sondern soweit in der Wertschöpfungskette zurück zu gehen, bis eine praktikable Erfassung der später stattfindenden Emissionen möglich ist, sogenannte *Upstream*-Lösungen. Dabei muss berücksichtigt werden, wie genau die Emissionen noch erfassbar sind und inwieweit eine *Upstream*-Lösung noch Anreize zur Emissionsvermeidung setzt.

Die zweite große Herausforderung besteht darin, die sogenannten Nicht-CO₂-Emissionen in den Emissionshandel zu integrieren, soweit diese noch nicht im EU-ETS erfasst sind. Bei den Nicht-CO₂-Emissionen handelt es sich hauptsächlich um Methan (CH₄) mit einem Anteil von über 50 %, um Lachgas (N₂O) und um die verschiedenen Fluorkohlenwasserstoffe (HFCs) (vgl. Abbildung 2.1).

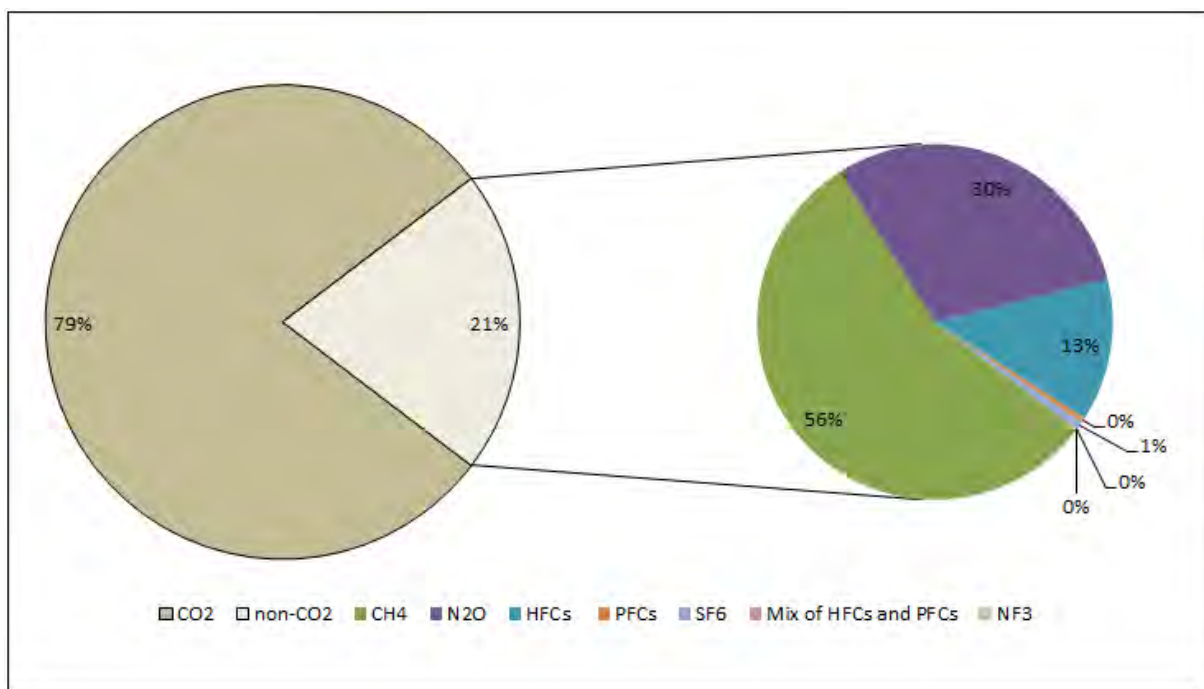


Abbildung 2.1: Anteile der verschiedenen THG an gesamten Emissionen der EU28.

Quelle: eigene Darstellung basierend auf dem Nationalen Inventarbericht (NIB) der EU28, Tabellenblatt „Summary2“

Die dritte Herausforderung entsteht dadurch, dass im außereuropäischen Ausland nur in wenigen Fällen Emissionen in vergleichbarem Umfang kontrolliert werden. Dadurch können, insbesondere wenn die Zertifikatpreise im EU-ETS in den nächsten Jahren ansteigen, durch den internationalen Wettbewerb THG-Emissionen in das Ausland verlagert werden, weil in der EU produzierte Güter weniger wettbewerbsfähig werden. Diesem *Carbon Leakage* wird gegenwärtig dadurch begegnet, dass in der *Carbon Leakage* Liste der Europäischen Kommission alle Wirtschaftsbereiche aufgelistet sind, deren emissionspflichtige Anlagen die Zertifikate kostenlos zugeteilt bekommen. Wie *Carbon Leakage* kontrolliert werden kann, wenn alle Emissionsquellen erfasst werden, muss in dem Zusammenhang diskutiert werden, dass in der Zukunft eine immer weiter steigende Anzahl an Emissionsrechten versteigert und nicht, wie in der Vergangenheit, frei zugeteilt werden sollen.

Identifizierung der nicht im EU-ETS erfassten THG-Emissionen

In einem erweiterten Emissionshandelssystem ETSPLUS werden etwa doppelt so viele Emissionen wie bisher zertifikatpflichtig sein. Um Optionen zu entwickeln, wie diese zusätzlichen Treibhausgase sowie die Vielzahl an Quellen praktikabel integriert werden können, ist es hilfreich zu identifizieren, in welchen Bereichen diese Emissionen tatsächlich entstehen.

Tabelle 2.1 Sektoren mit den höchsten nicht-ETS-Emissionen in der EU.

Quellen: Siehe Tab. 4.1

Sektor	nicht-ETS-Emissionen [kt CO _{2äq}]	Anteil [%] nicht-ETS-Emissionen an Gesamtemissionen des jeweiligen Sektors	gesamte THG-Emissionen [kt CO _{2äq}]
Straßenverkehr	905.589	92 %	981.669
Haushalte	595.486	71 %	842.696
Verdauungsprozesse	192.227	100 %	192.227
Dienstleistungen	176.954	48 %	372.423
Landw. Feldemissionen	163.438	100 %	163.438

Tabelle 2.1 zeigt das Ergebnis einer Abschätzung basierend auf zahlreichen Quellen, welche Aktivitäten die meisten bisher nicht erfassten THG-Emissionen verursachen. Der mit Abstand wichtigste Bereich sind die THG-Emissionen des Straßenverkehrs, gefolgt von den Haushalten, wobei es sich hier vorwiegend um die Wärmebereitstellung handelt. Im Bereich der privaten und öffentlichen Dienstleistungen handelt es sich auch zu einem großen Teil um Wärmebeziehungsweise Kältebereitstellung. Schließlich ist der größte Teil der Nicht-CO₂-Emissionen der Landwirtschaft zuzurechnen, einerseits aus der Tierhaltung, andererseits geht es um die Feldemissionen. Diese in Tabelle 2.1 gelisteten fünf Sektoren verursachen schon zwei Drittel der bisher nicht erfassten THG-Emissionen. Der Rest verteilt sich auf den See- und Luftverkehr, Grundstoffindustrien und Abfalldeponien.

Emissionsquellen nach Energieträgern und Wertschöpfungsketten

Die Zertifikatpflichtigkeit einer Emissionsquelle kann in vielen Fällen mit den heutigen Technologien nicht direkt an der Emissionsquelle umgesetzt werden. Besonders mobile Quellen wie Kraftfahrzeuge, aber auch stationäre Kleinanlagen wie Heizungen, die auch noch mit unterschiedlichen Brennstoffen beschickt werden können, sind nur unter großem Aufwand zu überwachen. Auch eine Meldung an zuständige Emissionshandelsstellen und die Verifizierung der Emissionen mit den verfügbaren Emissionsrechten wären entweder mit großem Verwaltungsaufwand zu betreiben oder sie müssten geschätzt werden. Außerdem ist es in der Praxis

auch nicht möglich, von jedem Kleinemittenten, z.B. einem Betreiber einer Gasheizung, zu verlangen am Europäischen Emissionshandel selbständig teilzunehmen.

Es ist deshalb in vielen Fällen sinnvoll nicht an der Emissionsquelle direkt anzusetzen, sondern schon bei der Bereitstellung der Brennstoffe zu versuchen, die später entstehenden Emissionen zu identifizieren. Solche *Upstream*-Lösungen können häufig mit einem weitaus einfacheren System von *Monitoring-Reporting-Verification* (MRV-System) ausgestattet werden. Die Machbarkeit einer *Upstream*-Lösungen hängt unter anderem davon ab, inwieweit die dann tatsächlich stattfindenden Emissionen genau *upstream* identifiziert werden können, aber auch, ob mit einer *Upstream*-Lösungen auch Anreize für eine Reduktion von THG-Emissionen entstehen.

Eine Analyse der Wertschöpfungsketten der verschiedenen Gütergruppen, in die fossile Brennstoffe wie Kohle, Erdöl und Erdgas eingehen, sowie der Marktstrukturen in diesen Wirtschaftssektoren zeigt, dass in den meisten Fällen die Bedingungen für *Upstream*-Lösungen vorhanden sind. Neben den fossilen Brennstoffen sind auch die komplexen Wertschöpfungsketten von Bioenergie sowie die von anderen alternativen Energien wie Windkraft und Photovoltaik von Bedeutung, da auch in diesen verschiedenen THG-Emissionen entstehen. Schließlich sind die Marktstrukturen in den Sektoren zu beachten, die neben der Landwirtschaft für Nicht-CO₂-Emissionen verantwortlich sind.

Kohle wird in der EU hauptsächlich in Kraftwerken und großen Industrieanlagen wie Stahlwerken eingesetzt und ist damit schon nahezu komplett im heutigen EU-ETS erfasst. Wie groß der Anteil kleiner - und damit nicht zertifikatpflichtiger - Anlagen in diesen Sektoren in der EU ist, lässt sich nicht abschätzen. Zumindest in Deutschland ist er vernachlässigbar: Nur 4 % des Kohleverbrauchs findet in Kleinanlagen in Haushalten statt. Vom Kohleverbrauch in Kleinanlagen in der EU fallen alleine drei Viertel in Polen an. In den meisten Mitgliedsstaaten schrumpft dieser Anteil weiter und es ist fraglich, ob die Kohle im Hausbrand und in Kleinanlagen in der Zukunft noch eine Rolle spielen wird. Die Marktstruktur für die Verkäufe von Kohle ist dominiert durch wenige große Unternehmen, die in der EU Kohle fördern und durch eine kleine Anzahl von Importeuren.

Erdöl wird v.a. (über zwei Drittel) als Mineralöl im Transportsektor eingesetzt (Abbildung 2.2). Der Rest teilt sich zwischen dem Erdöleinsatz in der Industrie und der Wärmeerzeugung in dezentralen Heizungsanlagen auf. Das Rohöl wird in Deutschland fast vollständig importiert und in Raffinerien zu verschiedenen Mineralölprodukten verarbeitet. Daneben gibt es noch einen Import von Mineralölprodukten wie Dieselkraftstoff, Benzin, Kerosin und leichtem Heizöl, der etwa 20 % des Gesamtverbrauchs an Mineralölprodukten ausmacht. Der Transportsektor ist der größte Konsument von Mineralölprodukten und gleichzeitig der größte Emittent von nicht im EU-ETS regulierten Emissionen. In der EU werden die Kraftstoffe für den Straßenverkehr über die Tankstellennetze vertrieben, die wiederum von den Raffinerien beliefert werden.

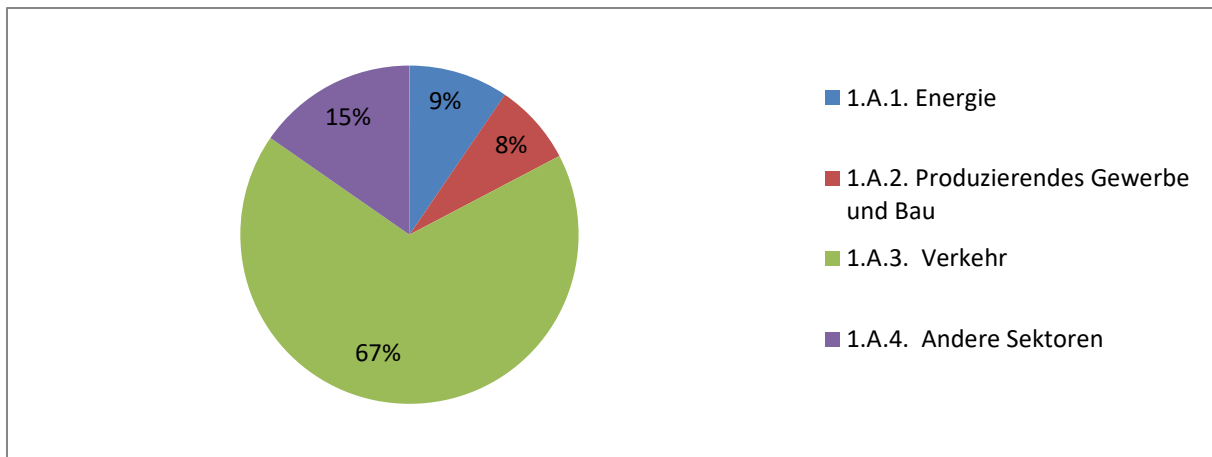


Abbildung 2.2: Sektorale Verteilung der Emissionen aus Verfeuerung von Mineralöl in Europa 2015.
 Quelle: eigene Darstellung basierend auf dem Nationalen Inventarbericht (NIB) der EU28 (UNFCCC 2017),
 Tabellenblätter Table1.A(a)s1-4.

Der nächste große Verbrauch von Mineralöl findet im Wärmesektor statt. In Deutschland wird etwa 14 % des Erdöls zu Heizöl verarbeitet, wovon geschätzte 95 % in Haushalten sowie im Gewerbe in kleinen Anlagen eingesetzt werden. Der Rest wird in industriellen Anlagen verbrannt, die schon durch das EU-ETS zertifikatpflichtig sind. Die KWK-Anlagen in Deutschland werden von einer Vielzahl kleiner Anlagen (etwa 90 % der nahezu 50.000 Anlagen haben unter 50kW Leistung) dominiert, aber über 60 % der Gesamtleistung wird von weniger als 100 Großanlagen mit über 20 MW Kapazität erzeugt, die angesichts ihrer Größe zertifikatpflichtig sind. Der Einsatz von schwerem Heizöl findet in der Industrie statt und ist schon in das heutige EU-ETS integriert.

Knapp die Hälfte der Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas findet in Haushalten und im Dienstleistungssektor statt, und dort überwiegend zur Wärmeerzeugung in Kleinanlagen. Etwas mehr als ein Viertel der Emissionen entstehen in der Energieindustrie, d.h. bei der großskaligen Strom- und Wärmeerzeugung, sowie in industriellen Prozessen. Es kann davon ausgegangen werden, dass diese Emissionen aufgrund der in diesen Sektoren typischen Anlagengröße größtenteils im heutigen EU-ETS erfasst sind. Damit werden nach Schätzungen in Deutschland etwa 80 % des Erdgasverbrauchs für die Wärmeerzeugung eingesetzt. 183 TWh des Erdgases wird von der Industrie und Gaskraftwerken direkt von überregionalen Ferngasunternehmen bezogen. Die übrigen 758,3 TWh werden über regionale Ferngasunternehmen an die Endkunden vermarktet. Das Erdgas kann entweder direkt bei den regionalen Ferngasunternehmen bezogen werden oder über örtliche Gasversorger (z. B. Stadtwerke).

Erneuerbare Energien werden in allen Bereichen (Strom, Wärme, Verkehr) eingesetzt, sind aber nicht in allen Fällen frei von THG-Emissionen. Wind- und Solarenergie erzeugen überwiegend Strom. Ihre THG-Emissionen entstehen fast ausschließlich bei der Produktion der Anlagen und nicht in deren Betrieb. Da die Systemgrenzen gemäß der allgemeinen Gepflogenheiten und aufgrund der zu hohen Komplexität einer Erfassung der Lebenszyklusemissionen so gesetzt sind, dass nur die THG-Emissionen des Betriebs der Anlagen erfasst werden, werden diese erneuerbaren Energien in dieser Studie als emissionsfrei angesehen.

Die THG-Emissionen des Einsatzes von Bioenergie sind nur zu identifizieren, indem die komplexen und sehr unterschiedlichen Wertschöpfungsketten im Detail untersucht werden. Sowohl die

unterschiedlichen Biomassen, die in die Bioenergieproduktion eingehen spielen eine wichtige Rolle, als auch die Konversionsprozesse. Die wichtigsten Wertschöpfungsketten für Bioenergie im Stromsektor sind die der Biogas- bzw. Biomethanproduktion. In beiden Fällen stellen die Feldemissionen sowie die Methan- und Lachgasemissionen im Fermentationsprozess die wichtigsten Emissionsquellen dar. Im Wärmesektor wird Bioenergie hauptsächlich aus verschiedenen forstwirtschaftlichen Produkten eingesetzt. Dabei handelt es sich häufig um Abfallstoffe oder Nebenprodukte, die alle vernachlässigbar geringe THG-Emissionen verursachen. Nur bei der Produktion von Holzpellets und bei Waldrestholz entstehen THG-Emissionen, die über 10 g CO_{2äq}/MJ liegen. Ein großer Teil der Emissionen ist dabei dem Transport der Holzprodukte zuzuschreiben.

Im Herstellungsprozess von Biokraftstoffen, wozu Biodiesel, Bioethanol und hydriertes Pflanzenöl (HVO) zählen, fallen an unterschiedlichen Stufen der Wertschöpfungskette Emissionen an. Wenn Feldfrüchte eingesetzt werden, verteilen sich die THG-Emissionen etwa gleichmäßig über die gesamte Wertschöpfungskette. Bei dem Einsatz von Abfallstoffen wie Altspeiseöl entstehen diese fast ausschließlich in der Biodieselanlage. Die meisten den Biokraftstoffen zugerechneten THG-Emissionen werden heute nicht in dem EU-ETS erfasst. Eine Ausnahme sind dabei unter anderem die Käufe von Strom in den verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette.

Nicht-CO₂-Emissionen machen 21 % der gesamten THG-Emissionen der EU aus. Dominiert werden diese von Methan und Stickoxiden, gefolgt von Fluorkohlenwasserstoffen (vgl. Abbildung 2.1). Bei den Methanemissionen, die über die Hälfte der Nicht-CO₂-Emissionen ausmachen, entstehen 53 % in der Landwirtschaft, 27 % in der Abfallwirtschaft, und etwa 20 % bei der Energieproduktion. Andere Methanquellen sind eher unbedeutend. Auch wenn die Menge der Lachgas-Emissionen (838 kt in 2015) deutlich niedriger ist als die der Methan-Emissionen (18.442 kt in 2015), sorgt ihr höheres Treibhauspotential (298*CO₂ vs. 25*CO₂) dafür, dass bei der Messung in CO_{2äq} das Verhältnis sich zu etwa zwei Drittel Methan zu ein Drittel Lachgas verschiebt (vgl. Abbildung 2.1). Drei Viertel der Lachgasemissionen stammen aus der Landwirtschaft, und sie entstehen dort zu 90 % als Feldemissionen verursacht durch organische und anorganische Dünger.

Die Bedeutung von Importen

Die EU ist stark in die globale Weltwirtschaft integriert. Auch wenn der Handel zwischen den Mitgliedsstaaten weitaus intensiver ist als der mit den Nicht-EU-Mitgliedern, so werden, gemessen am Bruttoinlandsprodukt der EU, über 11 % der Güter und Dienstleistungen von außerhalb der EU bezogen. Diese Importe stehen im Wettbewerb mit in der EU produzierten Gütern und Dienstleistungen, sodass eine Belastung der innereuropäischen Produktion mit den Preisen der in ihr enthaltenen THG-Emissionen deren Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigen könnte. Solange im Rest der Welt weniger stringente Klimaschutzmaßnahmen ergriffen werden, würden auch durch diese Wettbewerbseffekte emissionsintensive Produktionsaktivitäten in das Ausland verlagert und dort zu erhöhten THG-Emissionen führen, dem sogenannten *Carbon Leakage*. Damit würden zusätzliche Ineffizienzen in den Volkswirtschaften entstehen.

Der gegenwärtige Rechtsrahmen des EU-ETS kennt keinerlei Importregelungen, steht der Schaffung solcher allerdings offen gegenüber. Dass die europäischen Institutionen noch keine konkrete Regelung entworfen haben, ebenso wie die Tatsache, dass die WTO-Streitbeilegungsorgane bislang weder mit Fragen eines EU-ETS noch mit anderen Klimaschutzmaßnahmen befasst wurden, macht deutlich, dass Importe bisher nicht direkt reguliert wurden. Die *Carbon Leakage* Liste des EU-ETS

umgeht das Problem der Regulierung von Importen, indem die Anlagen, die in auf dieser Liste genannten Wirtschaftssektoren betrieben werden, Emissionsrechte kostenlos zugeteilt bekommen und damit keinen Kostennachteil gegenüber Importen verzeichnen.

Eine Abschätzung des Anteils der Importe der EU aus Nicht-EU-Ländern, die von der *Carbon Leakage* Liste erfasst werden, zeigt, dass mit wenigen Ausnahmen die Emissionen aus großen Feuerungsanlagen für praktisch alle Güter, deren innereuropäische Produktion mit Importen konkurriert, von der Ersteuerung von Emissionsrechten befreit sind. Damit sind über 80 % aller Importe von Gütern des verarbeitenden Gewerbes in die *Carbon Leakage* Liste aufgenommen. Die EU sieht demnach nahezu alle Importe aus Nicht-EU-Ländern als wettbewerbsgefährdend für die innereuropäischen Hersteller an, solange diese nicht mit den in der EU geltenden CO₂-Preisen belastet werden.

Abbildung 2.3 zeigt, dass die EU der weltweit größte Nettoimporteur von virtuellem CO₂ ist, d.h. von CO₂, das in den Gütern, die ex- bzw. importiert werden, enthalten ist. Die größten Importe machen Industriegüter aus. Allerdings muss dabei berücksichtigt werden, dass die EU bei Industriegütern einen großen Exportüberschuss hat und auch bei den CO₂-Emissionen zu einem Nettoexporteur wird.

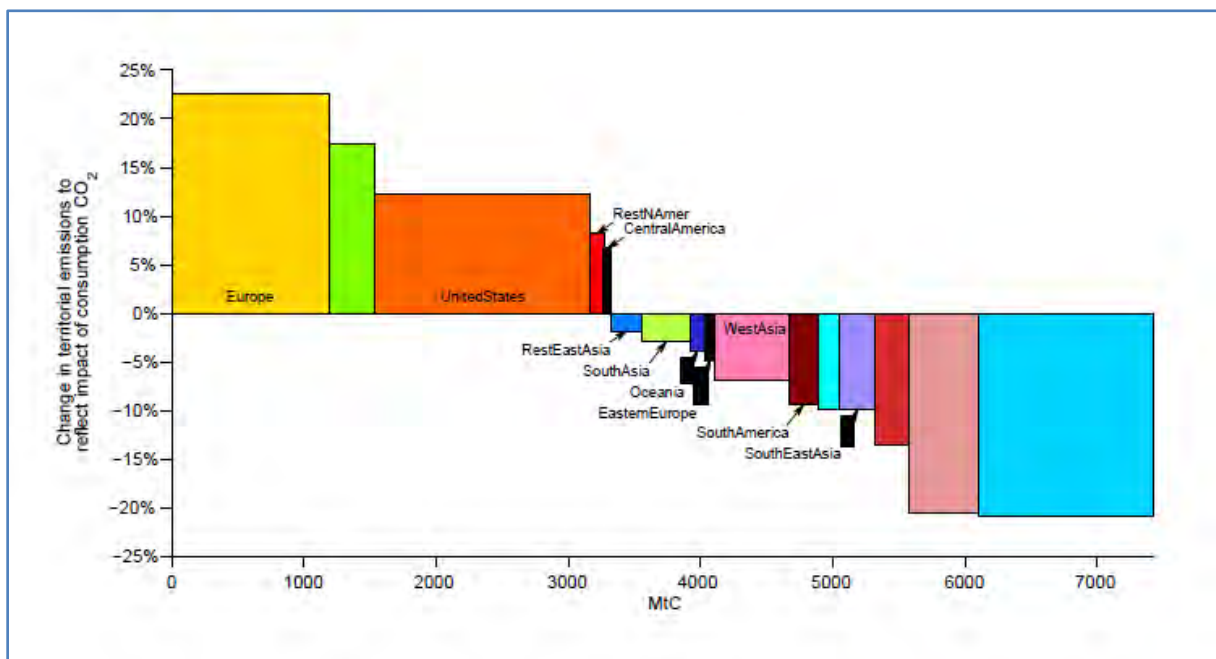


Abbildung 2.3: Produktions- und konsumbasierte CO₂-Emissionen nach Ländern – Prozentuale Differenz zwischen bei der Produktion verursachten Emissionen und den bei dem Konsum entlang der Wertschöpfungskette entstandenen Emissionen.

Quelle: Peters et al. (2012)

Einen besseren Überblick über die Wettbewerbssituation der verschiedenen Wirtschaftssektoren erhält man, wenn man am Beispiel Deutschlands die CO₂-Intensitäten (gemessen in im Produkt enthaltenen CO₂-Emissionen pro Werteinheit, kg CO₂/€) von Exporten und Importen betrachtet. Abbildung 2.4 zeigt, dass besonders große Differenzen zwischen den CO₂-Gehalten bei Konsumgütern (Textilien, Bekleidung, Lederprodukte und Elektronik) bestehen.

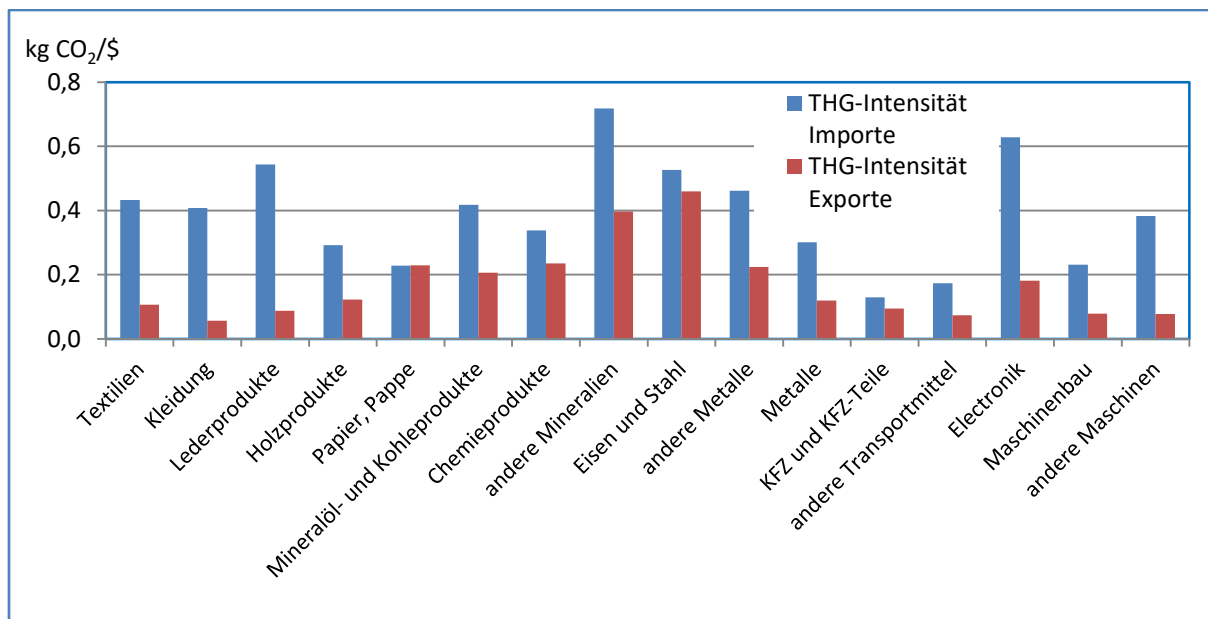


Abbildung 2.4: CO₂-Intensitäten Deutschlands Importen und Exporten in und aus außereuropäischen Staaten (2011, in kg CO_{2äq} pro \$).

Quelle: Eigene Berechnung aus dem GTAP-Datensatz.

Umgekehrt sind die CO₂-Intensitäten von landwirtschaftlichen Produkten, die nicht in Abbildung 2.4 aufgeführt sind, in allen Produktkategorien bei deutscher Produktion höher als bei den Importen aus Nicht-EU-Mitgliedsstaaten. Die Produkte der deutschen Landwirtschaft sind also beträchtlich CO₂-intensiver als die vergleichbaren Importe. Dabei sind allerdings die Nicht-CO₂-Emissionen, die den größeren Teil der THG-Emissionen in der Landwirtschaft ausmachen, noch nicht berücksichtigt.

Einer Ausweitung des EU-ETS auf alle THG-Emissionen wird die Wettbewerbsfähigkeit besonders von solchen Unternehmen beeinflussen, die bisher nicht in das EU-ETS eingebunden sind und deren Produkte hohe CO₂-Intensitäten aufweisen, entweder in absoluter Höhe oder relativ zu den CO₂-Intensitäten der konkurrierenden Importe. Zusätzlich ist aber auch von Bedeutung, wie stark die im EU-Ausland erzeugten Produkte in ihren Herkunftsländern schon einer Regulierung unterliegen. Eine Übersicht über die aktuellen Maßnahmen zur Bepreisung von THG-Emissionen in den verschiedenen Ländern der Welt gibt der Bericht der Weltbank zu „*State and Trends of Carbon Pricing – 2018*“ (World Bank und Ecofys 2018). Danach gibt es aktuell 47 Maßnahmen, die allerdings nur knapp 15 % der globalen THG-Emissionen erfassen. Falls China sein nationales Emissionshandelssystem im Jahr 2020 einführt, würden über 20 % der globalen Emissionen erfasst. Im Rahmen der Berichterstattung der Klimaschutzpläne für das Pariser Abkommen haben 88 Länder, die für 56 % der THG-Emissionen verantwortlich sind, angegeben, dass sie Preise für THG-Emissionen einführen wollen.

Optionen für eine Ausweitung des EU-ETS auf alle THG-Emissionen

Die noch nicht von dem EU-ETS erfassten THG-Emissionen konzentrieren sich einerseits auf eine Vielzahl kleinerer Anlagen, und andererseits auf die Nicht-CO₂-Emissionen. Außerdem entstehen einige THG-Emissionen in mobilen Quellen wie Fahrzeugen, deren Emissionen zwar theoretisch auch gemessen werden können, wofür aber im Augenblick keine kurzfristig einsetzbaren Technologien vorliegen. Für die Ausweitung des EU-ETS auf diese zusätzlichen THG-Emissionen werden zunächst unterschiedliche Optionen für die Kontrolle der verschiedenen fossilen Energieträger vorgestellt und

danach diejenigen für die Kontrolle der Nicht-CO₂-Emissionen. Eine Übersicht über die Möglichkeiten Kohle und die Mineralöle im Transportsektor in eine ETSPLUS zu integrieren, zeigt Tabelle 2.1. Die Optionen für den Wärmemarkt und die erneuerbaren Energien sind in Tabelle 2.2 zusammengefasst, und diejenigen für die Nicht-CO₂-Emissionen in Tabelle 2.3.

Die THG-Emissionen aus der Verfeuerung von Kohle sind weitgehend kontrolliert, da dieser Brennstoff überwiegend in der Stromerzeugung und der Industrie in Großanlagen eingesetzt wird. Schätzungsweise 96 % der Kohleemissionen in der EU fallen dort an. Die restlichen vier Prozent gehen überwiegend in den Hausbrand in wenigen Mitgliedsstaaten, insbesondere in Polen. In einem ETSPLUS könnte auf die Erfassung von Kleinanlagen verzichtet werden, da die Wärmeerzeugung in Haushalten vermutlich mit der Zeit durch andere Energieträger ersetzt wird und nur einen geringen Anteil an den Gesamtemissionen hat. Es können aber auch vergleichsweise problemlos Kohlehändler für die Verkäufe an Privatkunden zertifikatpflichtig gemacht werden.

Tabelle 2.2 Übersicht über die Ausweitungsoptionen zu einem ETSPLUS: Kohle und Mineralöle im Transportsektor

	Option 1	Option 2	Kommentar
Kohle	Nur die im heutigen EU-ETS erfassten Anlagen sind zertifikatpflichtig. Die restlichen Emissionen werden wegen ihres geringen Volumens nicht erfasst.	Wie Option 1, aber mit Zertifikatpflicht für Kohlehändler, bzw. Sonderregelung nur für Länder mit einem hohen Anteil an Kohlekonsum in Kleinanlagen	96 % der Kohleemissionen sind schon im EU-ETS erfasst
Transportsektor			
• Straßenverkehr			
• Fossile Kraftstoffe	Raffinerien sind im Umfang ihrer Verkäufe von Benzin und Diesel zertifikatpflichtig	Tankstellenbetreiber sind zertifikatpflichtig	THG-Emissionen der Fahrzeuge sind mit Emissionskoeffizienten präzise berechenbar
• Biokraftstoffe	Raffinerien berücksichtigen die THG-Bilanz der im Kraftstoffmix eingesetzten Biokraftstoffe	Tankstellenbetreiber berücksichtigen die THG-Bilanz der nach der RED in Kraftstoff-mix eingesetzten Biokraftstoffe	THG-Bilanz schon im Rahmen der Zertifizierung nach RED vorhanden
• Schienenverkehr	Bahnbetreiber für Dieselloks nach Dieserverbrauch		Elektrischer Schienenverkehr schon im EU-ETS
• Luftverkehr	Keine zusätzliche Regelung		Innereuropäische Flüge schon im EU-ETS Internationale Flüge von ICAO reguliert
• Seeverkehr	Binnenschifffahrt: Mineralölhändler für Verkäufe zertifikatpflichtig Hochseeschifffahrt: Durch IMO reguliert		

Im Straßenverkehr werden überwiegend Mineralöle als Ausgangsstoff eingesetzt, aber auch andere Energieträger wie Biokraftstoffe oder Strom werden genutzt. Im Straßenverkehr sind viele Millionen mobiler Emissionsquellen in ein ETSPLUS zu integrieren, was an der Emissionsquelle gegenwärtig technisch umsetzbar ist. Emissionskoeffizienten von Benzin bzw. Dieselmotoren können aber präzise die Emissionen zum eingesetzten Kraftstoff zurückverfolgen. Es können deshalb in einer *Upstream*-Lösung die Raffineriebetreiber für ihre Verkäufe von Benzin und Dieselmotoren zertifikatpflichtig gemacht werden. Möglich ist auch, die Erfassung erst bei den Betreibern von Tankstellenketten anzusetzen. In der EU werden fossile Kraftstoffe mit Biokraftstoffen gemischt. Die THG-Bilanz dieser Biokraftstoffe wird in den Zertifizierungsverfahren nach der *Renewable Energy Directive* (RED) bestimmt, sodass der Einfluss dieser Kraftstoffe auf die THG-Bilanz der verkauften Kraftstoffe von Raffinerien oder Tankstellen berücksichtigt werden kann. Der eingesetzte Strom in Elektro- und Hybridfahrzeugen muss nicht berücksichtigt werden, da die Stromerzeuger schon im Rahmen der EU-ETS zertifikatpflichtig sind.

Im Schienenverkehr geht es lediglich um den Anteil der mit Diesel betriebenen Loks, deren Emissionen über die Käufe von Kraftstoffen der Verkehrsunternehmen erfasst werden können. Der innereuropäische Luftverkehr ist schon in das EU-ETS integriert. Dagegen wird von der *International Civil Aviation Organization* (ICAO) ein Emissionskontrollsystem entwickelt, das den internationalen Luftverkehr mit Emissionsbeschränkungen belegen soll. Der Erfolg dieses Systems wird davon abhängen, wie diese Lösung letztendlich aussieht und inwieweit diese mit der Logik eines ETSPLUS kompatibel ist. Schließlich wird der internationale Schiffsverkehr durch Emissionsbeschränkungen der *International Maritime Organization* (IMO) reguliert. In der Binnenschifffahrt können Regelungen analog zu dem Straßenverkehr eingeführt werden.

Tabelle 2.3 Übersicht über die Ausweitungsoptionen zu einem ETSPLUS: Wärmemarkt und erneuerbare Energien

	Option 1	Option 2	Kommentar
Wärmemarkt			
<ul style="list-style-type: none"> • Heizöl 	Raffinerien sind im Umfang ihrer Heizölverkäufe zertifikatpflichtig.	Heizölhändler sind zertifikatpflichtig	Zertifikatpreise werden an den Endkunden weiter gegeben
<ul style="list-style-type: none"> • Erdgas 	Überregionale Ferngasunternehmen sind für die Verkäufe an regionale und örtliche Gasversorger zertifikatpflichtig	Regionale Ferngasunternehmen bzw. örtliche Gasversorger sind zertifikatpflichtig	Zertifikatpreise werden an den Endkunden weiter gegeben
Erneuerbare Energien			
<ul style="list-style-type: none"> • Wind • Solar • Holz basiert 	Werden alle als frei von THG-Emissionen deklariert		Mit Ausnahme von Holzpellets vernachlässigbare THG-Emissionen aufgrund der Systemgrenzen

Im Wärmemarkt werden die noch nicht im EU-ETS erfassten Kleinanlagen überwiegend mit Heizöl und Erdgas betrieben. Ein kleinerer Teil der Wärme wird mit Holzprodukten erzeugt, deren Integration in ein erweitertes Emissionshandelssystem unter den erneuerbaren Energien diskutiert wird. Auch bei diesen stationären Kleinanlagen ist es eher praktikabel die Zertifikatpflicht *Upstream* anzusiedeln, da einzelne Heizungsbesitzer in ihrer großen Zahl nicht in ein Handelssystem integriert werden sollten. Es bieten sich zwei Optionen an: Schon auf der Ebene der Raffinerien die Zertifikatpflicht einzurichten, oder erst bei den regionalen Heizölhändlern, die Kleinverbraucher mit Heizöl beliefern. In ähnlicher Weise können die THG-Emissionen aus dem Einsatz von Erdgas in Kleinanlagen erfasst werden. Dies kann entweder schon bei den überregionalen Ferngasunternehmen stattfinden oder bei regionalen bzw. örtlichen Gasversorgern. Sowohl die Raffinerien/Heizölhändler als auch die Gasversorger werden dann die Kosten der Emissionsrechte in den Preisen an die Endkunden weitergeben und damit Anreize für einen sparsamen Umgang mit emissionsreichen Energieträgern schaffen.

Für die Kontrolle der nicht-CO₂-Emissionen sind mit in der Summe nahezu 100 % Methan (CH₄, 56 % der Nicht-CO₂-Emissionen), Lachgas (N₂O, ca. 30 %) und Fluorkohlenwasserstoffe (HFCs, 13 %) relevant. Über 50 % der Methan-Emissionen entstehen in der Landwirtschaft; der verbleibende Anteil v.a. in den Bereichen Abfallwirtschaft (27 %) und Energieproduktion (19 %). In der Abfallwirtschaft wird Methan hauptsächlich auf Halden (80 %) emittiert, auch Emissionen aus der Abwasserbehandlung sind relevant (15 %).

Tabelle 2.4 Übersicht über die Ausweitungsoptionen zu einem ETSPLUS: Nicht-CO₂-Emissionen

Methan	Option 1	Option 2	Kommentar
• Landwirtschaft	Landwirtschaftlicher Betrieb, aber Zertifikathandel bei Verwaltung	Landwirtschaftliche Verwaltung	Die Zertifikatpflicht und der Zertifikat-handel wäre für Betriebe häufig zu aufwändig
• Deponiegase	Abfallhalden und Klärwerke sind jeweils zertifikatpflichtig; Anlagenbezogene Emissionsberechnung	Abfallhalden und Klärwerke sind jeweils zertifikatpflichtig; Emissionsberechnung mittels Standardwerten	Bei Option 2 keine Anreizwirkung zur Emissionskontrolle
• Lagerung und Transport	Anpassung der Emissionskoeffizienten großer Verbrennungsanlagen um Lager- und Transportemissionen		Individuelle Emissionsberechnung kann als Option angeboten werden, ansonsten Standardwerte
• Flüchtige Emissionen der Gasnetze	Zertifikatpflicht für Netzbetreiber		Identifizierung und Messung von Leckagen wird in absehbarer Zeit technisch möglich sein.
• Verbrennungsemissionen	Flüchtige Emissionen durch Anpassung der Emissionskoeffizienten von Heizöl und Erdgas erfassen		
Lachgas (N ₂ O)	Nur Landwirtschaft zertifikatpflichtig, wie bei Methan	Landwirtschaftliche Lachgasemissionen nicht zertifikatpflichtig machen	Im Industriebereich teilweise schon im EU-ETS, restliche Emissionen geringfügig
HFCs	Hersteller oder Kältemittelnutzer	Keine Erfassung der Emissionen im ETSPLUS	Kaum präzise Zurechnung der Emissionen möglich

In der Abfallwirtschaft sowie den Kläranlagen können die Methanemissionen bei den Anlagenbetreibern zertifikatpflichtig gemacht werden. Allerdings geht dies nur mit anlagentypischen Emissionskoeffizienten bis eine Messung von Methanemissionen technisch möglich ist. Das gleiche gilt für Methanemissionen aus Leckagen der Erdgasnetze, für die Netzbetreiber zertifikatpflichtig gemacht werden können. Bei den flüchtigen Emissionen aus der Lagerung von fossilen Brennstoffen und bei den Verbrennungsprozessen können die Emissionsfaktoren für CO₂ durch einen Wert für die Methanemissionen angepasst werden.

Die Lachgasemissionen konzentrieren sich auf die Landwirtschaft mit einem Anteil von 75 %. Industrielle Lachgasemissionen aus großen Verbrennungsanlagen sind schon heute im EU-ETS erfasst, während die restlichen Emissionen in vielen kleinen und sektoral verteilten Aktivitäten verursacht werden. Deshalb wird keine Option dafür entwickelt, die Lachgasemissionen außerhalb der Landwirtschaft zusätzlich in ein ETSPLUS zu integrieren.

Die wichtigsten THG-Emissionen in der Landwirtschaft beziehen sich auf Lachgas, das hauptsächlich im Ackerbau entsteht, und Methan, das überwiegend mit der Viehhaltung verbunden ist. Bei den EU-weiten Emissionen ist die Landwirtschaft für etwa die Hälfte der Methanemissionen verantwortlich und bei Lachgas für etwa drei Viertel der Emissionen. Andere Emissionen sind vergleichsweise geringfügig. Die bei der THG-Bilanzierung von Biokraftstoffen anfallenden CO₂-Emissionen sind zum Teil schon heute von dem EU-ETS erfasst, z.B. der Stromverbrauch im landwirtschaftlichen Betrieb. Diese stellen letztendlich Doppelzählungen dar, die durch die parallel stattfindenden Regulierung durch die RED und das EU-ETS entstehen. Andere CO₂-intensive Inputs wie innerhalb der EU produzierte Düngemittel werden bereits teilweise im EU-ETS „upstream“ erfasst. Für die Zertifikatpflicht von landwirtschaftlichen Betrieben wären sie somit nicht mehr relevant.

Die Methan- und Lachgasemissionen können durch Emissionskoeffizienten berechnet werden. Die dafür relevanten Daten werden bereits im Rahmen des *Cross Compliance* durch die entsprechenden zuständigen Behörden in den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten erhoben. Dies schließt in zahlreichen EU-Mitgliedsstaaten auch Angaben für den Düngemiteleinsatz ein. Allerdings können analog zu der THG-Bilanzierung im Rahmen der RED auch individuelle Berechnungen für Einzelbetriebe vorgenommen werden.

Die Erfassung, Meldung und das Halten von Emissionsrechten kann unterschiedlich geregelt werden. Eine Option ist, dies alles bei den landwirtschaftlichen Betrieben anzusiedeln. Damit wären die Nicht-CO₂-Emissionen dicht an der Quelle kontrolliert. Nachteile sind aufwändige Kontrollen sowie die Verantwortung der landwirtschaftlichen Betriebe, selbst am Emissionshandel teilzunehmen. Eine für die Betriebe weniger aufwändige Lösung besteht darin, die Zertifikatpflicht den landwirtschaftlichen Verwaltungen z.B. auf kommunaler oder auf Länderebene (z.B. NUTS 2 Ebene) aufzuerlegen. Diese könnten die Kosten der Zertifikate auf Basis der Meldungen der landwirtschaftlichen Betriebe mit diesen verrechnen. Die Anreizwirkung für eine sorgsame Kontrolle von Methan- und Lachgasemissionen bliebe damit erhalten. Schließlich besteht noch die Möglichkeit die Tierhaltung, bei der die Methanemissionen auftreten, von dem Emissionshandel auszunehmen, da diese nicht direkt mit anderen Energieformen konkurriert. Allerdings würden damit keine Anreize für eine Anpassung des Konsums hin zu klimafreundlicheren Produkte ausgelöst werden.

Die Forstwirtschaft sollte nicht in ein zukünftiges ETSPLUS integriert werden, da alle wichtigen Emissionen bereits an anderer Stelle erfasst würden, die Umwandlung von Wäldern in Acker- oder Grasland schon gesetzlich geregelt sind und die verbleibenden nicht erfassten THG-Emissionen vernachlässigbar sind. Inwieweit Wälder als Kohlenstoffsенke in den Genuss von Zertifikaten für sozusagen „negative Emissionen“ in ein Emissionshandelssystem integriert werden können, hängt auch davon ab, wie die Diskussion um den „*Carbon Debt*“ der Holznutzung sich entwickelt und ob, bzw. wie diese Diskussion in einen regulatorischen Rahmen eingebunden wird.

Integration von Importen in ein ETSPLUS

Eine besondere Herausforderung stellt die Behandlung von Importen in einem erweiterten Emissionshandelssystem dar. Die EU ist stark außenhandelsorientiert, sodass sich Verzerrungen durch *Carbon Leakage* und damit verbundene Wettbewerbseffekte ergeben. Eine Integration von Importen in ein ETSPLUS ist auch von handelsrechtlichen Fragen abhängig. Die unten aufgeführten Optionen scheinen allerdings im Rahmen der Regeln der WTO umsetzbar, auch wenn es dazu in der Praxis noch keine vergleichbaren Maßnahmen gibt.

Es kommen im Prinzip vier Optionen in Betracht, mit denen die Importe in die EU bezüglich ihrer THG-Emissionen reguliert werden können:

- **Option 1:** Weiterentwicklung der *Carbon Leakage* Liste
- **Option 2:** Positivliste mit Gütern, für die beim Import Zertifikatpflicht vorliegen soll
- **Option 3:** Grenzsteuerausgleich in Höhe des THG-Gehalts der importierten Produkte
- **Option 4:** Ausweitung der Zertifikatpflicht auf alle Importe auf Basis der im Produkt enthaltenen THG-Mengen

Die *Carbon Leakage* Liste des EU-ETS (Option 1) umfasst schon die Mehrzahl aller Importgüter, allerdings sind dabei bisher nur die großen Verbrennungsanlagen erfasst. Dagegen würden in einem ETSPLUS alle innerhalb der EU anfallenden THG-Emissionen auf der *Carbon Leakage* Liste stehen. Die Konsequenz wäre, dass nahezu alle Emittenten von Treibhausgasen die Emissionsrechte frei zugeteilt bekämen. Dies steht im Konflikt mit dem Ziel der nächsten CO₂ des EU-ETS, die Emissionsrechte zunehmend mehr zu versteigern und den Anteil der freien Zuteilungen weiter zu reduzieren. Die *Carbon Leakage* Liste könnte in diesem Zusammenhang auch vornehmlich auf starke Wettbewerbseffekte fokussiert und damit die Zahl der Emittenten mit freier Zuteilung stark reduziert werden. Dazu müssten die heute geltenden Prinzipien für die Aufnahme in die *Carbon Leakage* Liste grundsätzlich geändert werden. Insbesondere das Kriterium der hohen Importquote für Gütergruppen, nach dem eine Vielzahl auf die *Carbon Leakage* Liste gelangt sind, müsste verändert werden.

Eine der *Carbon Leakage* Liste vergleichbare Regelung beinhaltet Option 2. Auch hier wird eine Liste von Gütergruppen erstellt, aber die Emittenten erhalten keine frei zugeteilten Zertifikate, sondern die Importe dieser Gütergruppen werden zertifikatpflichtig. Für die Umsetzung dieser Option muss ein Monitoring-System eingeführt werden, das die in den Importen enthaltenen THG-Emissionen identifiziert, eine Reporting-System, das fest legt, wer für die Abwicklung der Importe im ETSPLUS verantwortlich ist, und schließlich muss eine Verifikation der Transaktionen stattfinden. Ein solches MRV-System kann teilweise an die Erfahrungen mit der Zertifizierung von Biokraftstoffen nach der RED angeknüpft werden.

Neben der Integration von Importen in den europäischen Emissionshandel wird oft auch als Maßnahme zur Vermeidung von *Carbon Leakage* das Instrument des Grenzsteuerausgleichs diskutiert. Es wird als WTO-kompatibel angesehen, ist aber in der Praxis noch nie eingesetzt worden. Für seine Umsetzung (Option 3) muss wie bei Option 2 ein MRV-System geschaffen werden, mit dem die Höhe des Grenzsteuerausgleichs aller Importgüter bestimmt wird. Auch für Option 4, der Integration aller Importe in das Emissionshandelssystem müssen die in den Importen enthaltenen THG-Emissionen quantifiziert werden. Es bestehen bei dieser Option also die gleichen systematischen Herausforderungen wie bei den Optionen 2 und 3.

Eine weitere Komplikation, die sowohl die Effizienz eines System zur Erfassung von in Importen enthaltenen THG-Emissionen betrifft als auch die rechtliche Bewertung bezüglich der WTO-Kompatibilität, besteht darin, dass inzwischen auch in einigen Exportländern entweder CO₂-Steuern oder vergleichbare Emissionshandelssysteme eingeführt worden sind, wenn auch mit teilweise viel niedrigeren Zertifikatpreisen. Im Prinzip müssten diese Maßnahmen bei der Belastung von Importen mit Zertifikatpflicht oder einem Grenzsteuerausgleich berücksichtigt werden. Dies würde aber auch bedeuten, dass die MRV-Systeme nicht nur Importe generell kontrollieren müssen, sondern auch die

bilateralen Handelsbeziehungen in der Kalkulation der anrechenbaren THG-Emissionen berücksichtigen müssen. Dies würde das MRV-System noch komplexer machen.

Tabelle 2.5 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Effektivität, die Effizienz, Risiken der Umsetzbarkeit und den voraussichtlichen administrativen Aufwand der vier Optionen. Es zeigt sich ein klarer Trade-Off zwischen der Effizienz der verschiedenen Optionen und dem damit zusammenhängenden administrativen Aufwand. Die Anpassung der *Carbon Leakage* Liste vermeidet außenhandelsrechtliche Aspekte, setzt aber gesamtwirtschaftlich unzureichende Signale für die Energiewende. Alle Optionen, die Importe mit deren THG-Emissionen belasten, benötigen unterschiedlich umfangreiche MRV-Systeme, bilden aber dafür die Preise von THG-Emissionen besser ab.

Tabelle 2.5 Optionenvergleich für die Integration von Importgütern in ein ETSPLUS

	Effektivität	Effizienz	Risiken der Umsetzbarkeit	Administrativer Aufwand
Option 1: Carbon Leakage Liste (CLL)	Verringert <i>Carbon Leakage</i> für die gelisteten Güter	Hat keine Auswirkung auf Importpreise, dadurch ineffiziente Allokation	Gering, da schon etabliert; Prozess der Erstellung einer CLL aufwändig	gering
Option 2: Positivliste	Wirkt nur für gelistete Güter	Effizient für gelistete Gütergruppen; verbleibende Ineffizienz von nicht gelisteten Gütergruppen	Wie bei CLL Entscheidung über Positivliste komplex; MRV-System erforderlich	Abhängig vom Umfang der Positivliste; MRV-System muss eingerichtet werden
Option 3: Grenzsteuer- ausgleich	Bei exportland-spezifischen Abgaben zielgenau; bei pauschalen Abgaben weniger zielgenau	Abhängig von der exportland-spezifischen oder import-spezifischen Umsetzung	Erfordert umfangreiches MRV-System; Kompatibilität mit WTO-Regeln noch nicht in der Praxis bestätigt	Hoher MRV-Aufwand
Option 4: Komplette Integration in das ETSPLUS	Hoch	Vergleichsweise hoch; Effizienz abhängig von der Berücksichtigung ausländischer Klimaschutzmaßnahmen	Umfangreiches MRV-System	Hoher MRV-Aufwand

Umsetzung der Optionen in ein ETSPLUS

Die Ausweitung des EU-ETS zu einem ETSPLUS verlangt eine Reihe von Maßnahmen mit unterschiedlicher Regelungstiefe. So gehen die Optionen für das ETSPLUS zum Teil über die bisherige Systematik des Emissionshandelssystems hinaus, das den Betreibern die Emissionen ihrer Anlagen zurechnet. Vorgesehen sind neben dem *Downstream*-Ansatz auch *Upstream*- und *Midstream*-Ansätze, bei denen Emissionen an anderen Stellen der Wertschöpfungskette angelastet werden. Zum

anderen wird die Erfassung der Emission weiterer Treibhausgase (z.B. Lachgas und Methan) eine größere Gestaltungsaufgabe stellen, weil diese anderen THG in nicht erfassten Sektoren oder bei nicht erfassten Tätigkeiten anfallen. So erfordert die Erfassung von Methanemission die Einbeziehung des Sektors der Landwirtschaft und die Erfassung von Fluorkohlenwasserstoffemissionen weite Bereiche der Kühl- und Klimatechnik. In diesem Bereich bestehen keine Regelungsansätze oder gar Regelungen, an die angeknüpft werden könnte. Außerdem müssen handhabbare und angemessene Regelungen gefunden werden, auch Emittenten von Kleinanlagen unabhängig von ihrer Relevanz zu erfassen. Schließlich wird die Einbeziehung von Importen durch unterschiedliche Regelungsoptionen vorgeschlagen. Dafür ist eine neu zu schaffende Verankerung im Emissionshandelsrechts erforderlich, die den Anforderungen des WTO-Rechts entsprechen muss.

Anpassungen der Ausgestaltung des Emissionshandelssystems sind insbesondere auch deshalb erforderlich, weil eine Einbeziehung der zusätzlichen THG-Emissionen nicht lediglich eine Änderung der Anhänge mit sich bringt, sondern regelmäßig weitere flankierende Regelungen erfordert. Das gilt insbesondere für Regelungsoptionen, in denen vom unmittelbaren Anlagenbezug Abstand genommen wird. Gerade bei dem Auseinanderfallen zwischen Emissionen und dem Zertifikatpflichtigen müssen in der Emissionshandelsrichtlinie die erforderlichen strukturellen Anpassungen vorgenommen werden. Die Anpassung bzw. Einführung der neuen Regelungselemente muss auf EU-Ebene im Wege des ordentlichen Gesetzgebungsverfahrens durchgeführt werden. Die Änderung der Emissionshandelsrichtlinie müssten in der Folge im Rahmen des Gestaltungsspielraums der Mitgliedstaaten national umgesetzt werden. In Deutschland müsste wesentlich das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) entsprechend angepasst werden.

Auswirkungen eines erweiterten Emissionshandelssystems (ETSPLUS)

Die Ausweitung des EU-ETS auf alle THG-Emissionen wird unabhängig von schon existierenden Fördermaßnahmen die Wettbewerbsfähigkeit von unterschiedlichen Energieträgern verändern. Der direkte Effekt der Zertifikatpreise auf die Kosten verschiedener Energieformen zeigt in erster Annäherung, wie sich die verschiedenen Energieformen im Markt positionieren. Im Stromsektor wird die Braunkohle, die bei den bis vor kurzem geltenden Zertifikatpreisen noch der günstigste Energieträger war, schon ab einem CO₂- bzw. Zertifikatpreis von 25 €/t CO_{2äq} von der landbasierten Windenergie abgelöst. Diese bleibt auch bei höheren Preisen die günstigste Energieform. Die mit Gülle betriebenen Biogasanlagen werden mit steigenden Zertifikatpreisen immer wettbewerbsfähiger und werden bei Preisen von über 50 €/t CO_{2äq} die nächstgünstigste Energieform.

Im Wärmemarkt sind holzbasierte Energieträger immer am kostengünstigsten und vergrößern den Abstand zu fossilen Energieträgern mit steigenden Zertifikatpreisen. Bei den Kraftstoffen ergibt sich ein anderes Bild. Während fossiler Diesel zunächst (bei 6 €/t CO_{2äq}) die geringsten Gestehungskosten hat, wird er bei steigenden Zertifikatpreisen von Biodiesel auf Palmölbasis abgelöst. Erst bei Zertifikatpreisen von über 100 €/t CO_{2äq} wird auch Biodiesel aus Speisealtölen genauso günstig wie palmölbasierter Biodiesel. Allerdings unterscheiden sich die Kosten der verschiedenen Biokraftstoffe nicht sehr stark. Nur auf Windstrom basierte synthetische Kraftstoffe bleiben teurer als fossile Kraftstoffe, auch bei hohen CO₂-Preisen.

Auf dem Strommarkt ist zusätzlich zu bedenken, dass das Stromnetz besondere Bedingungen für die Einspeisung von Strom aus verschiedenen Energieträgern stellt und damit deren

Wettbewerbsfähigkeit nicht nur von den Gesteungskosten, sondern auch von technischen Restriktionen bezüglich der Laufzeiten und Marktbedingungen abhängt. Die Analyse mit Hilfe eines Strommarktmodells wurde für das im Netzentwicklungsplan der Bundesnetzagentur Szenario eines moderaten Netzausbaus die Entwicklung des Strommixes bei unterschiedlichen CO₂-Preisen simuliert. Dabei zeigen sich folgende Effekte:

- Unabhängig vom Betrieb der Biogasanlagen verdrängen Gaskraftwerke ab einem Zertifikatspreis von 50 €/t CO₂ die Braunkohle komplett. Auch der Steinkohleanteil sinkt stark.
- Speisen Biogasanlagen nur zu Zeiten ein, in denen der Marktpreis ihre Grenzkosten überschreitet, spielt Stromerzeugung aus Biomasse erst ab 50 €/t CO₂ eine nennenswerte Rolle.
- Fahren Biogasanlagen (mit Ausnahme der größeren Flexanlagen) in Grundlast, was realistisch, aber wirtschaftlich defizitär ist, trägt Biomasse stets einen Anteil von ca. 10 % an der Gesamterzeugung bzw. 18-20 % der erneuerbaren Erzeugung bei.

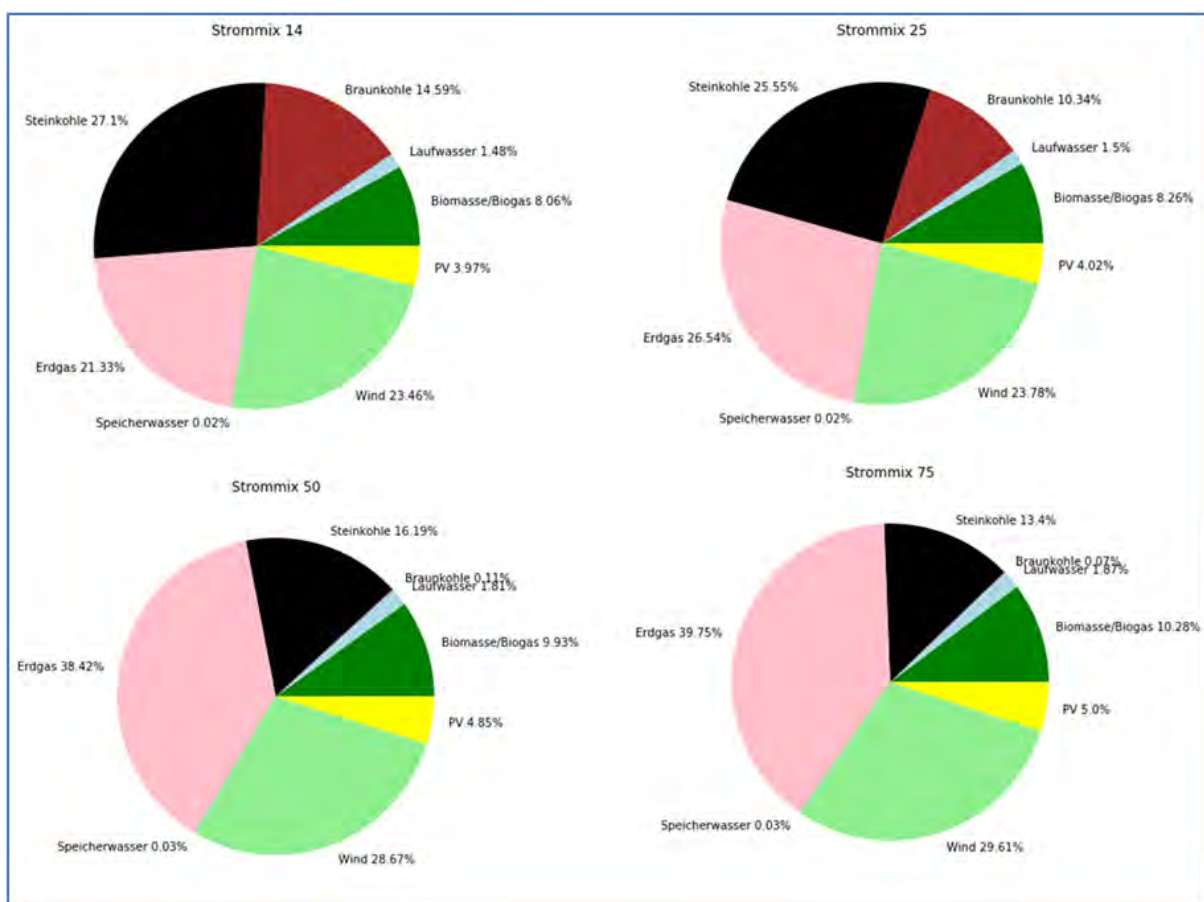


Abbildung 2.5: Strommix: Eigene Szenariorechnung für 2030 bei CO₂-Zertifikatspreisen von 14, 25, 57 und 75 €/t CO₂äq

Neben den Kostensteigerungen und den Wettbewerbsverschiebungen auf den Strommärkten ist zu erwarten, dass sich auch in der gesamtwirtschaftlichen Struktur Anpassungen durch die sich verändernden relativen Preise für mehr oder weniger energieintensive Güter ergeben. Mit Hilfe des DART-Modells wurden diese Effekte für die Ausweitung des EU-ETS und verschiedene Preisszenarien berechnet. Dabei wurden zum Vergleich mit dem heutigen EU-ETS zwei Gruppen von Szenarien berechnet, die illustrieren, welche gesamtwirtschaftlichen Anpassungsprozesse sich durch die Einführung eines ETSPLUS ergeben.

Die erste Gruppe vergleicht eine Situation, in der nur die Emissionsquellen des heutigen EU-ETS dem Emissionshandel unterliegen, mit einem auf alle Sektoren und THG ausgeweiteten ETSPLUS. Dabei wird unterstellt, dass die Emissionsbeschränkung so hoch ist, dass sich jeweils ein Zertifikatspreis von 50 €/CO_{2äq} einstellt, eine Größenordnung, die als mindestens notwendig erachtet wird, um die Klimaziele für 2030 zu erreichen. Dieser Zertifikatspreis im EU-ETS wird mit dem gleichen Zertifikatspreis im ETSPLUS verglichen, wo er für alle THG-Emissionen gilt. Die Ausweitung des Emissionshandels führt dazu, dass Emissionsvermeidung über alle Wirtschaftssektoren hinweg verstärkt auftritt. Gleichzeitig zeigt sich, dass die Kohleverstromung weiter zurückgeht als schon im heutigen EU-ETS. Dies deutet darauf hin, dass die Vermeidungskosten außerhalb des heutigen EU-ETS höher sind als im Stromsektor. Dennoch tragen im ETSPLUS alle Sektoren verstärkt zum Klimaschutz bei.

Die zweite Gruppe von Szenarien untersucht, wie die Emissionsreduktion, die heute für die Anlagen des EU-ETS gilt, ausfällt, wenn sie in gleicher Weise auf alle THG-Emissionen ausgedehnt wird. Dabei wird die Reduktion der Emissionen um 20 %, einmal nur auf die Sektoren des EU-ETS und dann auf alle Sektoren angelegt. Während die Modellsimulation für das EU-ETS einen Zertifikatspreis von 25 €/tCO_{2äq} ergibt, steigt der Preis auf 59 €/tCO_{2äq}, wenn die gesamten THG-Emissionen der EU um 20 % sinken müssen. Durch den Handel mit Zertifikaten verschiebt sich die Vermeidungsaktivität noch weiter zur Kohle, aber auch hier tragen alle Sektoren zur Emissionsvermeidung bei. Dabei ist der Beitrag der Haushalte beim privaten Straßenverkehr gering. Etwas größer ist er im Wärmesektor der Haushalte.

Ausblick

Die Analyse zeigt, dass eine Ausweitung des EU-ETS auf nahezu alle CO₂-Emissionen sowie eine Erfassung auch der Nicht-CO₂-Emissionen in der Praxis umsetzbar ist. Die Erfassung von kleinen und teilweise mobilen Emissionsquellen ist durch Verlagerung der Zertifikatspflicht auf Anbieter von fossilen Brennstoffen möglich, ohne dass die Anreizwirkung bei dem tatsächlichen Emittenten verringert wird, da die Zertifikatspreise an den Endkunden und THG-Emittenten weitergegeben werden. Erforderlich dafür sind Anpassungen im Rechtsrahmen des EU-ETS, für die es allerdings schon Beispiele gibt, die wie im Falle des Luftverkehrs schon eingeführt worden sind.

Problematisch bleibt eine zielgenaue Erfassung der in Importen enthaltenen THG-Emissionen, um mögliche negative Wettbewerbseffekte für europäische Hersteller und *Carbon Leakage* zu verringern. In diesem Bereich liegen die größten Herausforderungen für ein effizientes ETSPLUS. Allerdings führen auch die gegenwärtigen Regelungen im EU-ETS, die darauf abzielen über die *Carbon Leakage* Liste die Wettbewerbseffekte zu verringern, dazu, dass abgesehen vom Stromsektor fast alle Emissionsquellen eine größtenteils freie Zuteilung von Emissionsrechten erhalten und damit kaum direkt mit den Kosten ihrer THG-Emissionen belastet werden. Da gleichzeitig immer mehr Staaten zu einer Bepreisung von THG-Emissionen übergehen, ist zu erwarten, dass die Gefahr von Carbon Leakage im Zeitablauf abnimmt.

Literaturverzeichnis

Bundesrechnungshof (Hg.) (2018): Bericht nach § 99 BHO über die Koordination und Steuerung zur Umsetzung der Energiewende durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Bundesrechnungshof. Bonn. Online verfügbar unter

<https://www.bundesrechnungshof.de/de/veroeffentlichungen/sonderberichte/langfassungen-ab-2013/2018/2018-sonderbericht-koordination-und-steuerung-zur-umsetzung-der-energiewende-durch-das-bundesministerium-fuer-wirtschaft-und-energie-pdf>, zuletzt geprüft am 04.10.2018.

Deutscher Bundestag (2018): Antrag der Abgeordneten Annalena Baerbock, Oliver Krischer, Lisa Badum, Dr. Julia Verlinden, Ingrid Nestle, Harald Ebner, Matthias Gastel, Stefan Gelbhaar, Stephan Kühn (Dresden), Christian Kühn (Tübingen), Steffi Lemke, Daniela Wagner und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Überfällige Überprüfung zur Einsparung von Kohlendioxid laut Strommarktgesetz vorlegen. Berlin (Drucksache, 19/3830). Online verfügbar unter

<http://dipbt.bundestag.de/doc/btd/19/038/1903830.pdf>, zuletzt geprüft am 05.10.2018.

3. Ausgangslage und Konzept des ETSPLUS

In der Europäischen Union wird ein ganzes Bündel von nationalen und europäischen Maßnahmen zur Kontrolle von Treibhausgas(THG)-Emissionen sowie der Förderung von erneuerbaren Energien eingesetzt. Dieses Kapitel stellt zunächst den rechtlichen Hintergrund für das EU-ETS und die Förderung von erneuerbaren Energien dar (Kapitel 3.1). Vor diesem Hintergrund sind sowohl die Reformvorschläge für eine Ausweitung des EU-ETS zu bewerten als auch mögliche rechtliche Hürden für bestimmte Umsetzungsoptionen zu berücksichtigen. Kapitel 3.2 fasst die Entwicklung des EU-ETS sowie dessen derzeitige Regelungen zusammen. Darüber hinaus werden in Anhang I die weiteren Fördermaßnahmen für erneuerbare Energieträger und die Regulierungen der nicht von dem EU-ETS erfassten Sektoren dargestellt.

Es gibt schon eine ganze Reihe von Vorschlägen für eine Erweiterung des EU-ETS mit dem Ziel, das Preissignal eines Emissionszertifikats auch auf bisher nicht erfasste THG-Emissionen auszuweiten und damit eine effizientere Struktur von THG-Vermeidungsanstrengungen innerhalb der EU zu erreichen. Diese Vorschläge werden in Kapitel 3.3 vorgestellt. Schließlich werden einige konzeptionelle Überlegungen für die Ausgestaltung und die Wirksamkeit einer Ausweitung des EU-ETS ausgeführt sowie die Interaktion mit weiteren Politikmaßnahmen diskutiert (Kapitel 3.4). Neben den Interaktionen mit nationalen und europäischen Klima- und Energiepolitiken sind auch internationale Regeln, v.a. in Bezug auf das internationale Handelsrecht zu beachten. Eine Ausweitung des derzeitigen EU-ETS auf alle (auch internationale) Wertschöpfungsketten hat beträchtliche Auswirkungen nicht nur auf die europäische Wirtschaft, sondern über Regelungen zum Schutz vor *Carbon Leakage* auch auf den internationalen Handel. Für den Umgang mit diesen Implikationen werden in Kapitel 3.5 konzeptionelle Lösungsansätze diskutiert.

3.1 Aktueller rechtlicher Rahmen des EU-ETS

Im Folgenden wird die gegenwärtige rechtliche Einbettung des Emissionshandels und der Förderung erneuerbarer Energien im Völkerrecht, Unionsrecht und nationalen Recht dargestellt. Denn eine Reform des EU-ETS und die dadurch erforderliche Anpassung klimapolitischer Instrumente findet im Rahmen eines komplexen rechtlichen Systems insbesondere unionsrechtlicher und nationaler Regelungen statt (Kapitel 3.1.1 und 3.1.2). Auch das Völkerrecht spielt bei Einzelfragen, z.B. der Frage der Konformität einer Einbeziehung von Importen mit geltendem WTO-Recht, eine bedeutende Rolle. Bestimmte Prinzipien und Grundrechte des Unions- und Verfassungsrechts begrenzen außerdem den Gestaltungsspielraum für eine Reform (Kapitel 3.1.3).

Zentraler Ausgangspunkt des rechtlichen Rahmens des Emissionshandels und der Förderung erneuerbarer Energien ist der Klimaschutz. Maßgebliche rechtliche Rahmenbedingungen setzen auf völkerrechtlicher Ebene zunächst die Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (engl. *United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC*) und insbesondere das konkretisierende Kyoto-Protokoll (KP), unter dem sich die EU bis 2020 zu konkreten Emissionsminderungszielen verpflichtet hat und das neben anderen flexiblen Mechanismen den Emissionshandel vorsieht (Art. 17 KP). Mangels Inkrafttreten des *Doha Amendment* zum KP besteht allerdings keine Rechtsverbindlichkeit auf internationaler Ebene. Die Europäische Union hat in Ausübung ihrer

Regelungskompetenzen (Klimaschutz: Art. 192 Abs. 1 i.V.m. Art. 191 Abs. 1 AEUV; Erneuerbare Energien: v.a. Art. 194 Abs. 2 UA 1 i.V.m. Art. 194 Abs. 1 lit. c AEUV) mehrere maßgebliche und rechtsverbindliche Rechtsinstrumente geschaffen. Da es sich bei diesen Regelungskompetenzen um mit den Mitgliedstaaten geteilte Kompetenzen handelt (Art. 4 AEUV), bestehen auch auf nationaler Ebene teilweise eigenständige Rechtsinstrumente. Grundsätzlich darf nationales Recht nicht von geltendem und einschlägigem EU Recht abweichen. Im Kollisionsfall gilt ein Anwendungsvorrang des Unionsrechts gegenüber nationalem Recht, sodass abweichende nationale Rechtsvorgaben außer Acht gelassen werden müssen. Im Anwendungsbereich von Unionsrechtsakten ist also stets zu prüfen, inwieweit ergänzende nationale Rechtsinstrumente bzw. den Anwendungsbereich erweiternde Regelungen zulässig sind.

3.1.1 Recht des Emissionshandels

Auf Unionsebene wurde als zentrales Steuerungselement im Klimaschutz die am 25. Oktober 2003 in Kraft getretenen Richtlinie 2003/87/EG (Emissionshandelsrichtlinie) eingeführt, um einen „effizienten europäischen Markt für Treibhausgasemissionszertifikate effektiver und unter möglichst geringer Beeinträchtigung der wirtschaftlichen Entwicklung und der Beschäftigungslage“ (s. Erwägungsgrund 5) zu gestalten. Auf den Vorgaben der Emissionshandelsrichtlinie beruhen die Rechtsakte, die das EU-ETS wesentlich ausgestalten. Im Zuge verschiedener Änderungen der Richtlinie, hat das EU-ETS eine stärkere Harmonisierung, Zentralisierung und eine Ausweitung des Anwendungsbereichs erfahren sowie einen effektiveren Verteilungsmechanismus erhalten (vgl. Erwägungsgründe 8 ff. der Richtlinie 2009/29/EG). Nach Änderung der Richtlinie 2003/87/EG durch die Richtlinie 2009/29/EG werden nunmehr die Gesamtzuteilungsmenge und die Zuteilungsregeln auf Unionsebene bestimmt. Im Hinblick auf die Anrechnung von Leistungen aus den anderen flexiblen internationalen Marktmechanismen des Kyoto-Protokolls ist die Richtlinie 2004/101/EG („Verbindungsrichtlinie“) maßgebliche Grundlage. Auf nationaler Ebene wird die Emissionshandelsrichtlinie vor allem durch das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) umgesetzt, ferner hinsichtlich der Anerkennung von Gutschriften aus den anderen Kyoto-Mechanismen, durch das Projekt-Mechanismen-Gesetz (ProMechG). Für die konkrete Handelsperiode 2013 bis 2020 enthalten u.a. die Zuteilungsverordnung 2020 (ZuV 2020) sowie die Emissionshandelsverordnung 2020 (EHV 2020) Regeln zur Durchführung der nationalgesetzlichen und unionsrechtlichen Vorgaben, insbesondere der im Beschluss 2011/278/EU der Kommission festgelegten Mengenziele und unionseinheitlichen Zuteilungsregeln.

Die Emissionshandelsrichtlinie gibt den wesentlichen Rechtsrahmen für den europäischen Emissionshandel vor. Besonders bedeutsam für eine mögliche Ausweitung sind die Bestimmungen des Anwendungsbereichs. Der Anwendungsbereich ist im Wesentlichen nach drei Kriterien festgelegt.

Zum einen erstreckt sich dieser gemäß Art. 2 Abs. 1 nur auf die Ausübung bestimmter Tätigkeiten (Anhang I) und Emission bestimmter Treibhausgase (Anhang II). Tätigkeiten in Anhang I umfassen nicht nur Herstellungs- und Verbrennungsprozesse, sondern bereits im Status quo auch „Beförderung“ und „Speicherung“. Für eine Ausweitung auf weitere Sektoren und Emissionsquellen bedeutet die Vorgabe des Art. 2 Abs. 1, dass diese über eine Ergänzung der Anhänge erfolgen und in Form von „Tätigkeiten“ formuliert werden muss. Die Einbeziehung weiterer Tätigkeiten kann entweder einseitig durch Mitgliedstaaten nach Genehmigung durch die Kommission (Art. 24) oder aber auf Unionsebene durch Änderung der entsprechenden Anhänge der Richtlinie im ordentlichen Gesetzgebungsverfahren erfolgen. Als Beispiel für letztere Variante kann die Einbeziehung des

Luftverkehrs gelten, die mit der Richtlinie 2008/101/EG im Rahmen des ordentlichen Gesetzgebungsverfahrens durch Parlament und Rat und nicht im Rahmen der beschriebenen Änderungskompetenz der Kommission erfolgte. Dass abweichende nationale Emissionshandelsysteme grundsätzlich möglich sind ergibt sich auch aus Erwägungsgrund 16. Aufgrund des Anwendungsvorrangs der Unionsrechtsakte stellen sich allerdings hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung Fragen einer Sperrwirkung der unionsrechtlichen Vorgaben des EU-ETS.

Zum anderen erstreckt sich der Anwendungsbereich gemäß Art. 3 b nur auf Emissionen in einer Anlage bzw. aus einem Flugzeug. Die Emissionshandelsrichtlinie erfasst nur die „Freisetzung von Treibhausgasen in die Atmosphäre aus Quellen in einer Anlage [bei den in Anhang I genannten Tätigkeiten] und die Freisetzung der in Anhang I in Verbindung mit der Tätigkeitskategorie ‚Luftverkehr‘ aufgeführten Gase aus einem Flugzeug, das eine derartige Tätigkeit durchführt“. Im Falle der Tätigkeit Verbrennung ist einerseits die direkte Emission gemeint, andererseits „alle sonstigen unmittelbar damit [mit der Oxidierung von Brennstoffen] zusammenhängenden Tätigkeiten, einschließlich der Abgasreinigung“ (Art. 3 t). Bei anderen Tätigkeitenkategorien ist die Reichweite mangels Legaldefinition unscharf und muss ggf. durch nationale Gesetzgebung und Rechtsprechung nachgeschärft werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass jedenfalls Emissionen von Anlagenteilen und Verfahrensschritten, die zum Betrieb notwendig sind, einbezogen sind. Nicht einbezogen sind aufgrund der Formulierung „in einer Anlage“ nicht vor Ort stattfindende Emissionen, auch wenn sie mit der Anlagenbetriebs im Zusammenhang stehen oder deren Voraussetzung sind.

Schließlich beziehen sich sämtliche Pflichten – so auch die zentrale Pflicht Zertifikate vorzuhalten – auf den „Betreiber“ einer Anlage bzw. eines Flugzeugs. Als solcher gilt „eine Person, die eine Anlage betreibt oder besitzt oder der – sofern in den nationalen Rechtsvorschriften vorgesehen – die ausschlaggebende wirtschaftliche Verfügungsmacht über den technischen Betrieb einer Anlage übertragen worden ist“ (Art. 3 f).

Die beschriebenen Kriterien bedeuten, dass das gegenwärtige EU-ETS einen sogenannten Downstream-Ansatz verfolgt, der eine Unmittelbarkeit von Tätigkeit, Anlage, Emission und zertifikatpflichtigem Akteur voraussetzt. Es werden nicht etwa Akteure oder Emissionen adressiert, die nicht in unmittelbarem Zusammenhang mit der emissionsbezogenen Tätigkeit stehen. Soweit diese Unmittelbarkeit in einem Ausweitungsvorhaben nicht aufrecht zu erhalten ist, müssten ggf. Art. 3 und weitere Regelungen ergänzt oder verändert werden (ausführlicher dazu in Kapitel 8).

In der konkreten Anwendung ist das zentrale Element des Emissionshandels die Zuteilung bzw. Allokation der Zertifikate. Nach Art. 9 wird eine gemeinschaftsweite Menge an zu vergebenden Zertifikaten durch die Kommission bekanntgegeben. Eine Mengenbestimmung für Anlagen neu einbezogener Tätigkeiten oder THG wird gemäß Art. 9a angepasst. Für die konkreten Vorgaben der Zuteilung bzw. Versteigerung ist grundsätzlich die Kommission zuständig (Art. 9-11). Die Vorgaben der Richtlinie für den Zertifikatmarkt enthalten keine Begrenzung des Handels auf bestimmte Sektoren (vgl. Art. 12).

3.1.2 Recht der Erneuerbaren Energien

Eine unionsweite Zielvorgabe bis 2020 für Instrumente und Maßnahmen außerhalb des EU-ETS in den THG-emissionsrelevanten Sektoren findet sich in der Entscheidung 406/2009/EG (*Effort-Sharing-*

Entscheidung) der EU-Kommission. Die darin für die einzelnen Mitgliedstaaten bestimmten Reduktionsbeiträge stellen verbindliche nationale Emissionsziele dar, die sowohl durch (Koordinations-) Instrumente auf EU-Ebene als auch durch Instrumente auf nationaler Ebene erreicht werden können.

Ein unionsrechtliches (Koordinations-) Instrument besteht für den Bereich der erneuerbaren Energien in der Richtlinie 2009/28/EG (Erneuerbare-Energien-Richtlinie) der EU vom 23. April 2009. Darüber hinaus besteht allerdings eine Vielfalt an Regelungen auf beiden Rechtsebenen, die die indirekte oder direkte Förderung erneuerbarer Energien bezwecken. Daraus resultiert ein komplexes rechtliches Geflecht, welches insbesondere hinsichtlich der unterschiedlichen Verwendungsarten (Verkehr, Wärme, Strom) weiter ausdifferenziert ist und im Einzelnen im Anhang I beschrieben wird. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie belässt den Mitgliedstaaten die Wahl der Förderinstrumente (Schlacke und Kröger 2013). Daher bestehen in den verschiedenen Mitgliedstaaten durchaus unterschiedliche Fördermodelle. Diese Vielfalt wird durch die unionsrechtlichen Vorgaben nicht beeinträchtigt (vgl. Erwägungsgrund 25 der Richtlinie 2009/28/EG). In Deutschland wurde die Richtlinie durch das Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vom 21. Juli 2014 umgesetzt und damit ein Einspeisungsmodell festgelegt. Ferner von Bedeutung sind die weiteren EU-Rechtsakte des „Dritten Binnenmarktpakets Energie“ aus dem Jahr 2009 (Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen, Richtlinie 2009/72/EG zum Elektrizitätsbinnenmarkt sowie Richtlinie 2009/73/EG zum Erdgasbinnenmarkt). Diese Vorgaben wurden auf nationaler Ebene weithin im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom 7. Juli 2005 umgesetzt. Darüber hinaus enthalten die Richtlinie 2003/96/EG (Energiesteuerrichtlinie) und die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährung der sicheren Erdgasversorgung einige beachtliche Vorgaben.

Der durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie gesetzte Rechtsrahmen gibt ein unionsweites Gesamtziel vor, belässt jedoch den Mitgliedstaaten die Wahl der Förderinstrumente (vgl. Art. 3). Unionsweite Zielvorgabe ist ein Anteil erneuerbarer Energien von 20 % am Endenergieverbrauch von Strom und Wärme/Kälte bis 2020 (Art. 3 Abs. 1). Die konkreten auf die Mitgliedstaaten umgerechneten Zielvorgaben finden sich in Anhang I A. der Richtlinie und stellen ein ausdifferenziertes Lastentragungssystem dar. Ausgenommen aus dieser differenzierten Zielvorgabe ist der Verkehrssektor, für den gemäß Art. 3 Abs. 4 ein einheitliches Ziel gilt. Grund dafür ist das besondere Bedürfnis nach Kohärenz bei den Kraftstoffspezifikationen und bei der Verfügbarkeit der Kraftstoffe (Erwägungsgrund 16). Nationale Aktionspläne konkretisieren die Erfüllung der Vorgaben auf nationaler Ebene (Art. 4). Artikel 17-19 beschränkt die Nutzung von (aus Drittstaaten importierten oder innerhalb der EU hergestellten) Biokraftstoffen und flüssige Biobrennstoffen gemäß Nachhaltigkeitskriterien, um einen gesteigerten Nutzungsdruck auf die Umwelt bei der Produktion von Biomasse zu begrenzen (siehe m.w.N. Erbuth und Schlacke 2016).

3.1.3 Übergeordnetes Unions- und Verfassungsrecht

Das Recht des Emissionshandels ebenso wie das Recht der Förderung von Erneuerbaren Energien unterliegt übergeordneten unions- bzw. verfassungsrechtlichen Vorgaben. Während die Prinzipien und Rechte des Unionsprimärrechts den Maßstab für das Recht des Emissionshandels und der Förderung erneuerbarer Energien auf Unionsrechtsebene und auf nationaler Ebene darstellen, stellen die Prinzipien und Rechte des nationalen Verfassungsrechts lediglich den Maßstab für

nationales Recht dar. Daher liegt der Fokus im Folgenden auf den Prinzipien und Rechten, welche im Unionsprimärrecht, vor allem im Vertrag über die Europäische Union (EUV) und Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) sowie der Charta der Grundrechte der Europäischen Union (EU-GRCh) verankert sind.

Im Hinblick auf die Kompetenzordnung zwischen Union und Mitgliedstaaten zu beachten sind insbesondere die Anforderungen des Subsidiaritäts- bzw. Verhältnismäßigkeitsprinzips aus Art. 5 Abs. 3 und 4 EUV. Da die Union bei Emissionshandelsmaßnahmen oder Förderungsmaßnahmen zugunsten erneuerbarer Energien im Bereich geteilter Kompetenz tätig wird, darf sie nur soweit selbst Maßnahmen ergreifen, wie die Mitgliedstaaten die Ziele der Maßnahmen nicht ausreichend selbst erreichen können bzw. die Ziele besser auf der Unionsebene erreicht werden können. Aufgrund der grenzüberschreitenden Natur des Klimawandels und damit auch des Klimaschutzes, bestehen bereits grundsätzlich nur eingeschränkte Bedenken hinsichtlich einer Subsidiarität gegenüber der Regelung auf nationalstaatlicher Ebene. Die Schaffung und Fortgestaltung des EU-ETS im speziellen kann nur durch Maßnahmen auf Unionsebene ausreichend erreicht werden (vgl. insb. Erwägungsgrund 30 der Richtlinie 2003/87/EG). Einzelne Maßnahmen der Union müssen nach dem Verhältnismäßigkeitsprinzip jedoch stets das Maß des zur Zielerreichung Erforderlichen wahren. So können beispielsweise Unionsvorschriften für die Zuteilung von Zertifikaten als erforderlich gesehen werden, um u.a. die Integrität des Binnenmarktes zu erhalten und Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden (vgl. Erwägungsgrund 7 der Richtlinie 2003/87/EG).

Hinsichtlich Einbeziehung und Ausschluss von Sektoren aus dem EU-ETS sind insbesondere die Grundrechte zu beachten. Die nationalen Regelungen zum Emissionshandel sind mittlerweile zu einem Maße unionsrechtlich determiniert, dass in diesem Bereich deutsche Grundrechte in der Regel keine Rolle mehr spielen. Der Grundrechtsschutz wird daher auf unionsrechtlicher Ebene gewährleistet. Betroffen sind regelmäßig der allgemeine Gleichheitsgrundsatz, die unternehmerische Freiheit (Art. 16 GRCh) und das Eigentumsrecht (Art. 17 GRCh).

Ein Eingriff in die Freiheitsgrundrechte aus Art. 16 GRCh und Art. 17 GRCh besteht regelmäßig bereits in der Verpflichtung von Anlagen/Unternehmen, Zertifikate zu erwerben, um Treibhausgase emittieren zu dürfen (Küll 2009; Epiney 2010). Derartige Eingriffe haben je nach konkreter Ausgestaltung eine unterschiedliche Intensität und dementsprechend unterschiedliche Anforderungen an die Rechtfertigung. Besonders intensiv sind Eingriffe, die an Akteure anknüpfen, die entweder nicht unmittelbar mit der Emission in Verbindung stehen oder aber geringe finanzielle Kapazitäten haben. Letzteres kann beispielsweise bei der Zertifikatpflichtigkeit von Kleinemittenten der Fall sein (ausführlicher dazu in Kapitel 8).

Außerdem zu beachten ist der allgemeine Gleichheitsgrundsatz, der besagt, dass vergleichbare Sachverhalte nicht unterschiedlich und unterschiedliche Sachverhalte nicht gleichbehandelt werden dürfen, es sei denn, eine solche Behandlung ist objektiv gerechtfertigt. Falls einzubeziehende Sektoren mit nichteinbezogenen Sektoren vergleichbar sind, ist in der Einbeziehung regelmäßig ein rechtfertigungsbedürftiger Eingriff zu sehen (vgl. EuGH, Urteil vom 16.12.2008, C-127/07, ECLI:EU:C:2008:728, Rdnr. 23 ff.; Küll 2009; Epiney 2010). Ebenso kann es hinsichtlich der Gleichbehandlung von unterschiedlichen Sektoren (mit unterschiedlichen relevanten Faktoren), beispielsweise durch standardisierte Berechnungsparameter, liegen (Queisner 2014).

Als grundsätzliche Rechtfertigung einer Einbeziehung neuer Sektoren kann die in Art. 191 Abs. 1 AEUV anerkannte Förderung des Klimaschutzes angeführt werden, soweit die Einbeziehung der Reduzierung von (erheblichen) THG-Emissionen dient. Eine Nichteinbeziehung kann unter Umständen aus Komplexitätsgesichtspunkten gerechtfertigt sein, insbesondere, wenn Störungen der Funktionsweise des EU-ETS nicht ausgeschlossen werden könnten (vgl. EuGH v. 16.12.2008, C-127/07, ECLI:EU:C:2008:728, Rdnr. 60 ff.). Eine Rechtfertigung muss schließlich den Anforderungen des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes (Art. 52 Abs. 1 S. 2 GRCh) genügen. Hierbei ist die Frage nach dem Ausmaß des Gestaltungsspielraums des Gesetzgebers bei der Wahl des Mittels von zentraler Bedeutung.

3.2 Umfang und Regelungen des heutigen EU-ETS

Das EU-ETS ist wesentlicher Bestandteil des EU-Programms zur Verringerung der THG-Emissionen. Zwar existieren in den Mitgliedstaaten zahlreiche weitere umweltpolitische Instrumente (vgl. Kapitel 3.1 sowie Anhang I), doch das Instrument des Zertifikathandels ist der zentrale Pfeiler der europäischen Bemühungen zur Emissionsreduktion (Böhringer und Lange 2012; ICAP 2016). Heute sind unter dem EU-ETS ca. 11.500 Anlagen dazu verpflichtet, Zertifikate für ihre THG-Emissionen zu halten (Europäische Kommission 2015). Die so regulierten Emissionen in Höhe von ca. 1839 Mio. t CO_{2äq} (im Jahr 2018) entsprechen einem Anteil von etwa 45 % der gesamten europäischen THG-Emissionen (ICAP 2018). Im Folgenden wird die bisherige Entwicklung des EU-ETS mit besonderem Augenmerk auf sein derzeitiges Design dargestellt.

3.2.1 Hintergrund

Mit dem Kyoto-Protokoll von 1997 wurde der internationale Klimaschutz erstmals verbindlich, indem Emissionsobergrenzen für die Industriestaaten festgelegt wurden (Europäische Kommission o. J.a). Auf der Suche nach geeigneten Instrumenten zum Erreichen der vereinbarten Klimaziele stand die EU der Idee eines EU-ETS zunächst skeptisch gegenüber, änderte aber schließlich ihren Kurs (Böhringer und Lange 2012). Im März 2000 legte sie ein erstes Grünbuch vor, auf dessen Basis das EU-ETS entwickelt wurde (Europäische Kommission 2000). Im Oktober 2003 wurde dann die erste Version einer Richtlinie beschlossen, die ein verbindliches EU-ETS regelte (Europäische Kommission 13.10.2003). Das EU-ETS hat seit seiner Einführung 2005 mehrere Phasen durchlaufen, die im Folgenden kurz beschrieben werden; einige wichtige Eigenschaften der einzelnen Phasen sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 3.1 Zentrale Aspekte des EU-ETS in den Phasen I-IV.

Quelle: eigene Darstellung basierend auf Europäische Kommission (o. J.a) und EEA (2016) .

Merkmal	Phase I (2005-2007)	Phase II (2008-2012)	Phase III (2013-2020)	Phase IV (2021-2030)
Teilnehmende Staaten	EU 27	Wie Phase I + Norwegen, Island und Liechtenstein	Wie Phase II + Kroatien	Wie Phase III; ggf. Verbindung mit anderen (z.B. Schweizer) ETS
Sektoren	Energieerzeugung, Ö Raffinerien, Kokereien, Eisen- und Stahlanlagen, Produktionsanlagen für Zement, Glas, Ziegel, Keramiken, Kalk, Zellstoffe, Papier und Karton	Wie Phase I + Luftfahrt (in und zwischen teilnehmenden Ländern) seit 2012	Wie Phase II + Produktion von Aluminium, Ammoniak, Adipin-, Salpeter- und Glyoxylsäure, Petrochemikalien, Abscheidung, Speicherung und Transport von CO ₂	Wie Phase III
Erfasste THGs	CO ₂	CO ₂ , N ₂ O (bei opt-in ¹)	CO ₂ , N ₂ O (aus Säureproduktion), PFC (aus Aluminiumproduktion)	Wie Phase III
Obergrenze	2058 Mio. t CO ₂ /y (dezentral, nationale Obergrenzen von Mitgliedsstaaten bestimmt)	1859 Mio. t CO _{2äq} /y (dezentral, nationale Obergrenzen von Mitgliedsstaaten bestimmt)	2013: 2084 Mio. t CO _{2äq} /y; jährliche Reduktion um 1,74 % (zentral von EU bestimmt)	ca. 1650 Mio. t CO ₂ /y; jährliche Reduktion um 2,2 % (zentral von EU bestimmt)
Allokation	Fast vollständig frei	Fast vollständig frei	Ca. 57 % der EUAs versteigert ² ; freie Allokation gemäß <i>Carbon-Leakage-Listen</i> und <i>Benchmarks</i>	Auktionieren als Standard-Verfahren angestrebt; freie Allokation gemäß neuer <i>Carbon-Leakage-Liste</i> und <i>Benchmarks</i>
Strukturelle Reform	-	-	<i>Backloading</i> , Marktreserve (ab 2019)	Marktstabilitätsreserve
Flexibilität	-	<i>Offsetting</i>	<i>Offsetting</i>	Kein <i>Offsetting</i> ; ggf. Verbindung mit anderen (z.B. Schweizer) ETS
Registratur	Dezentral, nationale Registraturen	Dezentral, nationale Registraturen	Zentral, EUTL ³	Zentral, EUTL

¹ Opt-in bezeichnet die freiwillige Aufnahme weiterer Sektoren oder THGs durch einzelne Mitgliedsstaaten (Europäische Union 13.10.2003).

² laut EC Klimapolitik o.J.

³ EUTL (*EU Transaction Log*) ist die zentrale Registratur der EU.

3.2.2 Phase I (2005-2007)

Die erste Phase des EU-ETS kann als Markteinführungsphase verstanden werden (Böhringer und Lange 2012). Ihr Ziel war es, vor Beginn der Kyoto-Verpflichtungen eine funktionierende Infrastruktur von Monitoring-, Reporting- und Verifikationssystemen (MRV) zu etablieren sowie die Preisbildung der Zertifikate (sog. *European Union emission allowances* (EUAs)) zu testen (Europäische Kommission o. J.a).

Phase I ist gekennzeichnet durch *Learning-by-doing*, die fast vollständig freie Zuteilung der EUAs und eine von den einzelnen Staaten festgelegte nationale Emissionsobergrenze. Die Zuteilung erfolgte hauptsächlich nach dem Prinzip des *Grandfathering*⁴. Die EUAs wurden fast ausschließlich frei zugeteilt, von der Möglichkeit, bis zu 5 % von ihnen zu versteigern, machten die Mitgliedsstaaten kaum Gebrauch (Böhringer und Lange 2012). Neben energieerzeugenden Anlagen (> 20 MW) waren besonders energieintensive Industriesektoren (mit unterschiedlichen Schwellenwerten, z.B. 20 t CO₂/d für die Glasindustrie; vgl. Tabelle 4 in EDF et al. 2015, S. 5) zur Teilnahme verpflichtet (EDF et al. 2015). Als wichtigstes THG wurde nur CO₂ abgedeckt (Europäische Kommission o. J.a).

In der Retrospektive zeigt sich, dass die aus den addierten Nationalen Allokationsplänen (NAPs) gebildete Gesamtobergrenze von 2058 Mio. t CO₂/y deutlich zu hoch war. Infolgedessen brach der Preis ein. Er näherte sich gegen Ende der Handelsperiode Null (vgl. Abbildung 3.1), da eingesparte EUAs nicht in die nächste Phase übernommen werden konnten (Europäische Kommission 2016).

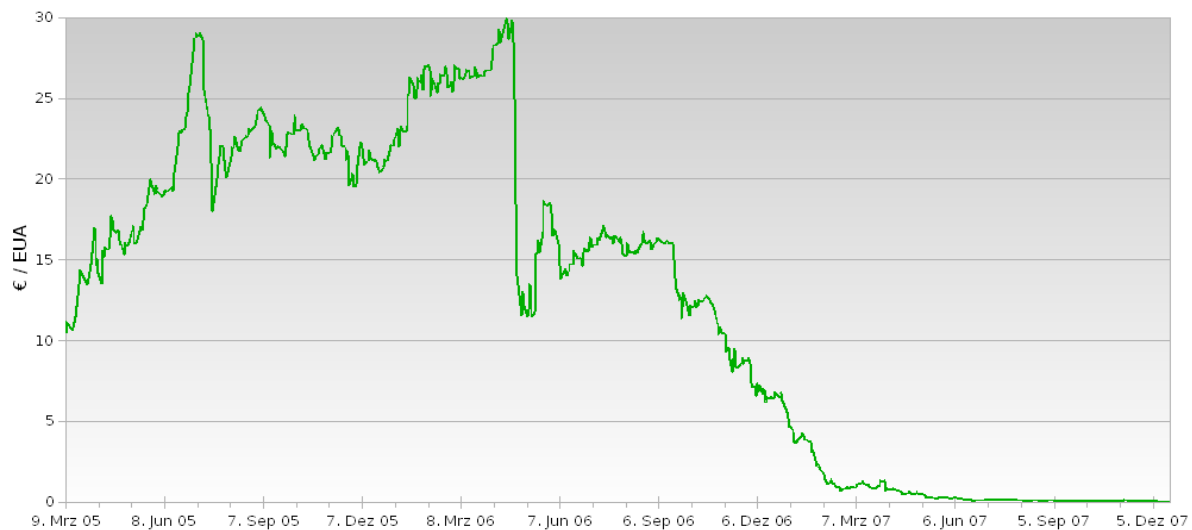


Abbildung 3.1: Entwicklung des Zertifikatspreises für eine t CO₂ in Phase I (2005-2007) des EU-ETS.
Quelle: Academic (o. J).

3.2.3 Phase II (2008-2012)

Phase II des EU-ETS fiel mit der ersten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls zusammen. Nachdem Phase I als Pilotphase fungiert hatte, ging es nun um das Erreichen der vereinbarten Reduktionsziele. Erweiterungen fanden auf verschiedenen Ebenen statt: Norwegen, Island und

⁴ *Grandfathering* beschreibt das Verfahren, nach dem Emittenten EUAs auf der Grundlage ihrer historischen Emissionen erhalten.

Liechtenstein traten dem EU-ETS bei, zusätzlich zu CO₂ wurde N₂O erfasst⁵, und ab 2012 wurde die innereuropäische Luftfahrt als zusätzlicher Sektor integriert. Infolge der offenkundigen Überallokation in Phase I wurde die Gesamtobergrenze, die sich weiterhin aus NAPs zusammensetzte, deutlich gesenkt (Europäische Kommission o. J.a).

Die Zuteilung der EUAs erfolgte weiterhin zum Großteil frei, obgleich sich der Anteil der versteigerten Zertifikate erhöhte (von 1 % in Phase I auf 2 % in Phase II (Böhringer und Lange 2012)). Teilweise wurde als Grundlage für die freie Zuteilung *Benchmarking*⁶ verwendet (ICAP 2018).

Um mehr Flexibilität für die Anlagenbetreiber zu gewährleisten können neben dem Erwerb von EUAs seit Phase II auch im Kyoto-Protokoll vorgesehene Maßnahmen zur gemeinsamen Emissionsreduktion durchgeführt werden, um die eigenen Emissionen auszugleichen (sog. *Offsetting*). Die entsprechenden Zertifikate werden als *Certified emission reduction (CER)* bzw. *Emission reduction unit (ERU)* bezeichnet, je nachdem, ob eine Ausgleichsmaßnahme in einem Entwicklungsland (CER; sog. *Clean development mechanism (CDM)*) oder in einem anderen Industriestaat (ERU; sog. *Joint implementation (JI)*) durchgeführt wird.

Wie in Phase I, herrschte auch in Phase II ein Überschuss an Zertifikaten, was sich in relativ niedrigen EUA-Preisen niederschlug (vgl. Abbildung 3.2). Als Hauptgründe hierfür gelten die infolge der Wirtschaftskrise 2008/2009 deutlich zurückgegangenen Emissionen und der hohe Rückgriff auf die *Offset-Mechanismen* (Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 2013; Europäische Kommission o. J.a). Auch die Interaktion mit anderen Klimaschutzinstrumenten (etwa dem deutschen EEG) wird in diesem Zusammenhang angeführt (EDF et al. 2015). Indem aber das sog. *Banking*, also die Übernahme von Zertifikaten in die nächste Handelsperiode, erlaubt wurde, konnte eine Preisentwicklung wie in Phase I, als der Preis zum Ende der Handelsperiode gegen Null tendierte, vermieden werden.

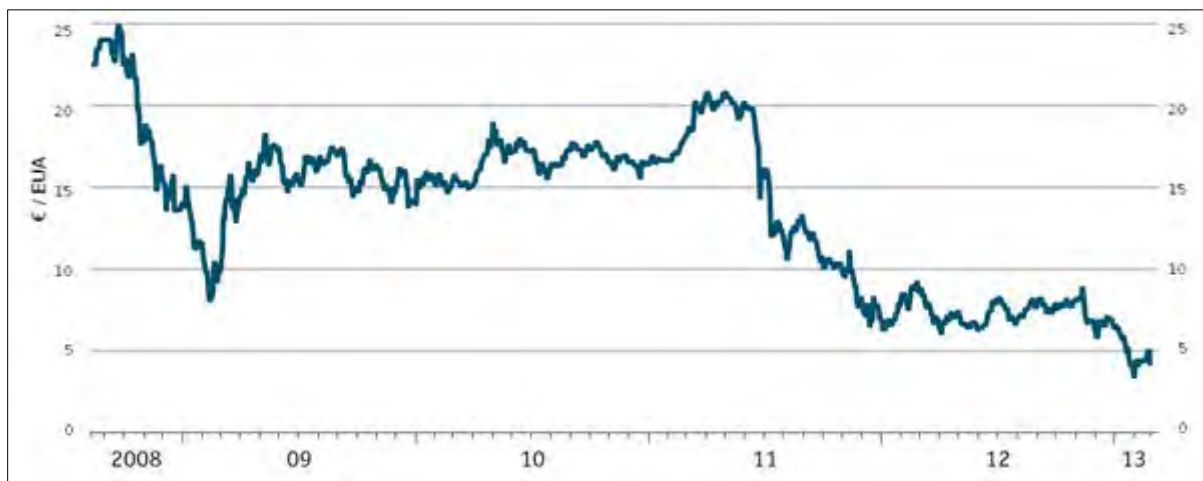


Abbildung 3.1: Entwicklung des Zertifikatspreises für eine t CO₂ in Phase II (2008-2012) des EU-ETS.
Quelle: The Economist (2013).

⁵ Nur bei opt-in, also bei freiwilliger Teilnahme entsprechender Anlagen.

⁶ Beim *Benchmarking* werden die Emissionen einer Anlage in Bezug auf vergleichbare Anlagen betrachtet. Die emissionsärmsten 10 % der Anlagen eines Sektors fungieren als Grundlage; EUAs, die der Menge ihrer Emissionen entsprechen, werden an alle Anlagen des Sektors frei vergeben. Für darüber hinaus gehende Emissionen müssen EUAs ersteigert werden.

3.2.4 Phase III (2013-2020)

Phase III des EU-ETS fällt mit der zweiten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls zusammen. Die Europäische Kommission erkannte das Problem der Überallokation und versuchte diesem mit Reformen in Phase III des EU-ETS entgegen zu wirken (Europäische Kommission o. J.a). Auf struktureller Ebene wurden zwei Anpassungsmechanismen eingeführt: Zum einen das sog. *Backloading*, also die zeitlich verzögerte Versteigerung von Zertifikaten; zum anderen eine Marktstabilitätsreserve (MSR) ab 2019, die Schwankungen der Emissionen durch die mögliche Vergabe zusätzlicher EUAs ausgleichen und somit zu einem weniger volatilen Preis führen soll. Auch die 900 Mio. im Zuge des *Backloadings* zurückgehaltenen EUAs werden in die MSR überführt (Europäische Kommission o. J.b).

Neben der strukturellen Reform gab es noch weitere Neuerungen in Phase III: Die Umstellung von nationalen auf eine zentrale europäische Registratur sollte eine besseren Harmonisierung bewirken, auch im Hinblick auf die Allokation der Zertifikate. Die Versteigerung von EUAs ist seit 2013 als Standard-Methode vorgesehen und soll die kostenlose Zuteilung mehr und mehr ersetzen. Allerdings gibt es hierzu zahlreiche Sonderregelungen und Ausnahmen, vornehmlich um solche Industrieteilnehmer zu schützen, die vom sog. *Carbon Leakage*⁷, bedroht sind. Es wurden entsprechende Kriterien erarbeitet und Listen erstellt, um betroffene Anlagen zu identifizieren. Diese können auch weiterhin vornehmlich kostenlose EUAs auf Basis von *Benchmarking* erhalten (EDF et al. 2015). Der Stromsektor allerdings erhält (von Ausnahmen in Osteuropa abgesehen) keine freien Zertifikate mehr (Europäische Kommission 2009).

Der Harmonisierung dient auch die Einführung einer zentral festgelegten Emissionsobergrenze als Ersatz für die bisherigen NAPs. Diese Obergrenze sinkt derzeit um jährlich 1,74% (errechnet aus dem Mittelwert der Obergrenzen der Jahre 2008-2012; ab Phase IV: jährliche Reduktion um 2,2 %), um eine stetige Abnahme der Emissionen zu gewährleisten (EDF et al. 2015).

Als bisher letztes Land trat 2013 Kroatien dem EU-ETS bei, und es wurden zusätzliche Sektoren einbezogen, wodurch die GHGs N₂O und PFC fester Bestandteil des Systems wurden, wenngleich nur in bestimmten Sektoren (Europäische Kommission o. J.a); vgl. Tabelle 1).

Beim *Offsetting* wurden verschiedene Beschränkungen eingeführt um den übermäßigen Einsatz dieser Maßnahmen zu beschränken: Industrielle Gasprojekte wurden als potentielle Adressaten ausgeschlossen, während hydroelektrische Anlagen speziellen Auflagen unterliegen. Ferner dürfen keine nach 2012 registrierten Projekte für CERs oder ERUs verwendet werden, außer sie befinden sich in einem der ärmsten Länder der Welt (*least developed country*, LCD; EDF et al. 2015).

Wie aus Abbildung 3.3 hervorgeht, verlief die Preisentwicklung in Phase III lange Zeit relativ stabil, jedoch auf niedrigem Niveau (Durchschnittspreis 2013-2017: 5,62 €). Infolge des dauerhaften Zertifikatüberschusses wurden für Phase IV weitere Maßnahmen beschlossen, um langfristig das Preisniveau und damit den Anreiz zur Emissionsminderung bei den Anlagenbetreibern zu erhöhen

⁷ *Carbon Leakage* beschreibt den potentiellen Wettbewerbsnachteil, den solche Firmen haben, die viel exportieren und dabei in Konkurrenz zu Firmen stehen, die keinem Klimaschutzregime unterliegen und somit nicht durch die dadurch entstehenden Kosten belastet sind. Die kostenlose Zuteilung von EUAs soll eine Schwächung betroffener Firmen im internationalen Wettbewerb mindern und damit verbundene potentielle Abwanderung in Länder ohne vergleichbare Klimaschutzauflagen vermeiden.

und die Rolle des EU-ETS als wichtigstes Klimaschutzinstrument der EU zu stärken (BMU 2018)⁸. Im folgenden Kapitel werden diese beschlossenen Maßnahmen dargestellt. Ob infolge der Maßnahmen oder nicht: Der Zertifikatspreis ist seit Anfang 2018 deutlich gestiegen auf derzeit (Dezember 2018) ca. 20 €/EUA (vgl. Abbildung 3.3).

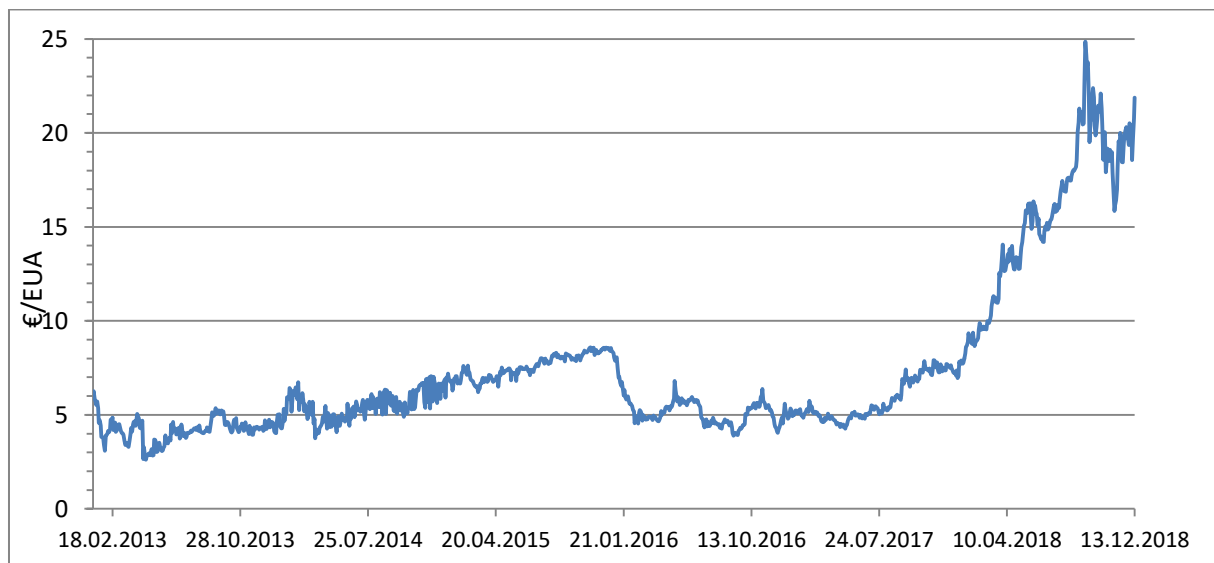


Abbildung 3.2: Entwicklung des Zertifikatspreises für eine t CO₂ in Phase III (2013-Dezember 2018) des EU-ETS.

Quelle: eigene Darstellung nach Daten von EEX (2018).

3.3 Aktuelle Reformvorschläge

3.3.1 Politische Entscheidungen

Um die angestrebten Emissionsreduktionen der Agenda 2030 erreichen zu können, wurde die EU-EHS-Richtlinie auf Beschluss des Europäischen Rates für die vierte Handelsperiode (2021-2030) überarbeitet (Europäische Kommission o. J.c). Ziel dieser Reform sind der Abbau der Überallokation und eine Erhöhung des CO₂-Preises. Zu den Maßnahmen gehört zunächst eine stärkere Absenkung der Emissionsobergrenze (derzeit 1,74 % p. a.) auf 2,2 % p. a. ab 2021. Außerdem arbeitet die Europäische Kommission derzeit an der Einführung der Marktstabilitätsreserve, welche ab 2019 greifen soll. Im Rahmen dieser sollen 900 Millionen Zertifikate aus dem *Backloading* dauerhaft aus dem Markt genommen und in eine Reserve überführt werden. Ziel dieser Maßnahme ist die kurzfristige Reduzierung der hohen strukturellen Überschüsse und eine mittel- bis langfristige Stabilisierung der CO₂-Preise. In Erwartung der Einführung der Marktstabilitätsreserve konnte 2018 bereits ein signifikanter Anstieg des CO₂-Preises verzeichnet werden; zwischenzeitlich lag dieser bei knapp 25 €/t CO_{2äq} (EEX 2018).

Neben den Maßnahmen, die direkt auf die Struktur des EU-ETS abzielen, werden auch Regelungen zum Umgang mit *Carbon Leakage* eingeführt. Das System der kostenlosen Zuteilung wird bis 2025 fortgeführt. Gefährdete Sektoren der *Carbon Leakage* Liste (NACE 4) erhalten demnach ihre

⁸ vgl. Kapitel 3.1 zum rechtlichen Vorgehen bei Änderungen und Neuerungen der Richtlinie.

Zertifikate zu 100 % kostenlos zugeteilt, weniger anfällige Sektoren bis zu 30 % (bis 2025) mit einem schrittweisen Rückgang auf 0 % bis 2030. Eine große Anzahl kostenloser Zertifikate wird dafür für neue und expandierende Anlagen reserviert. Insgesamt dürften der Industrie in Phase IV des EU-ETS mehr als 6 Milliarden Zertifikate kostenlos zugeteilt werden.

Die Zuteilung der exakten Menge an kostenlosen Zertifikaten erfolgt nach wie vor mithilfe von Benchmarkwerten auf Basis der Jahre 2007/2008 und 2016/2017. Die Reduktionsraten wurden hier auf mindestens 0,2 % bzw. maximal 1,6 % festgelegt, d. h. die jährliche Abwertung der Benchmarks beträgt mindestens 0,2 % und maximal 1,6 % (je nach erzielter Effizienzverbesserung bei den effizientesten Anlagen).

Ferner werden Maßnahmen zur Förderung von Innovationen und Modernisierung angeschoben. Ziel ist es, Mechanismen zur Finanzierung CO₂-armer Technologien zu schaffen, um so den Übergang zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft zu ermöglichen. Dabei wird zwischen Innovationsfonds und Modernisierungsfonds unterschieden. Innovationsfonds sind allen EU-Mitgliedstaaten zugänglich und belaufen sich auf einen Marktwert von mindestens 450 Millionen Emissionszertifikaten. Modernisierungsfonds werden zehn einkommensschwächeren Mitgliedstaaten zur Verfügung gestellt und zielen auf die Modernisierung des Energiesektors und der Energiesysteme generell sowie eine verbesserte Energieeffizienz ab.

Ende Juni 2018 verständigte sich die EU außerdem auf eine Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II), womit die Förderung der Erneuerbaren nach 2020 bis 2030 geregelt wird.⁹ Im Stromsektor animiert die EU grundsätzlich die Mitgliedstaaten dazu, die Förderung erneuerbarer Energieträger technologie- und grenzübergreifend auszuschreiben. Jedoch gibt es auch Ausnahmen von dieser Regelung, beispielsweise dürfen Demonstrationsanlagen und kleinere Projekte, die oft in der Hand von Bürgern sind, von der Auktionspflicht befreit und mit staatliche festgelegten Einspeisetarifen vergütet werden. Bei Windenergie würde dies z. B. eine Maximalgröße von 18 MW installierter Leistung pro Projekt bedeuten. In Deutschland wird diese Möglichkeit bislang nicht wahrgenommen.

Technologieübergreifende Ausschreibungen sollen dazu dienen, den Wettbewerb zu erhöhen und den Energiemix zu diversifizieren. Grenzüberschreitende Ausschreibungen sind derzeit noch auf freiwilliger Basis. Empfohlen wird, ab 2023 mindestens 5 % und ab 2027 mindestens 10 % der geförderten Erneuerbaren-Leistung für das Ausland zu reservieren (energateg 2018).

Darüber hinaus regelt die RED II auch die Eigenversorgung von Haushalten mit Ökostrom. Demnach sollen Anlagen bis 30 kW installierter Leistung für den Eigenverbrauch künftig von diskriminierenden und unangemessenen Gebühren und Abgaben befreit werden.

3.3.2 Weitergehende Vorschläge

Die Probleme des derzeit bestehenden Emissionshandelssystems werden bereits seit Jahren diskutiert. Dazu sind bisher verschiedene Papiere veröffentlicht worden, die unterschiedliche Reformvorschläge beinhalten.

⁹ Council of the European Union: Interinstitutional File: 2016/0382 (COD), Brussels June 21. 2018.

Koch et al. (2014) favorisieren die Festlegung eines Mindestpreises bzw. Preiskorridors für Emissionsrechte. Der Mindestpreis soll verhindern, dass der Marktpreis bei geringer Nachfrage nach Zertifikaten unter ein zuvor definiertes Niveau fällt. Ein auftretender Angebotsüberschuss würde durch eine unabhängige Institution (z. B. eine europäische Zertifikatsbank) aus dem Markt genommen werden, um den Emissionshandel zu stabilisieren. Alternativ ist auch die Einführung eines Preiskorridors denkbar, der je nach Ausgestaltung ähnlich einer Steuer (enges Intervall) oder dem EU-ETS in seiner Reinform (großes Intervall) wirkt. Dies würde die Unsicherheit unter den Marktteilnehmern reduzieren.

Verschiedene Studien schlagen eine Erweiterung des derzeitigen EU-ETS mittels unterschiedlicher Konzepte vor. Winkler und Delzeit (2018) sprechen sich klar für eine sektorale Erweiterung des EU-ETS sowie die Einführung von Emissionsgrenzwerten für den Straßengüterverkehr ein. Böhringer und Lange (2012) teilen die Meinung, dass mit einer Erweiterung des Emissionshandels auf weitere Sektoren die Effizienz des EU-ETS gesteigert werden könnte. Dies sollte jedoch unter Berücksichtigung von Transaktionskosten erfolgen und könnte zu deren Minimierung eine kombinierte *Down-* und *Upstream*-Regulierung erfordern (Böhringer und Lange 2012). Flachsland et al. (2011) möchten das EU-ETS auf Emissionen aus dem Straßenverkehr ausweiten. Aufgrund der positiven Erfahrungen mit dem Luftverkehr erachten sie das bestehende *Cap-and-trade*-System auch für diesen Sektor als geeignet. Auch das IW Köln in Zusammenarbeit mit der TU Delft (Institut der deutschen Wirtschaft Köln 2016) schlagen als Lösung die Erweiterung des EU-ETS auf andere Sektoren vor und nennen dabei konkret den Straßenverkehr und den Wärmesektor. Die Untersuchung zeigt, dass dies insbesondere bei PKWs zu einer deutlichen Emissionsreduktion führt (-30 % im BAU-Szenario). Bei Nutzfahrzeugen stagniert die Entwicklung, da sich zwei Effekte gegenseitig aufheben: durch das Wirtschaftswachstum entsteht zusätzlicher Transportbedarf und die Technologie entwickelt sich weiter, womit Nutzfahrzeuge effizienter, aber mehr fahren. Insgesamt müssten bis 2030 zwischen 176 und 419 Mio. Zertifikate für den Straßenverkehr zugekauft werden, was zu einem deutlich Anstieg des Preises führen werde. Für den Raumwärmesektor müssen ebenfalls Zertifikate zugekauft. Bei derzeitigem Entwicklungstrend (BAU-Szenario) ohne zusätzliche Politikmaßnahmen oder Förderinstrumente bleibt der Sektor allerdings hinter dem Reduktionsziel für Nicht-ETS-Sektoren zurück. Die Autoren weisen im Allgemeinen darauf hin, dass eine *Carbon-Leakage*-Regelung unerlässlich ist, damit bestimmte Sektoren für die höheren CO₂-Preise kompensiert werden und nicht abwandern.

Zwei vom Umweltbundesamt in Auftrag gegebenen Studien sprechen Empfehlungen zum Umgang mit Emissionen von Kleinemittenten im Gebäude- und Verkehrssektor bzw. im Landwirtschaftssektor aus (Umweltbundesamt 2014; Lünenbürger et al. 2013).

In Umweltbundesamt (2014) werden die Möglichkeiten zur Einbeziehung der Emissionen von Kleinemittenten im Gebäude- und Verkehrssektor in das EU-ETS untersucht. Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass die Einführung eines *Upstream*-Emissionshandels juristisch möglich und administrativ mit überschaubarem Aufwand umsetzbar sei. Jedoch favorisieren sie ein Hybridsystem, bei dem große Anlagen weiterhin einem *Downstream*-Emissionshandel unterliegen und ein *Upstream*-Emissionshandel die Sektoren mit vielen kleinen Emittenten einbezieht. Sie machen allerdings keine konkreten Vorschläge, wie ein solches System umgesetzt werden kann.

In Lünenbürger et al. (2013) wird die Einbeziehung der Landwirtschaft in das EU-ETS diskutiert. Dabei kommen insbesondere zwei Ansatzpunkte für die Erfassung von THG-Emissionen in Frage: die

Intensivtierhaltung in Großbetrieben sowie die Lachgasemissionen des Düngemittleinsatzes. Aufgrund der diffusen THG-Emissionsstruktur in der Landwirtschaft und der hohen Anzahl landwirtschaftlicher Betriebe sei die Einführung eines Emissionshandels in der Landwirtschaft allerdings mit erheblichen Herausforderungen für das Monitoring und den Vollzug verbunden.

Das ZEW (Achnicht et al. 2015) hat in einer Studie von 2015 analysiert, inwieweit sich der Verkehrssektor in das EU-ETS integrieren ließe. Prinzipiell würde es dafür zwei Möglichkeiten geben. Zum einen ließe sich der Verkehrssektor in das derzeitige Emissionshandelssystem integrieren, was als die kosteneffizientere Option angesehen wird. Zum anderen könnte für den Verkehrssektor ein separates Emissionshandelssystem geschaffen werden. Der Vorteil davon wäre, dass dies eher zu Emissionsminderungen im Transportsektor führt und Wechseleffekte mit den Sektoren, die bereits im jetzigen EU-ETS sind, vermieden werden. Insgesamt wird die Einbeziehung des Verkehrssektors in das EU-ETS als positiv bewertet, da dies viele Vorteile mit sich bringt; unter anderem wird eine feste Emissionsobergrenze festgelegt und es handelt sich um ein technologieneutrales und kosteneffizientes Instrument.

Li et al. (2016) schlagen eine Erweiterung des EU-ETS auf alle Emissionen in der Wertschöpfungskette vor. Alle am Entstehungsprozess eines Produktes beteiligten Unternehmen bilden als Wertschöpfungskette eine Einheit und nehmen geschlossen am Emissionshandel teil. Dieses Verfahren wäre allerdings mit einem großen Koordinationsaufwand bei komplexen Wertschöpfungsketten und vielen Unsicherheiten bezüglich der Kooperationsbereitschaft und Kooperationsmöglichkeiten verbunden und damit in der Praxis kaum praktikabel. Inwieweit ein solcher Ansatz wettbewerbsrechtlich tragfähig wäre, ist ebenso fraglich.

Diverse Studien schlagen zur Reformierung des EU-ETS eine Kombination verschiedener Varianten vor. Andor et al. (2015) sprechen sich für die Löschung der 900 Mio. Zertifikate, die 2014 aus dem Markt genommen wurden bei Beibehaltung des jetzigen EU-ETS aus. Ggf. sollte die jährliche Absenkung der Emissionsobergrenze erhöht werden. Hu et al. (2015) befürworten ebenfalls die Löschung der 900 Mio. Zertifikate aus dem *Backloading* und verlangen eine Absenkung der Emissionsobergrenze um 2,55 % p. a. ab 2021. Außerdem sollte der Emissionshandel auf andere Sektoren wie z. B. Transport ausgeweitet werden, um eine höhere Nachfrage nach Emissionsrechten zu generieren. Knopf et al. (2014) schlagen die Einführung eines Preiskorridors im EU-ETS mit Überwachung durch eine unabhängige Behörde in Kombination mit einer Erweiterung auf die Sektoren Transport, Gebäude und Landwirtschaft vor. Ggf. kann dieses Konstrukt durch weitere Politikinstrumente ergänzt werden. Um *Carbon Leakage* zu vermeiden, wird in Betracht gezogen, andere Länder außerhalb Europas an das EU-ETS anzugliedern.

Obleich in der Literatur verschiedene Vorschläge für eine Reformierung des EU-ETS gemacht werden, erachtet die Mehrheit der Autoren eine Ausweitung auf noch nicht erfasste Sektoren als sinnvollste Option. Dennoch sind die Empfehlungen zur konkreten Ausgestaltung eines solchen überarbeiteten Emissionshandels bisher wenig konkret. Die oben genannten Studien machen nur wenige Vorschläge zur praktischen Umsetzung eines reformierten Emissionshandels. Achnicht et al. (2015) sprechen sich zwar für eine Integration des Verkehrssektors in ein einheitliches *Upstream*-EU-ETS aus, machen jedoch keine Vorschläge, wie dies umgesetzt werden soll. Auch Umweltbundesamt (2014) gibt lediglich eine Empfehlung für ein Hybridsystem ab; auch hier fehlen Aussagen zur konkreten Ausgestaltung. Außerdem ist diese Studie stark auf Deutschland ausgelegt und nicht auf die gesamte EU. Lünenbürger et al. (2013) gehen einen ersten Schritt für die Analyse,

wie der Sektor in den Emissionshandel integriert werden kann. Es werden hier jedoch nur geeignete Ansatzpunkte zur Erfassung von THG-Emissionen identifiziert. Weitergehende Untersuchungen zur Umsetzung fehlen.

Bei den oben diskutierten Studien fehlt der Bezug zu erneuerbaren Energien, und Bioenergie im speziellen ist noch nicht ausreichend berücksichtigt worden. Auch wurden die relevanten Wertschöpfungsketten bisher nicht bzw. nicht ausreichend detailliert hinsichtlich ihrer Im- und Exportstruktur untersucht, was für die Erfassung der innerhalb bzw. außerhalb der EU anfallenden Emissionen aber essentiell ist. In der vorliegenden Studie werden deshalb diese bisher wenig bearbeiteten Aspekte genauer untersucht und daraus konkrete Optionen für die in der Literatur zur Ausweitung des EU-ETS vorgeschlagenen Emissionen entwickelt.

3.4 Anforderungen an ein konsistentes Fördersystem für erneuerbare Energien

Das internationale Abkommen von Paris und die Klimaschutzinitiative der Bundesregierung setzen sich zum Ziel die THG-Emissionen global und damit auch in Deutschland bis zur Mitte des Jahrhunderts drastisch zu reduzieren. Dies bedeutet eine nahezu komplette Abkehr von der Nutzung fossiler Brennstoffe und den Ersatz dieser Energieträger durch erneuerbare Energien (EE). Die Bundesregierungen haben schon seit Jahren eine Vielzahl von Maßnahmen ergriffen, mit Hilfe derer die Emissionen von CO₂ und anderen Treibhausgasen reduziert werden sollen. Gleichzeitig wird die Entwicklung und der Ausbau von EE durch spezielle Förderprogramme unterstützt (vergleiche Anhang I). Gleichzeitig hat die EU mit dem EU-ETS ein Anreizinstrument ins Leben gerufen, das durch Preisanreize die Emissionen von THG reduzieren und die Wettbewerbsfähigkeit von EE verbessern soll.

3.4.1 Negative externe Effekte der Nutzung fossiler Energieträger

Die Ursachen für die unerwünschten Emissionen von THG in einem marktwirtschaftlichen Wirtschaftssystem liegen unter anderem in den verzerrten Anreizen zu übermäßiger Nutzung fossiler Energieträger und der dadurch bedingten geringen Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien begründet. Die Preise fossiler Energieträger spiegeln die Produktions- bzw. Förderkosten und Gewinne der Anbieter von fossilen Energieträgern wieder, sie enthalten aber nicht die weiteren Kosten, die mit der Verbrennung dieser Energieträger einhergehen. Diese Kosten, die nicht bei dem Produzenten der fossilen Energieträger anfallen, sondern sich nur als gesamtwirtschaftliche Kosten bemerkbar machen, werden externe Kosten genannt. Sie beziehen sich auf lokale Umweltbelastungen durch Abgase wie Stickoxide oder Feinstaub sowie auf die Anreicherung von CO₂ und anderen Treibhausgasen in der Atmosphäre, die den Klimawandel verursachen. Die tatsächlichen gesamtwirtschaftlichen Kosten eines fossilen Brennstoffs setzen sich deshalb zusammen aus dem Preis, den der Produzent des Brennstoffs erzielt, und den externen Kosten, die bei der Verbrennung des Brennstoffs entstehen. Neben diesen nicht im Preis enthaltenen externen Kosten wird der Verbrauch fossiler Brennstoffe teilweise durch staatliche Maßnahmen weiter erhöht, wenn fossile Energieträger subventioniert werden, was die Nachfrage nach diesen weiter erhöht.

Eine Studie des Internationalen Währungsfonds (IMF 2015) hat abgeschätzt, wie groß diese Verzerrungen gemessen an dem weltwirtschaftlichen Sozialprodukt sind. Während die direkte

Subventionierung der fossilen Energieträger Kohle, Erdöl und Erdgas unter einem Prozent des Weltsozialprodukts lagen (vgl. Abbildung 3.4), sind sie – hauptsächlich aufgrund der gesunkenen Preise fossiler Energien – inzwischen unter ein halbes Prozent des Weltsozialprodukts gefallen, scheinen aber angesichts wieder steigender Preise für Erdöl und Erdgas wieder anzuziehen. Einen wichtigen Faktor spielen dabei die Subventionen für Strom und für Kraftstoffe, die wahrscheinlich aus politischen und sozialen Gründen in vielen Ländern gewährt werden. Dagegen sind die externen Kosten der Nutzung fossiler Energien auf etwa 6,5 % des Weltsozialprodukts angestiegen (vgl. Abbildung 3.4).

Die mit Abstand größten Kosten verursacht dabei der Einsatz von Kohle, gefolgt von Erdöl. Die externen weltweiten Kosten fossiler Energien setzen sich in der Analyse des IWF zusammen aus den Kosten des Klimawandels, den Kosten lokaler Umwelt- und Gesundheitsschäden durch die Emission von nicht-CO₂-Gasen und Partikeln, sowie den Folgekosten der Nutzung fossiler Energien wie Verkehrsunfälle, Staus, Abnutzung von Straßen und andere mehr. Allerdings lässt sich diskutieren, ob diese letzten Kosten tatsächlich den fossilen Energieträgern zuzurechnen sind, denn diese Kosten würden auch bei Verkehr mit nicht-fossilen Energien auftreten. Die Autoren des IMF-Berichts schätzen diese Kosten jedoch auf nur etwa 10 % der externen Kosten ein. Dominiert werden die externen Kosten von den Kosten der lokalen Luftverschmutzung mit einem Anteil von etwa 60 %, während die Klimakosten auf etwa ein Drittel kommen. In Deutschland schätzt der IMF die externen Kosten für 2015 auf 1,42 % des Bruttosozialprodukts, wobei 1,04 % auf die Kohlenutzung fallen. Die direkten Energiesubventionen für fossile Energien sind in Deutschland mit 0,08 % des Bruttosozialprodukts sehr gering. Dagegen sind die Klimakosten mit etwas über einem halben Prozent (ca. 20 Mrd. €) und die lokalen Umweltschäden mit etwas über 0,6 % (ca. 22 Mrd. €) dominierend (IMF 2015).

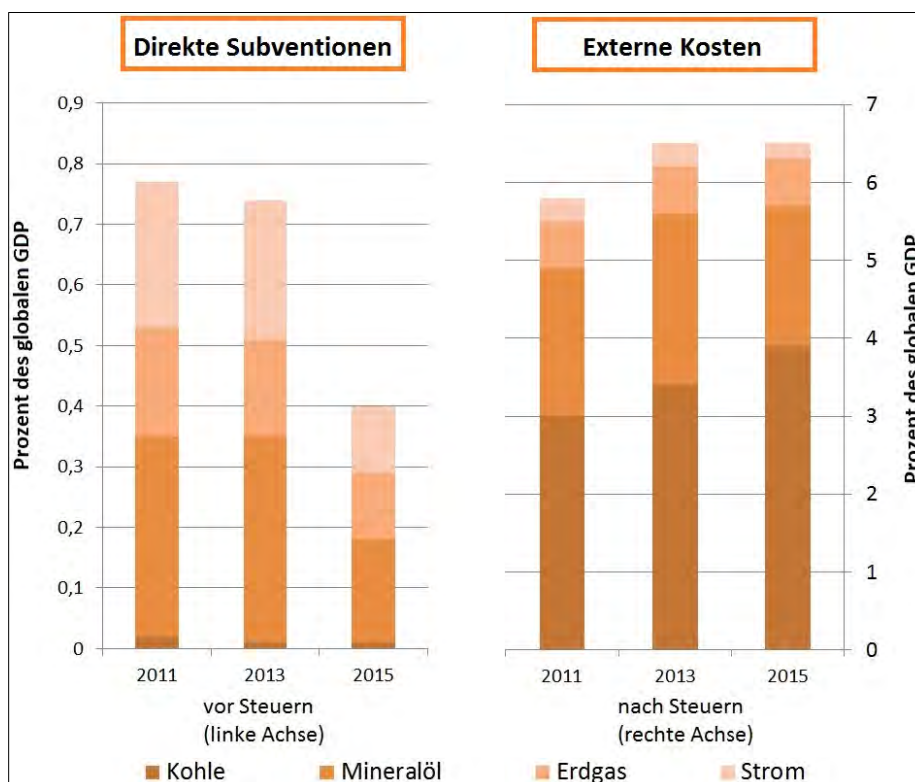


Abbildung 3.4: Globale Subventionen und externe Kosten fossiler Energieträger. Quelle: (IMF 2015).

Umweltpolitische Instrumente, die eine effiziente Strategie für die Klimapolitik und die damit zusammenhängende Energiewende darstellen sollen, müssen diese multiplen Externalitäten berücksichtigen. Lokale durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe verursachte Umweltprobleme entstehen dadurch, dass neben CO₂ andere Schadstoffe emittiert werden, die direkte Umwelt- und Gesundheitsprobleme verursachen oder im Folgeprozess in der Atmosphäre entstehen lassen. Rußpartikel, Stickoxide oder Ozon sind bekannte Emissionsquellen des Verkehrs, die weltweit zu lokalen Umweltproblemen in urbanen Regionen führen. Besonders bekannt sind auch die Partikelemissionen von Kohlekraftwerken, die ohne Filteranlagen arbeiten. Viele Umweltprobleme in Entwicklungsländern, aber auch in China, sind auf solche Emissionen zurückzuführen (IMF 2015).

Lösungsansätze zur Internalisierung multipler externen Effekte wurden in der ökonomischen Theorie gefunden. Dabei wurde das Prinzip entwickelt, nach dem für jede Externalität ein eigenes Politikinstrument eingesetzt werden soll. In einem solchen System würden alle Externalitäten in effizienter Weise internalisiert, wenn die externen Kosten dem Verursacher der Emissionen angelastet werden. Dieses Prinzip führt dazu, dass eine effiziente Allokation von Ressourcen nur gelingt, wenn alle Externalitäten gleichzeitig und gemäß ihrer spezifischen Kosten kontrolliert werden.

Unproblematisch ist eine Kontrolle von THGs alleine, wenn die mit der Aktivität verbundenen anderen Emissionen weitgehend proportional zu den kontrollierten Emissionen sind. So würde eine Besteuerung oder eine Mengenbeschränkung über ein Emissionshandelssystem von THG-Emissionen auch gleichzeitig die Feinstaubemissionen reduzieren. Diese positiven Nebeneffekte einer klimapolitischen Maßnahme können von großer Bedeutung sein, wie die in Abbildung 3.4 dargestellten Berechnungen zeigen. Allerdings werden mit der Klimapolitik alleine nicht die optimalen Vermeidungsanstrengungen für andere Schadstoffe erreicht. Vielmehr werden in der Regel verschiedene Umwelt- und Gesundheitseffekte durch entsprechende Regulierungen getrennt von der Kontrolle der THG-Emissionen eingeführt. Praktisch bedeutet dies, dass in solchen Fällen auch die nicht klimabezogenen externen Effekte mit entsprechenden Kosten ihrer negativen Externalitäten zusätzlich zu den Kosten des Emissionshandels belastet werden.

3.4.2 THG-Emissionen erneuerbarer Energieträger

Andere komplexere Umweltprobleme treten auf, wenn bei der Produktion von EE selbst wieder THG-Emissionen auftreten oder andere Umweltschadstoffe entstehen. Gerade landwirtschaftliche Produktionsprozesse weisen solche komplexen Muster von Umweltbelastungen auf. Nicht-CO₂-Emissionen der Landwirtschaft machen zusammen mit forstwirtschaftlichen Emissionen, bei denen es sich hauptsächlich um Rodung bzw. um nicht-nachhaltige Forstwirtschaft handelt, nahezu ein Viertel der weltweiten THG-Emissionen aus (vgl. Abbildung 3.5). Mit der THG-Bilanzierung im Rahmen der RED für die in der EU in den Verkehr gebrachten Biokraftstoffe werden alle Nicht-CO₂-Emissionen erfasst, die im landwirtschaftlichen Prozess anfallen. Nicht erfasst werden die nicht ortsgebundenen indirekten Landnutzungseffekte, die als indirekte Landnutzungsänderungen (engl. *indirect land use change*, iLUC) bezeichnet werden und deren Ausmaß kontrovers diskutiert wird.

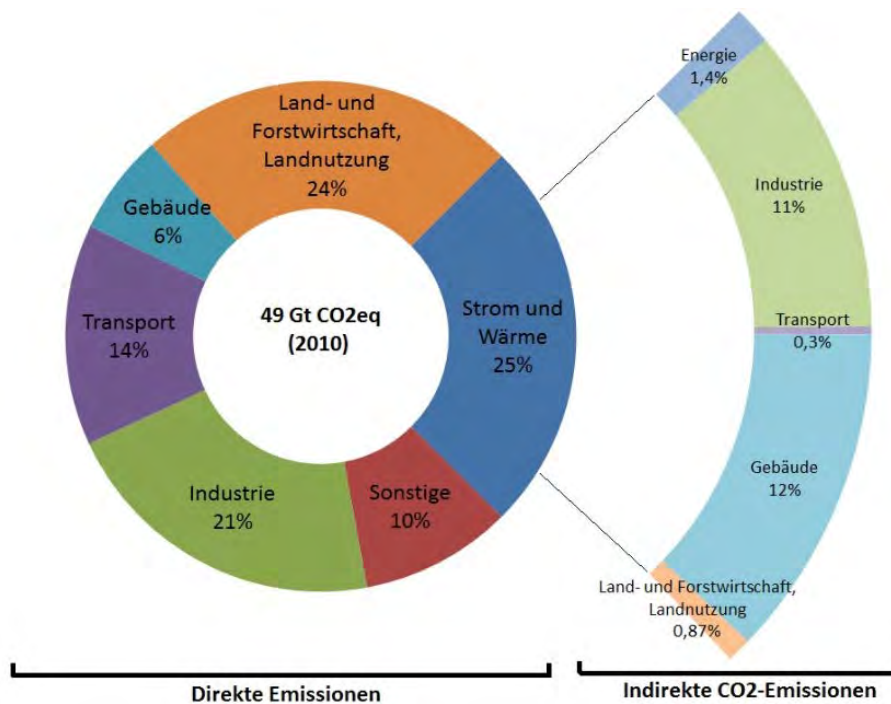


Abbildung 3.5: Zusammensetzung der weltweiten Treibhausgasemissionen.
Quelle: eigene Darstellung nach IPCC (2015).

3.4.3 Die Rolle von Importen in einem Emissionssystem

Die meisten Volkswirtschaften sind heute stark in globale Handelsbeziehungen integriert. Besonders Deutschland mit einer Exportquote von etwa 40 Prozent und einer Importquote von über 30 Prozent (Destatis 2018) ist in starkem Maße von der Wettbewerbssituation von Importprodukten abhängig. Das betrifft in geringem Maße Produkte und Dienstleistungen, die kaum international gehandelt werden, wie zum Beispiel Strom oder lokale Dienstleistungen. Auch Produkte wie Mode, Luxusartikel, aber auch Investitionsgüter, die in starkem Maße differenziert sind und bei denen Deutschland besondere Marktnischen besetzt, unterliegen geringeren Wettbewerbseffekten von Importen.

Dagegen stehen besonders Güter in starkem internationalem Wettbewerb, die eine hohe Importquote aufweisen, aber auch solche, die als homogene Produkte leicht auf internationalen Märkten handelbar sind. Dies betrifft insbesondere viele energieintensive Zwischenprodukte wie Eisen und Stahl sowie Nicht-Eisen-Metalle. Aber auch viele landwirtschaftliche Rohstoffe und verarbeitete Produkte wie Biokraftstoffe stehen in starkem internationalem Wettbewerb. Insgesamt sind diese sogenannten *bulk commodities* besonders dem internationalen Wettbewerb ausgesetzt und deren Wettbewerbsfähigkeit kann durch Regelungen wie der Einführung von Preisen für THG-Emissionen schnell beeinträchtigt werden.

Maßnahmen zur Reduzierung des Einsatzes von fossilen Brennstoffen und zur Förderung des Einsatzes von EE können, wenn sie nur auf nationaler Basis oder im Kontext des europäischen Binnenmarktes umgesetzt werden, Verzerrungen im internationalen Handel verursachen, die wiederum zu gesamtwirtschaftlichen Verlusten und einer ineffizienten Allokation von Ressourcen führen. In solchen Fällen werden inländische oder innereuropäische Produkte relativ zu importierten Produkten verteuert, mit der Konsequenz, dass vermehrt importierte Produkte gekauft werden. Wenn im Ausland geringere Anforderungen an den Ausstoß von THG gestellt werden, erhalten

günstig mit fossilen Brennstoffen erzeugte ausländische Waren einen Wettbewerbsvorteil gegenüber einheimischen. Als Konsequenz werden mehr emissionsintensive Produkte importiert und konsumiert und damit das Ziel des klimapolitischen Instruments, zum Beispiel eines Emissionshandelssystems, teilweise unterlaufen. Dieser Effekt wird in der Literatur als *Carbon Leakage* bezeichnet (Böhringer et al. 2012). Die *Leakage*-Rate ist ein Indikator, der angibt, um wieviel durch den politikinduzierten verstärkten Import Emissionen im Ausland entstanden sind. Dabei werden die zusätzlichen ausländischen Emissionen in Prozent der im Inland eingesparten Emissionen dargestellt. Die *Leakage*-Rate liegt in den Modellanalysen von unilateralen Maßnahmen zwischen 5 und 19 % (Böhringer et al. 2012). Sie kann aber sektoral sehr unterschiedlich stark ausfallen.

Es gibt etliche Varianten, wie mit den THG-Emissionen von Importen umgegangen werden kann. Eine einfache Lösung besteht darin, diese bei der Erfassung der Emissionen einfach zu ignorieren. Dieser Vorschlag ist in dem CO₂-Steuer-Konzept von Schultz et al. (2017) enthalten, bei dem nur die in Deutschland anfallenden Emissionen mit einer Steuer belegt werden. Daneben gibt es Überlegungen, die Wettbewerbsverzerrungen und *Carbon Leakage* durch eine Form des Grenzausgleichs zu reduzieren. Bei Steuern erfolgt dieser über den Steuergrenzausgleich (engl. *border tax adjustment*). Im Falle der Integration von THG-Emissionen aus Importen, die im Ausland angefallen sind, müssten die Importe in Abhängigkeit des THG-Gehalts des importierten Gutes mit dem Zertifikatpreis belastet werden. Die Belastung der Importe erfordert eine Bilanzierung der in den Importgütern enthaltenen THGs. Die verschiedenen Optionen werden in Kapitel 7 genauer dargestellt.

3.4.4 Die Rolle von Systemgrenzen

Die internationalen Handelsbeziehungen bei ungleich stringenten klimapolitischen Maßnahmen haben einen weiteren Effekt, der bei der Gestaltung eines alle Emissionen erfassenden Emissionshandelssystems berücksichtigt werden muss: Für die Berechnung der THG-Emissionen einer Anlage müssen Systemgrenzen definiert werden, die festlegen, bis zu welcher Stufe der Wertschöpfungskette einer Anlage die Emissionen zurückverfolgt werden sollen¹⁰. In einer geschlossenen Volkswirtschaft sind Systemgrenzen nicht erforderlich, da alle Emissionen an der Stelle erfasst werden, an der sie auftreten, d.h. es liegt nur für Prozessemissionen Zertifikatpflicht vor. Dabei würde beispielsweise der Bau eines Elektroautos Emissionen verursachen, für die der Fahrzeughersteller verantwortlich ist. Gleichzeitig wäre der Nutzer des Elektroautos nur noch für die Emissionen des laufenden Betriebs verantwortlich, z.B. den Strom, falls dieser nicht komplett aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Da die Emissionen aber schon bei der Stromerzeugung erfasst worden sind, wäre der Besitzer eines Elektroautos nicht zertifikatpflichtig, schließlich verursacht er auch keine direkten Emissionen. Die Systemgrenze wird also bestimmt durch die aus dem Betrieb einer Anlage entstehenden Emissionen. Da dies für alle Anlagen gilt, werden in einer geschlossenen Volkswirtschaft alle Emissionen erfasst.

In einer offenen Volkswirtschaft, in der Anlagen oder Zwischenprodukte auch importiert werden, gilt dieser Zusammenhang nicht mehr. Deshalb ist zu entscheiden, welche Systemgrenzen in diesem Fall angewendet werden sollen, bzw. wie die in Importen enthaltenen THG-Emissionen in einem ETSPLUS behandelt werden sollen. Für alle innerhalb der EU entstehenden Emissionen wird die Bilanzierung bei den Prozessemissionen vorgenommen, sodass die vorgelagerten Emissionen den vorgelagerten

¹⁰ Anhang III gibt einen Überblick über die verschiedenen Ansätze zur Definition von Systemgrenzen.

Produktionsstufen zugeordnet werden. Nur bei den Upstream-Lösungen werden die Prozessemissionen aus Gründen der Praktikabilität der vorgelagerten Stufe zugeordnet. Dies wird in Kapitel 6 genauer dargestellt.

3.5 Lösungsansätze für international gehandelte Güter

3.5.1 Weltweit koordinierte Klimapolitik

Ein von der Mehrzahl der mit klimapolitischen Instrumenten befassten Forscher unterstützter Vorschlag besteht darin eine internationale Übereinkunft über einen angemessenen CO₂-Preis herzustellen, der in CO₂-Äquivalenten (CO_{2äq}) ausgedrückt ist. Dieser Preis sollte explizit in Form einer CO_{2äq}-Steuer werden oder sich in dem Zertifikatpreis von entsprechenden nationalen oder einem globalen Emissionshandelssystem widerspiegeln. Er kann aber auch implizit in Form eines Schattenpreises die Wirkungskraft alternativer Politiken widerspiegeln. Der wissenschaftliche Beirat des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie empfiehlt der Bundesregierung eine Übereinkunft über einen internationalen „(Mindest-)Preis“ (Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi 2016) für CO₂-Emissionen im Rahmen der G20 zu suchen. Die Umsetzung dieser Vorschläge würde zu einem effizienten Vermeidungsregime für weltweite THG-Emissionen führen und gleichzeitig die praktische Umsetzung klimapolitischer Instrumente beträchtlich erleichtern. Allerdings sind weder eine globale CO_{2äq}-Steuer noch ein globales Emissionshandelssystem explizit in dem Abkommen von Paris angelegt, noch ist zu erwarten, dass solche Instrumente in absehbarer Zeit eingeführt werden. Es stehen deshalb nur sogenannte „zweitbeste“ Lösungen zur Verfügung.

3.5.2 Unilaterale Maßnahmen

Wenn in importierten Produkten enthaltene THG-Emissionen nicht im jeweiligen Exportland erfasst und reguliert wurden, dann kann dies im jeweiligen Importland geschehen. Im Fall des Emissionshandels müssen dann die im importierten Produkt enthaltenen THG-Emissionen auch durch entsprechende Emissionsrechte ausgeglichen werden. Dazu könnte der Importeur verpflichtet werden. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass diese THG-Emissionen entsprechend quantifiziert sind und nachgewiesen werden können. Die durch die *Renewable Energy Directive* (RED) der EU bei Biokraftstoffen vorgeschriebene Praxis einer Zertifizierung der THG-Emissionen entlang der Wertschöpfungskette ist ein Beispiel dafür, wie die THG-Emissionen von Importen in ein Emissionshandelssystem integriert werden können. Wenn diese Regelung nur für erneuerbare Energien gilt, muss entsprechend sicher gestellt werden, dass Importgüter, die mehreren Verwendungen zugeführt werden können - z.B. Pflanzenöle, die sowohl zur Biodieselproduktion als auch im Nahrungsmittelsektor eingesetzt werden können – nur für die energetische Nutzung diesen Nachweis führen müssen. Umgekehrt bedeutet dies auch, dass diese Importgüter später nicht umdeklariert werden dürfen. Optionen für die praktische Umsetzung der Belastung von Importen mit ihren THG--Emissionen, die in Einklang mit den Prinzipien der WTO stehen müssten, werden in Kapitel 7 diskutiert.

3.5.3 Messbarkeit der Emissionen

Grundvoraussetzung für jede praktische Umsetzung eines Emissionshandelssystems für alle Energieformen ist die Möglichkeit die THG-Emissionen der Energieträger auch ausreichend genau zu

erfassen. Dazu müssen Messmethoden vorhanden sein, ein entsprechendes Berichtssystem (*Monitoring*) muss eingerichtet sein, ein Berichtsstandard muss eingerichtet werden (*Reporting*) und die Verifizierung (*Verification*) muss möglich sein. Wie aufwändig ein solches MRV-System ist, hängt von seiner konkreten Ausgestaltung ab. Drei Aspekte spielen dabei eine besonders wichtige Rolle. Erstens: Wie nahe an der tatsächlichen Emissionsquelle soll das System ansetzen? Zweitens: Wo werden die Systemgrenzen gesetzt, für die THG-Emissionen erfasst werden? Und drittens: Mit welcher Präzision sollen die THG-Emissionen erfasst werden? Die Herausforderungen für ein MRV-System stellen sich ganz besonders bei der Erfassung von Importen. Dies wird im Detail in Kapitel 7 erörtert.

Literaturverzeichnis

Academic (o.J.). Online verfügbar unter http://de.academic.ru/pictures/dewiki/69/EUA_price_2005-2007.png, zuletzt geprüft am 20.01.17.

Achtnicht, Martin; Graevenitz, Kathrine von; Koesler, Simon; Löschel, Andreas; Schoeman, Beaumont; Tovar Reanos, Miguel Angel (2015): Including road transport in the EU-ETS - An alternative for the future? Hg. v. Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW). Mannheim. Online verfügbar unter http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/RoadTransport-EU-ETS_ZEW2015.pdf, zuletzt geprüft am 23.10.2018.

Andor, Mark Andreas; Frondel, Manuel; Sommer, Stephan (2015): Reform des EU-Emissionshandels, aber richtig! Alternativen zur Marktstabilitätsreserve. Essen: RWI (Positionen / RWI, 64). Online verfügbar unter <http://www.rwi-essen.de/publikationen/rwi-positionen/342/>.

BMU (2018): Die Reform des EU-Emissionshandels für die 4. Handelsperiode (2021-2030). Überblick über Verhandlungsergebnisse. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Emissionshandel/eu-emissionshandel_reform_bf.pdf, zuletzt geprüft am 26.11.2018.

Böhringer, Christoph; Balistreri, Edward J.; Rutherford, Thomas F. (2012): The Role of Border Carbon Adjustment in Unilateral Climate Policy: Insights from a Model-Comparison Study. Hg. v. Harvard Kennedy School (The Harvard Project on Climate Agreements, Discussion Paper 12-54). Online verfügbar unter https://www.belfercenter.org/sites/default/files/legacy/files/bohringer_dp54_v3-final.pdf, zuletzt geprüft am 28.11.2018.

Böhringer, Christoph; Lange, Andreas (2012): Der europäische Emissionszertifikatehandel. Bestandsaufnahme und Perspektiven. In: *Wirtschaftsdienst* 92 (S1), S. 12–16. DOI: 10.1007/s10273-012-1344-9.

Destatis (2018): Globalisierungsindikatoren. Statistisches Bundesamt. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Indikatoren/Globalisierungsindikatoren/Tabellen/01_02_03_AH.html;jsessionid=EA57176031F57F03E2D238DCF9F69BCE.InternetLive2, zuletzt geprüft am 24.02.2019.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) (2013): Klimaschutzziele. Die Reform des europäischen Emissionshandels im Kontext der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele der Europäischen Union. Unter Mitarbeit von Hanna Arnold, Claudia Gibis, Umweltbundesamt, Konrad Raeschke-Kessler und

Frank Wolke. Hg. v. Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt). Umweltbundesamt; Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt). Berlin. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/emissionshandel/Zielpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 11.07.2018.

EC Klimapolitik (o.J.): Versteigerung. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/auctioning_de, zuletzt geprüft am 25.01.2017.

EDF; cdc climat; IETA (2015): European Union. An emissions trading case study. The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading. Online verfügbar unter https://ieta.wildapricot.org/resources/Resources/Case_Studies_Worlds_Carbon_Markets/euets_case_study_may2015.pdf, zuletzt geprüft am 26.11.2018.

EEA (2016): Trends and projections in the EU ETS in 2016. The EU Emissions Trading System in numbers. Unter Mitarbeit von Sean Healy, Verena Graichen, Sabine Gores und François Dejean. Hg. v. European Environment Agency (EEA). Luxembourg (EEA report, 24/2016). Online verfügbar unter https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=3&ved=2ahUKEwiPzL_H4vHeAhUSy6QKHdXeBEYQFjACegQIBxAC&url=https%3A%2F%2Fwww.eea.europa.eu%2Fpublications%2Ftrends-and-projections-EU-ETS-2016%2Fdownload&usg=AOvVaw2SOgfdEEBokHupjrsWXLcz, zuletzt geprüft am 26.11.2018.

EEX (2018): EUA Primary Market Auction Report – History. European Energy Exchange AG (EEX). Online verfügbar unter <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/auction-market/european-emission-allowances-auction/european-emission-allowances-auction-download>, zuletzt geprüft am 09.10.2018.

energate (2018): Die Erneuerbaren-Richtlinie RED II. energate. Online verfügbar unter <https://www.energate-messenger.de/news/184498/die-erneuerbaren-richtlinie-red-ii>, zuletzt aktualisiert am 10.07.2018, zuletzt geprüft am 22.10.2018.

Epiney, Astrid (2010): Zur Entwicklung des Emissionshandels in der EU. In: *Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR)* 21 (5), S. 236–244.

Erbguth, Wilfried; Schlacke, Sabine (2016): Umweltrecht. 6. Auflage. Baden-Baden: Nomos.

Europäische Kommission (o. J.a): Phasen 1 und 2 (2005-2012). Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/pre2013_de#tab-0-0, zuletzt geprüft am 11.07.2018.

Europäische Kommission (o. J.b): Strukturelle Reform des EU-Emissionshandelssystems. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform_de, zuletzt geprüft am 11.07.2018.

Europäische Kommission (o. J.c): Überarbeitung für Phase 4 (2021-2030). Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision_de, zuletzt geprüft am 11.07.2018.

Europäische Kommission (2000): Green Paper on greenhouse gas emissions trading within the European Union. COM/2000/0087 final. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A52000DC0087>, zuletzt geprüft am 18.01.2017.

Europäische Kommission (13.10.2003): Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. RL 2003/87/EG. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 275), S. 32–46. Online verfügbar unter <https://eur->

lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02003L0087-20140430, zuletzt geprüft am 14.11.2018.

Europäische Kommission (2009): 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. Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex%3A32009L0028>, zuletzt geprüft am 06.11.2018.

Europäische Kommission (2015): EU ETS Handbook. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/ets_handbook_en.pdf, zuletzt geprüft am 11.07.2018.

Europäische Kommission (2016): The EU Emissions Trading System (EU ETS). Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/factsheet_ets_en.pdf, zuletzt geprüft am 11.07.2018.

Europäische Union (13.10.2003): Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. RL 2003/87/EG. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 275), S. 32–46. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:275:0032:0046:de:PDF>.

Flachsland, Christian; Brunner, Steffen; Edenhofer, Ottmar; Creutzig, Felix (2011): Climate policies for road transport revisited (II). Closing the policy gap with cap-and-trade. In: *Energy Policy* 39 (4), S. 2100–2110. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.01.053.

Hu, Jing; Crijns-Graus, Wina; Lam, Long; Gilbert, Alyssa (2015): Ex-ante evaluation of EU ETS during 2013–2030. EU-internal abatement. In: *Energy Policy* 77, S. 152–163. DOI: 10.1016/j.enpol.2014.11.023.

ICAP (2016): Emissions Trading Worldwide. Status Report 2016. Unter Mitarbeit von Marissa Santikarn, Alexander Eden, Lina Li, William Acworth, Iurii Banshchikov, Aki Kachi et al. Hg. v. International Carbon Action Partnership (ICAP). International Carbon Action Partnership (ICAP). Berlin. Online verfügbar unter https://icapcarbonaction.com/images/StatusReport2016/ICAP_Status_Report_2016_Online.pdf, zuletzt geprüft am 11.07.2018.

ICAP (2018): EU Emissions Trading System (EU ETS). Hg. v. International Carbon Action Partnership (ICAP). International Carbon Action Partnership (ICAP). Berlin. Online verfügbar unter https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_etsmap&task=export&format=pdf&layout=list&systems%5B%5D=43, zuletzt geprüft am 11.07.2018.

IMF (2015): How Large Are Global Energy Subsidies? IMF Working Paper. Unter Mitarbeit von David Coady, Ian Parry, Louis Sears und Baoping Shang. Hg. v. International Monetary Fund (IMF) (WP/15/105). Online verfügbar unter <https://www.imf.org/external/pubs/ft/wp/2015/wp15105.pdf>, zuletzt geprüft am 11.07.2018.

Institut der deutschen Wirtschaft Köln (Hg.) (2016): Konsistente europäische Industrie-, Klima- und Energiepolitik. Mit besonderem Augenmerk auf dem EU-Emissionshandel. Institut der deutschen Wirtschaft Köln; TU Delft. Online verfügbar unter https://www.iwkoeln.de/fileadmin/publikationen/2016/285474/Foliensatz_BDI-Klimastudie_2016-05-27_mit_Erlaeuterungen.pdf, zuletzt geprüft am 22.10.2018.

IPCC (Hg.) (2015): IPCC Fifth Assessment Report. Climate change 2014. Synthesis report. Unter Mitarbeit von R. K. Pachauri und Leo Mayer. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Geneva, Switzerland: Intergovernmental Panel on Climate Change.

Knopf, Brigitte; Koch, Nicolas; Grosjean, Godefroy; Fuss, Sabine; Flachsland, Christian; Pahle, Michael et al. (2014): The European Emissions Trading System (EU ETS): Ex-Post Analysis, the Market Stability Reserve and Options for a Comprehensive Reform. Hg. v. Fondazione Eni Enrico Mattei. PIK Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (Nota di Lavoro - Climate Change and Sustainable Development, 79.2014). Online verfügbar unter <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/107712/1/NDL2014-079.pdf>, zuletzt geprüft am 05.10.2018.

Koch, Nicolas; Fuss, Sabine; Grosjean, Godefroy; Edenhofer, Ottmar (2014): Causes of the EU ETS price drop. Recession, CDM, renewable policies or a bit of everything?—New evidence. In: *Energy Policy* 73, S. 676–685. DOI: 10.1016/j.enpol.2014.06.024.

Küll, Carolin (2009): Grundrechtliche Probleme der Allokation von CO₂-Zertifikaten. Berlin: Springer (Schriftenreihe Natur und Recht, Bd. 10).

Li, Fang; Schwarz, Lydia; Haasis, Hans-Dietrich (2016): A framework and risk analysis for supply chain emission trading. In: *Logist. Res.* 9 (1), S. 8509. DOI: 10.1007/s12159-016-0135-x.

Lünenbürger, Benjamin; Benndorf, Anke; Börner, Michael; Burger, Andreas; Ginzky, Harald; Ohl, Cornelia et al. (2013): Klimaschutz und Emissionshandel in der Landwirtschaft. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Climate Change, 01/2013). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4397.pdf>, zuletzt geprüft am 23.10.2018.

Queisner, Georg (2014): Umweltverträgliche Landwirtschaft durch Einbeziehung von ihr verursachter Treibhausgasemissionen in das Europäische Emissionshandelssystem? In: *Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR)* 25 (6), S. 336–344.

Schlacke, Sabine; Kröger, James (2013): Die Privilegierung stromintensiver Unternehmen im EEG. Eine unionsrechtliche Bewertung der besonderen Ausgleichsregelung (§§ 40 ff. EEG). In: *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht (NVwZ)* 32 (6), S. 313–319.

Schultz, Reinhard; Koop, Jürgen; Roßler, Charlene (2017): Ökologische Steuerreform 2.0. Einführung einer CO₂-Steuer. Arbeitspapier. Schultz, Reinhard. Berlin. Online verfügbar unter http://www.schultz-projekt-consult.de/images/Okologische_Steuerreform_2.0_V._22.compressed.pdf, zuletzt geprüft am 11.07.2018.

The Economist (2013): Carbon trading. the first hurdle. Online verfügbar unter http://cdn.static-economist.com/sites/default/files/images/2013/02/blogs/schumpeter/20130216_woc070_0_0.png, zuletzt geprüft am 26.01.2017.

Umweltbundesamt (Hg.) (2014): Ausweitung des Emissionshandels auf Kleinemittenten im Gebäude- und Verkehrssektor. Gestaltung und Konzepte für einen Policy mix. Unter Mitarbeit von Hauke Hermann, Johanna Cludius, Hannah Förster, Felix Christian Matthes, Katja Schumacher, Georg Buchholz et al. Öko-Institut e.V.; GGSC; FH-ISI. Dessau-Roßlau (Climate Change, 03/2014). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_03_2014_komplett_27.3.14.pdf, zuletzt geprüft am 23.10.2018.

Winkler, Malte; Delzeit, Ruth (2018): Kein "Weiter so" in der deutschen Klimapolitik: Handlungsvorschläge für die neue Bundesregierung. Hg. v. Institut für Weltwirtschaft (IfW). Kiel (Kiel Policy Brief, 113). Online verfügbar unter https://www.ifw-kiel.de/fileadmin/Dateiverwaltung/IfW-Publications/-ifw/Kiel_Policy_Brief/Kiel_Policy_Brief_113.pdf, zuletzt geprüft am 23.10.2018.

Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi (2016): Die essenzielle Rolle des CO₂-Preises für eine effektive Klimapolitik. Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Hg. v. BMWi. BMWi. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Ministerium/Veroeffentlichung-Wissenschaftlicher-Beirat/wissenschaftlicher-beirat-rolle-co2-preis-fuer-klimapolitik.pdf?__blob=publicationFile&v=8, zuletzt geprüft am 11.07.2018.

4. Struktur der in der EU entstehenden THG-Emissionen

In diesem Kapitel werden sämtliche, bislang noch nicht im EU-ETS enthaltene THG-Emissionen sowie die relevanten Wertschöpfungsketten und Marktstrukturen detailliert beschrieben. In 4.1 werden zunächst die bisher nicht im EU-ETS erfassten THG-Emissionen (aufgeteilt nach Sektoren) identifiziert. In 4.2 wird auf die fossilen Energieträger Kohle, Mineralöl und Erdgas eingegangen, die mit Ausnahme von Kohle vorwiegend in den Sektoren Verkehr und Wärme verwendet werden, ohne dass ihre THG-Emissionen im EU-ETS erfasst werden. Kapitel 4.3 behandelt Wertschöpfungsketten erneuerbarer Energien - insbesondere der Bioenergie - und zeigt, an welchen Stellen THG-Emissionen entstehen und welche dieser THG-Emissionen bisher noch nicht im EU-ETS erfasst. In Kapitel 4.4. werden schließlich die Nicht-CO₂-Emissionen aus verschiedenen Emissionsquellen gesondert dargestellt. Dazu zählen insbesondere Methan, Lachgas und HFC (Fluorkohlenwasserstoffe).

4.1 Sektorale Struktur bisher nicht im EU-ETS erfasster THG-Emissionen

Ca. 45 % der europäischen THG-Emissionen sind durch das derzeitige EU-ETS erfasst (ICAP 2018). Das impliziert aber auch, dass ca. 55 % der europäischen THG-Emissionen nicht durch das derzeitige EU-ETS mit einem CO₂-Preis belegt sind. Für die Identifizierung praktikabler Lösungsoptionen dazu, wie ein möglichst großer Anteil dieser THG-Emissionen in ein Emissionshandelssystem integriert werden kann, wird der Fokus zunächst auf jenen Sektoren liegen, welche die größten THG-Emissionen aufweisen.

In der EU-ETS Richtlinie 2003/87/EC (Europäische Union 13.10.2003) ist definiert, welche Sektoren Teil des EU-ETS sind. Das bedeutet im Umkehrschluss aber nicht, dass für diejenigen Sektoren, die nicht als ETS-Sektoren genannt werden, keine THG durch das EU-ETS erfasst werden. Beispielsweise ist der Verkehrssektor nicht Teil des EU-ETS; das trifft aber nur auf die Verbrennungsemissionen der Treibstoffe zu. Die bei der Herstellung dieser Treibstoffe entstehenden Emissionen sind durch das EU-ETS erfasst, denn die Raffinerien, die u.a. Treibstoffe produzieren, sind zertifikatpflichtig (vgl. Tabelle 3.1). Dasselbe gilt etwa für den Wohnungssektor, der u.a. Strom und ggf. Wärme aus im EU-ETS erfassten Anlagen bezieht. Für die vorliegende Fragestellung danach, welche Sektoren besonders hohe derzeit nicht durch das derzeitige EU-ETS erfasste THG-Emissionen (im Folgenden aus Gründen der besseren Lesbarkeit als nicht-EU-ETS-Emissionen bezeichnet) aufweisen, ist es also notwendig, auch diejenigen Emissionen zu berücksichtigen, die durch vorgelagerte Prozesse entstehen.

Die nachfolgend beschriebene Analyse beinhaltet deshalb drei Schritte:

- 1) Quantifizierung sektoraler THG-Emissionen
- 2) Zurechnung vorgelagerter THG-Emissionen (Raffination sowie Erzeugung von Strom und Wärme) zu einzelnen Sektoren
- 3) Quantifizierung sektoraler nicht-EU-ETS-Emissionen (inklusive vorgelagerte Emissionen)

An dieser Stelle wird nur ein Überblick über das Vorgehen gegeben, und die Ergebnisse werden vorgestellt. Eine detailliertere technische Beschreibung der Analyse und deren Annahmen finden sich in Anhang II.

1) Als Grundlage für die Quantifizierung sektoraler THG-Emissionen wurde die Berichterstattung der Annex I Staaten an die UNFCCC (Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen, engl. *United Nations Framework Convention on Climate Change*) gewählt. In diesen nationalen Inventarberichten (NIBs) werden die THG-Emissionen auf Grundlage des *Common Reporting Format* (CRF) detailliert nach Sektoren aufgeschlüsselt. Dies erlaubt eine Übersicht über die sektoralen THG-Emissionen. Für die vorliegende Untersuchung wurde der NIB der EU28 aus dem Jahr 2017 genutzt (UNFCCC 2017a). Er beinhaltet Informationen über die THG-Emissionen der EU28 in 2015. Die Sektoren mit den höchsten THG-Emissionen sind: öffentliche Energieversorgung (CRF-Sektor 1.A.1.a., 1.235.506 kt CO_{2äq}), Straßenverkehr (CRF-Sektor 1.A.3.b., 901.984 kt CO_{2äq}) und Wohnen (CRF-Sektor 1.A.4.b., 583.772 kt CO_{2äq}).

2) Im zweiten Schritt wurden auf Basis der Eurostat Energiebilanz für das Jahr 2015 (Eurostat 2017a) THG-Emissionen aus der Energieerzeugung sowie der Bereitstellung von Brennstoffen (also im Wesentlichen die öffentliche Energieversorgung sowie Raffinerien) den Endverbrauchersektoren zugerechnet (vgl. Anhang II). Unter Berücksichtigung dieser vorgelagerten Prozesse haben die folgenden Sektoren die höchsten THG-Emissionen: Straßenverkehr (CRF-Sektor 1.A.3.b., 981.669 kt CO_{2äq}), Wohnen (CRF-Sektor 1.A.4.b., 842.696 kt CO_{2äq}) und Dienstleistungen (CRF-Sektor 1.A.4.a., 372.423 kt CO_{2äq}) (Abbildung 4.1). Der hohe Anteil an vorgelagerten THG-Emissionen in den Sektoren Wohnen und Dienstleistungen stammt aus der Bereitstellung von Elektrizität und - zu einem geringeren Anteil - Wärme.

3) Um eine Gegenüberstellung der sektoralen Gesamtemissionen und der nicht-EU-ETS-Emissionen zu erreichen, wurden die nicht-EU-ETS-Emissionen auf Grundlage des „*Questionnaire on the Implementation of Directive 2003/87/EC*“ (BMU 2015) für Deutschland abgeschätzt. In BMU (2015) sind die THG-Emissionen der vom EU-ETS erfassten Anlagen nach CRF-Nomenklatur angegeben. Im Vergleich mit dem deutschen NIB (UNFCCC 2017b) wurde der prozentuale Anteil der nicht-EU-ETS-Emissionen an den Gesamtemissionen jedes Sektors (für Deutschland) ermittelt. Diese Anteile wurden auf die europäischen Gesamtemissionen angewendet, was die Annahme impliziert, dass Deutschland eine für Europa repräsentative Emissionsstruktur aufweist. Das Ergebnis dieser Analyse ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Eine Übersicht über die Sektoren mit den höchsten nicht-EU-ETS-Emissionen bietet Tabelle 4.1.

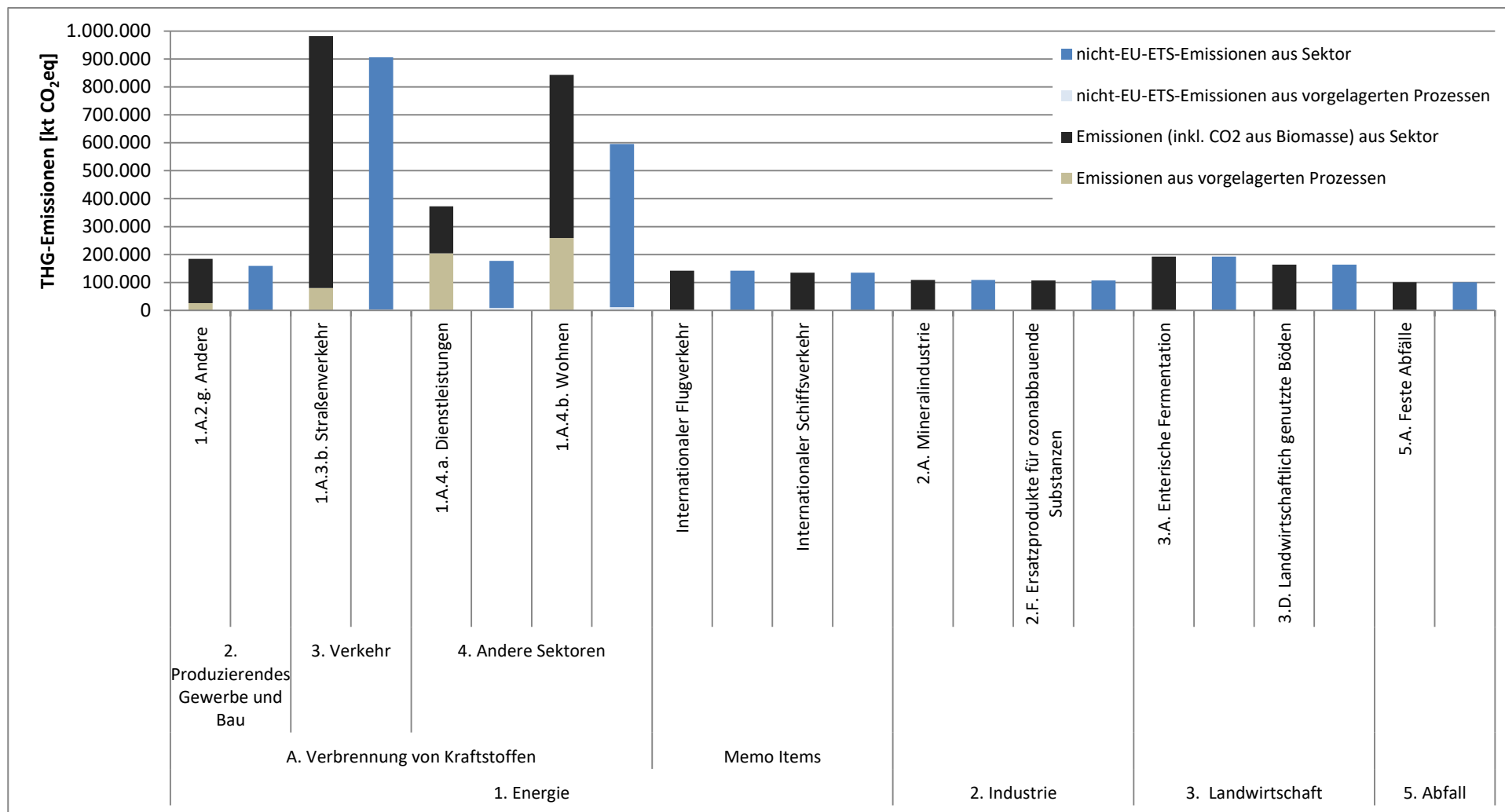


Abbildung 4.1: Sektorale (inklusive vorgelagerte) THG-Emissionen und nicht-EU-ETS-Emissionen basierend auf der CRF-Nomenklatur in den EU28 im Jahr 2015.

Dargestellt sind nur Sektoren mit nicht-EU-ETS-Emissionen > 100.000 kt CO₂äq. Die Sektoren mit den höchsten nicht-EU-ETS-Emissionen sind 1.A.3.b. Straßenverkehr, 1.A.4.b. Wohnen, 3.A. Enterische Fermentation, 3.D. Landwirtschaftlich genutzte Böden und 1.A.4.a. Dienstleistungen. Quellen: Eigene Darstellung nach UNFCCC (2017a), Eurostat (2017a), BMU (2015); jeweils Emissionen der EU28 aus dem Jahr 2015.

Tabelle 4.1 Übersicht über die CRF-Sektoren mit den höchsten nicht-EU-ETS-Emissionen.

Quellen: UNFCCC (2017a), Eurostat (2017a), BMU (2015); jeweils Emissionen der EU28 aus dem Jahr 2015.

CRF-Sektor	nicht-EU-ETS-Emissionen [kt CO _{2äq}]	Anteil [%] nicht-EU-ETS-Emissionen an Gesamtemissionen des jeweiligen Sektors	gesamte THG-Emissionen [kt CO _{2äq}]
1.A.3.b. Straßenverkehr	905.589	92 %	981.669
1.A.4.b. Wohnen	595.486	71 %	842.696
3.A. Enterische Fermentation	192.227	100 %	192.227
1.A.4.a. Dienstleistungen	176.954	48 %	372.423
3.D. Landwirtschaftlich genutzte Böden	163.438	100 %	163.438

Die in Tabelle 4.1 aufgeführten fünf Sektoren vereinen 68 % der gesamten nicht-EU-ETS-Emissionen auf sich. Dabei ist der Anteil der nicht-EU-ETS-Emissionen im Sektor Dienstleistungen mit 48 % relativ niedrig, wohingegen im Straßenverkehr über 90 % und in den landwirtschaftlichen Sektoren (3.A und 3.D) 100 % der THG-Emissionen nicht durch das heutige EU-ETS erfasst sind.

Das Ergebnis der in diesem Kapitel vorgestellten Abschätzungen legt nahe, v.a. den Straßenverkehr, Gebäude (Wohnen und Dienstleistungen) sowie Landwirtschaft (Verdauungsprozesse sowie Feldemissionen) bevorzugt in den Emissionshandel zu integrieren. Auf diese Weise wären schon ca. zwei Drittel der bisher nicht erfassten THG ins ETSPLUS integriert, wodurch das Ziel einer sektorübergreifenden konsistenten THG-Bepreisung deutlich näher rücken würde.

4.2 Wertschöpfungsketten fossiler Energieträger

Während im vorherigen Kapitel die wichtigsten Sektoren identifiziert wurden, deren THG-Emissionen gar nicht oder nur teilweise vom EU-ETS erfasst werden, wird hier der Fokus auf die fossilen Energieträger gelegt, die in diesen Sektoren eingesetzt werden. Außerdem werden die Marktstrukturen dargestellt, unter denen diese Energieträger in den Wirtschaftsprozess eingehen. Schließlich werden die komplexen Strukturen bei erneuerbaren Energien, bei denen auch THG-Emissionen auftreten, erörtert und die Quellen und Marktstrukturen der Nicht-CO₂-Emissionen dargestellt.

4.2.1 Kohle

Laut UNFCCC (2017b) wurden in Europa im Jahr 2015 über eine Million kt CO_{2äq} als Folge der Verfeuerung von Kohle (Braunkohle und Steinkohle) emittiert. Die Verteilung auf die einzelnen

Sektoren ist in Abbildung 4.2 dargestellt. Auf den Energiesektor (CRF-Sektor 1.A.1. Energie) entfällt der größte Teil (83 %) der THG-Emissionen aus der Verfeuerung von Kohle. Von diesen 83 % entstehen wiederum 96 % bei der Produktion von Elektrizität und Wärme in Großanlagen. Die Industrie (CRF-Sektor 1.A.2. Produzierendes Gewerbe) verursacht 13 % der THG-Emissionen aus der Kohleverfeuerung. Von diesen 13 % entfallen 63 % auf die Stahlproduktion. Zusammen verursachen diese beiden Sektoren (Elektrizität und Wärme sowie Stahlproduktion) fast 90 % der Emissionen aus der Kohleverfeuerung.

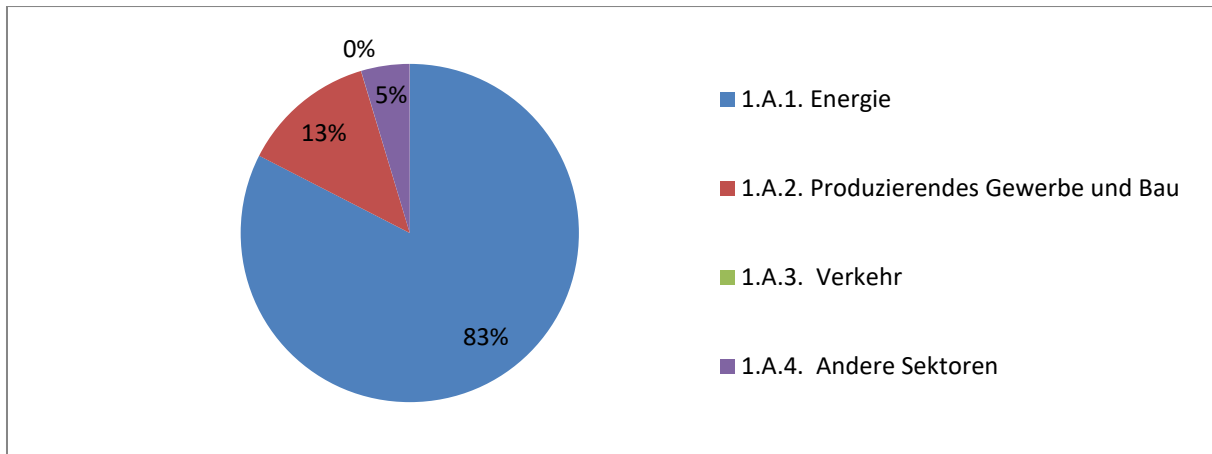


Abbildung 4.2: Sektorale Verteilung der Emissionen aus Kohleverfeuerung in den EU28 im Jahr 2015.

Quelle: Eigene Darstellung nach UNFCCC (2017b), Tabellenblätter Table1.A(a)s1-4.

Kohle wird also zum allergrößten Teil zur Stromerzeugung in Kraft- und Heizkraftwerken bzw. zur Stahlerzeugung eingesetzt. Dies geschieht vorwiegend in Anlagen der Energieerzeugung und der Industrie mit einer Leistung über 20 MW. Somit sind THG-Emissionen aus diesem Energieträger weitestgehend vom EU-ETS abgedeckt. Fraglich sind lediglich Emissionen aus dem Einsatz von Kohle in anderen Sektoren und in Anlagen mit einer Leistung unter 20 MW.

Kohlekraftwerke mit einer Leistung unter 20 MW spielen in Deutschland so gut wie keine Rolle: Laut Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur sind nur sechs Kohlekraftwerke (3 Steinkohle, 3 Braunkohle) mit einer Leistung unter 20 MW Leistung registriert (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2017). Insgesamt können diese Kraftwerke eine Leistung von 100 MW erzielen (ebd.). Dies entspricht einem Anteil von weniger als 0,3 % der Gesamtleistung der Kraftwerke in Deutschland, der in kleineren Anlagen erzeugt wird und somit bisher nicht vom EU-ETS erfasst ist. Eine entsprechende Angabe für Europa ist aufgrund mangelnder Daten bisher nicht möglich. Auch in kleinen Anlagen des produzierenden Gewerbes findet praktisch keine Stromerzeugung statt (Aktualisierung der Abschätzung aus Umweltbundesamt 2014). Auch als Brennmittel in Blockheizkraftwerken mit einer Leistung unter 1 MW ist Kohle irrelevant: Sie werden nicht mit Kohle, sondern mit Erdgas, Biogas, Klärgas, Flüssiggas oder Heizöl betrieben (ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. 2014).

Nicht vom derzeitigen EU-ETS abgedeckt sind neben kleineren Kraft- und Heizkraftwerken auch die THG-Emissionen, die bei der Wärmeerzeugung in Haushalten und bei Kleinverbrauchern aus Gewerbe, Dienstleistungen und Handel entstehen. Diese entsprechen 4,2 % der gesamten

europäischen Emissionen aus Kohleverfeuerung (vgl. Abbildung 4.2¹). Von diesen 4,2 % verursachen die Haushalte den größten Teil (83 %) (UNFCCC 2017a). Lediglich 0,7 % des Primärenergieverbrauchs an Kohle entfallen auf Wärmeerzeugung in Haushalten und bei Kleinverbrauchern aus Gewerbe, Dienstleistungen und Handel (AG Energiebilanzen e. V. 2017; Eurostat 2017b).

Bei der Installation neuer Heizungsanlagen spielt Kohle in Deutschland heute keine Rolle mehr, so dass der Trend vermutlich zu einem Auslaufen der Kohle als Wärmelieferant in privaten Haushalten geht. Europaweit liegt der Anteil allerdings höher (4,1 %), sodass für einzelne Mitgliedsstaaten geprüft werden muss, inwieweit eine besondere Regelung erforderlich ist. Von den 4,1 % entfallen 71,4 % auf Polen. In Polen stellt Kohle noch ca. ein Drittel des Brennstoffeinsatzes in Haushalten dar, und es sind derzeit keine Bestrebungen erkennbar, an dieser Situation etwas zu ändern. Es folgen mit großem Abstand weitere Länder mit relevanten Anteilen bei der Verwendung von Kohle, insbesondere in Haushalten (in absteigender Reihenfolge ihres Beitrags zum Anteil der Kohle als Wärmelieferant in privaten Haushalten): Tschechien (7,5 %), Vereinigtes Königreich (5,0 %), Deutschland (4,8 %), Irland (3,2 %), Bulgarien (1,4 %) (Eurostat 2017b).

Für die Erfassung der THG-Emissionen aus der Verbrennung von Kohle in einem ETSPLUS sind also (neben den schon heute erfassten Großanlagen) bestimmte Kleinverbraucher von Bedeutung, deren Kohleverbrauch von Mitgliedsstaat zu Mitgliedsstaat in der EU stark variiert. Insgesamt scheint jedoch dieser Anteil mit wenigen Ausnahmen relativ gering zu sein. Es stellt sich also generell die Frage, ob diese Emissionen von Kleinverbrauchern in ein ETSPLUS integriert werden sollten, oder ob sie angesichts ihrer geringen Bedeutung nicht im Emissionshandel berücksichtigt werden. Eine genauere Betrachtung der entsprechenden Optionen findet sich in Kapitel 6.2.

Marktstrukturen

In Deutschland kommen etwa 90 % der **Braunkohle** direkt in Kraftwerken zur Erzeugung von Strom und Wärme zum Einsatz, die meist nahe an den Tagebaugebieten liegen. Die übrigen 10 % werden in Veredelungsanlagen zu Braunkohlenbrennstaub, Wirbelschichtkohle – beides wird wiederum in industriellen Großfeueranlagen eingesetzt – und Braunkohlebriketts (BKB) weiterverarbeitet. 80 % der europäischen BKB werden in Deutschland produziert, und sie sind ein vorrangig deutsches Phänomen. 40 % dieser BKB werden für Hausbrand und von sonstigen Kleinverbrauchern verwendet und sind damit nicht vom EU-ETS abgedeckt (0,7 Mio. t), 25 % werden exportiert, während der Rest zur Strom- und Wärmeerzeugung in Kesselanlagen eingesetzt wird. (Agora Energiewende 2017)

Steinkohle wird sowohl importiert als auch in Deutschland produziert. Ende 2018 wurden allerdings die letzten deutschen Steinkohlebergwerke stillgelegt, sodass ab diesem Zeitpunkt der gesamte Bedarf an Steinkohle über Importe gedeckt wird. Diese Importe sind bereits aufbereitet, so dass dieser Verarbeitungsschritt in der EU nicht entfällt. THG-Emissionen, die bei der Förderung, beim Transport und bei der Veredelung anfallen, sind also nur dann vom EU-ETS abgedeckt, wenn die Importe aus Mitgliedstaaten stammen. Importeure sind eine überschaubare Anzahl direkter Verbraucher, d.h. Energieversorger, Stahlwerke und Brennstoffhändler. Der Verein der

¹ Dienstleistungen und Haushalte sind Kategorien im CRF-Sektor 1.A.4. Andere Sektoren. Dieser beinhaltet außerdem auch Land- und Forstwirtschaft + Fischerei; der Anteil von Land- und Forstwirtschaft + Fischerei an den Gesamtemissionen aus Kohleverfeuerung beträgt knapp 0,4 %. Die Addition dieser 0,4 % und der 4,2 % aus Dienstleistungen und Haushalten ergibt 4,6 %, in Abbildung 4.2 auf 5 % gerundet.

Kohlenimporteure hat hierzulande lediglich 76 Mitglieder. Der Einsatz von Steinkohle beschränkt sich fast ausschließlich (98 %) auf die Energieerzeugung. (AG Energiebilanzen e. V. 2017)

4.2.2 Mineralöl

Ca. zwei Drittel der THG-Emissionen aus der Verfeuerung von Mineralöl werden im Verkehrssektor freigesetzt (Abbildung 4.3). Hier spielt der Straßenverkehr mit einem Anteil von 96 % die mit Abstand wichtigste Rolle. Im CRF-Sektor 1.A.4. Andere Sektoren (beinhaltet Dienstleistungen, Haushalte und Land- und Forstwirtschaft + Fischerei) fallen 15 % der Emissionen aus der Verfeuerung von Mineralöl an, davon die Hälfte im Bereich der Haushalte, wo Mineralöl als Heizmittel verbrannt wird. Weitere 30 % davon werden in Land- und Forstwirtschaft + Fischerei freigesetzt, der Großteil (82 %) durch Fahrzeuge und Maschinen an Land (UNFCCC 2017a). Diese Emissionen entstehen ebenso wie jene aus dem Straßenverkehr fast ausschließlich durch die Verbrennung von Otto- und Dieselmotoren. Auch die meisten THG-Emissionen aus der Fischerei entstehen durch die Verbrennung von Mineralöl zu Antriebszwecken. Im Energiesektor (9 % der europäischen THG-Emissionen aus Verfeuerung von Mineralöl) emittieren Mineralölprodukte zu 72 % in Raffinerien; in der Industrie verteilen sich die THG-Emissionen auf mehrere Bereiche, v.a. Mineralindustrie (ohne Metalle) und chemische Industrie.

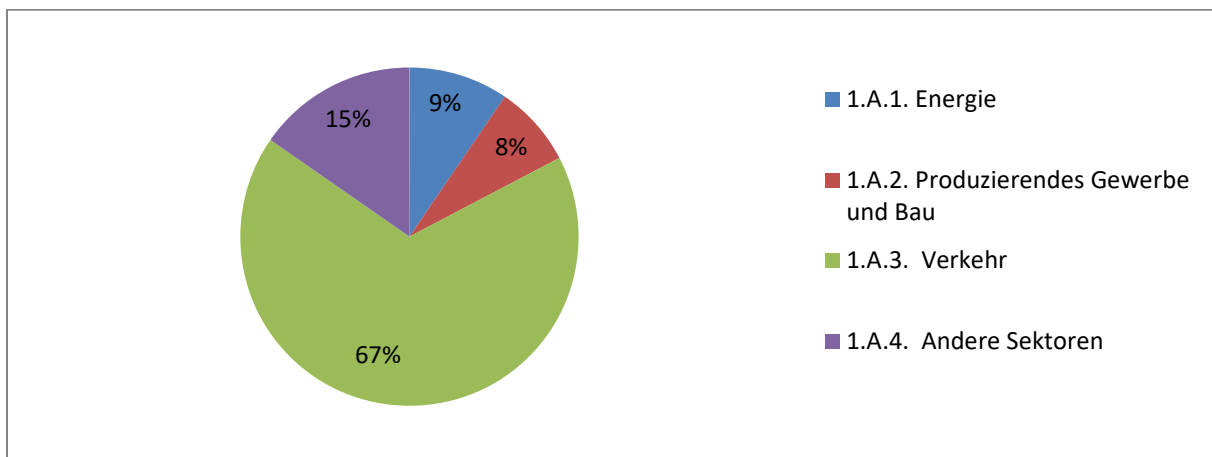


Abbildung 4.3: Sektorale Verteilung der Emissionen aus Verfeuerung von Mineralöl in Europa 2015.

Quelle: eigene Darstellung nach UNFCCC (2017a), Tabellenblätter Table1.A(a)s1-4.

Während die CO₂-Emissionen der Raffinerien (also der Großteil der Emissionen aus CRF-Sektor 1.A.1. Energie) sowie großer Industrieanlagen der Industrie (CRF-Sektor 1.A.2. Produzierendes Gewerbe und Bau) bereits im heutigen EU-ETS erfasst sind (vgl. Kapitel 3.2), trifft das auf die wichtigsten THG-Emissionen aus Mineralölprodukten nicht zu: Heizöl in Kleinanlagen (z.B. in konventionellen Heizungen im Wohnbereich) und v.a. Kraftstoffe, die in Straßenverkehr, Landwirtschaft und Fischerei Verwendung finden.

Tabelle 4.2 gibt einen Überblick über die Anteile verschiedener Mineralölprodukte deutscher Raffinerien, ihre Verwendung und ihre Erfassung im heutigen EU-ETS. **Otto- und Dieselmotoren** stellen zusammen ca. die Hälfte der in den Raffinerien erzeugten Produkte dar (MWV Mineralölwirtschaftsverband e. V. 2017). Sie werden zu 98 %, bzw. 93 % im Verkehrssektor (Straßen-, Schiffs-, Schienenverkehr) verwendet. 7 % der Dieselmotoren gehen in den Bereich Gewerbe,

Handel und Dienstleistungen (GHD). Beide Verwendungszwecke - Verkehr und GHD - sind nicht direkt vom EU-ETS abgedeckt.

Tabelle 4.1 Mineralölprodukte deutscher Raffinerien: Anteile, Verwendung und Erfassung im heutigen EU-ETS.

Quelle: eigene Darstellung nach Zahlen von AG Energiebilanzen e. V. (2017).

Erzeugnis Anteil an gesamten Mineralölprodukten	Verwendung	Erfassung im heutigen EU-ETS	Bemerkungen
Dieselmotortreibstoffe 28 %	Verkehr (93 %) GHD (7 %)	Nein Nein	Dieselmotortreibstoffe beinhalten auch den Einsatz von Schwerölen im Schiffs- und Bahnverkehr (MFO, marines Rückstandsöl, Schweröl für Dieselloks).
Ottomotortreibstoffe 20 %	Verkehr (98,3 %) HH, GHD (1,7 %)	Nein Nein	
Leichtes Heizöl 14 %	HH, GHD (95 %) Wärmebereitstellung Industrie (5 %)	Nein Teilweise	Abschätzung nach Umweltbundesamt (2014a)
Schweres Heizöl 8 %	Industrie (100 %)	Ja	Einsatz hauptsächlich in der chemischen Industrie; Ölkraftwerke, große Feuerungsanlagen zur Wärme-gewinnung.
Kerosin 5 %	Flugverkehr (100 %)	Teilweise	Der Flugverkehr in und zwischen Mitgliedsstaaten ist im EU-ETS erfasst. Der internationale Flugverkehr ist derzeit ausgesetzt. Eine Regelung durch die Internationale Zivile Luftverkehrs-organisation (engl. <i>International Civil Aviation Organization</i> , ICAO) mit einem Offset-System ² ist geplant.
Rohbenzin 10 %	nicht-energetisch nicht in Verbrennung	Nein	Stoffliche Nutzung schwer zu ermitteln.
Andere 15 %	Flüssiggas 3 % Petrolkoks 1 % Raffineriegas 4 % Andere	Nein Ja Ja Unklar	Für „Andere“ liegen keine genauen Daten vor. Stoffliche Nutzung schwer zu ermitteln.

Abkürzungen: GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen; HH = Haushalte

Energie aus **leichtem Heizöl** wird zur Wärmebereitstellung zu 69 % in Haushalten verwendet und zu 26 % in GHD. Zusammen vereinen diese Sektoren 95 % des Heizölgebrauchs auf sich. Die restlichen 5 % werden in der Industrie verwendet und sind daher, sofern sie in Großanlagen über 20 MW verwendet werden, Teil des heutigen EU-ETS. 95 % des leichten Heizöls sind jedoch nicht vom EU-ETS abgedeckt, da es in Zentralheizungen fließt (627.479 TJ in Haushalten und GHD) (AG Energiebilanzen e. V. 2017).

² Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA)

Schweres Heizöl wird fast ausschließlich in der Industrie, hauptsächlich in der Chemieindustrie, verwendet. Vom Verbrauch entfallen rund 83 % auf die Industrie (einschließlich nicht energetische Verwendung und industrielle Kraftwerke), 9 % auf die Stromerzeugung in öffentlichen Elektrizitätswerken sowie 7 % auf die Fernwärmeerzeugung. Der Rest (1 %) ist insbesondere dem Bereich der gewerblichen Kleinverbraucher (beispielsweise Gärtnereien) zuzurechnen. Großanlagen aus Industrie und Gewerbe sind im heutigen EU-ETS, Strom- und Fernwärmeerzeugung ebenfalls (Aktualisierte Abschätzung nach Umweltbundesamt 2014).

Kerosin aus dem innereuropäischen Flugverkehr ist erfasst, der internationale Flugverkehr jedoch nicht.

Rohbenzin wird ausschließlich stofflich (d.h. nicht zur Energiegewinnung) genutzt und ist somit nicht im EU-ETS erfasst.

Flüssiggas fällt sowohl bei der Erdölförderung als auch bei der Herstellung von Mineralölprodukten in Raffinerien an und wird über Abgabestationen bzw. in Flaschen an Endverbraucher abgegeben – vor allem als Brennstoff zur Wärmebereitstellung. Es findet darüber hinaus Verwendung in der chemischen Industrie (Umweltbundesamt 2014a). 24.588 TJ Flüssiggase (Propan und Butan) werden im Haushaltssektor (in BHKW) verwendet, dieser Anteil wird somit nicht vom EU-ETS erfasst. Addiert man den GHD Sektor, sind dies schon 64 % des Endenergieverbrauchs aus Flüssiggas. Weitere 27 % werden im Transport als Liquid Petrol Gas (LPG) verwendet. Auch die bei dieser Verwendung freigesetzten Emissionen sind nicht Teil des heutigen EU-ETS. Somit ist die Verwendung von Flüssiggas i.d.R. nicht durch das EU-ETS abgedeckt.

Die meisten **anderen Mineralölprodukte** (Raffineriegas und Petrolkoks), werden nicht weiter prozessiert und gehandelt, sondern oft in den Industrieanlagen vor Ort verwendet und werden somit größtenteils vom EU-ETS abgedeckt, da die meisten dieser Anlagen eine entsprechende Größe haben. (Umweltbundesamt 2014a)

Im Folgenden sollen am Beispiel Deutschlands zunächst die Marktstrukturen von Mineralöl allgemein behandelt werden, bevor auf THG-Emissionen und Marktstrukturen der wichtigsten Mineralölprodukte (Kraftstoffe und Heizöl) im Besonderen eingegangen wird. In anderen EU-Mitgliedstaaten herrschen ähnliche Verhältnisse, mit der Ausnahme, dass einzelne Länder, z.B. die Niederlande oder im Rahmen des EU-ETS auch Norwegen, einen höheren Anteil an eigener Förderung von Rohöl besitzen.

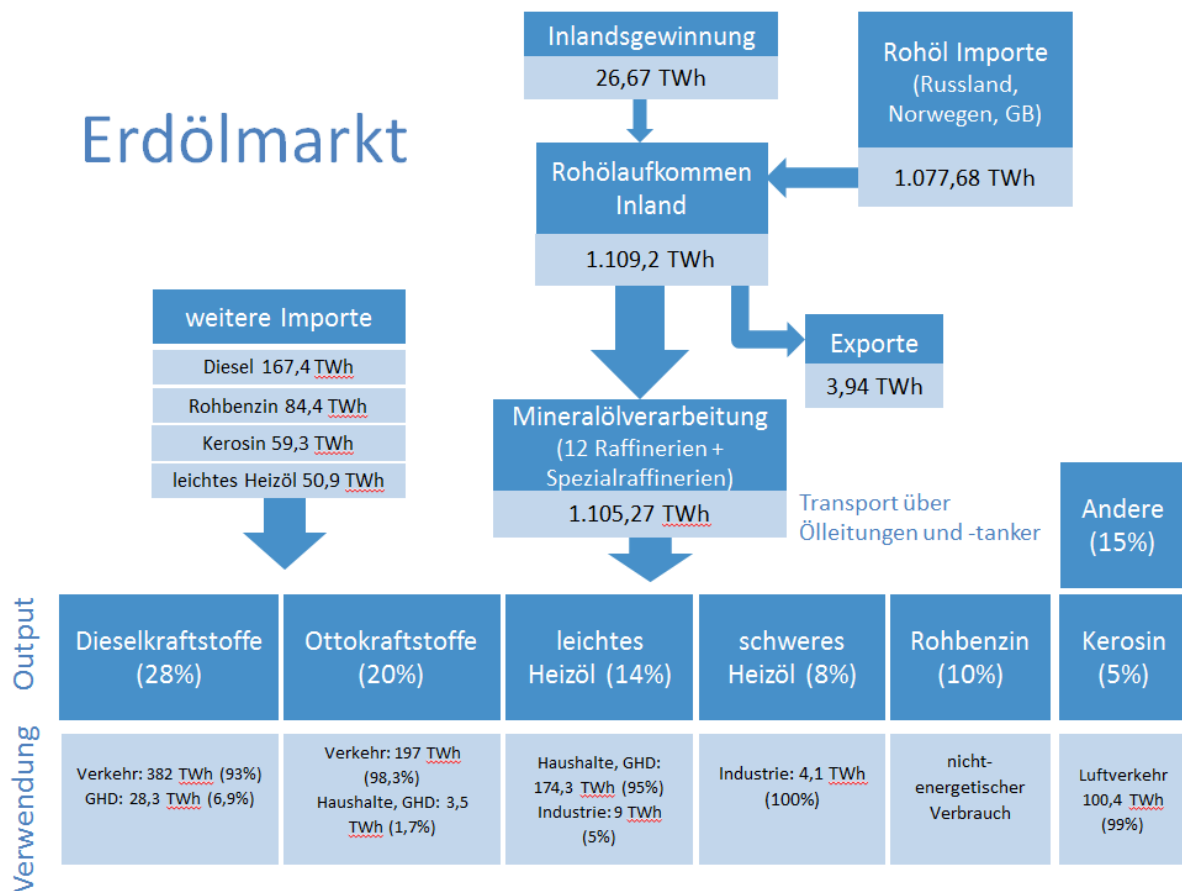


Abbildung 4.4: Marktstruktur des Mineralölmarktes in Deutschland

Quelle: eigene Darstellung nach Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2017).

In Deutschland sind 97 % des Rohöls, welches in den Raffinerien veredelt wird, importiert (AG Energiebilanzen e. V. 2017). Nur etwa 2,4 Mio. t werden in Deutschland gefördert. Russland ist der wichtigste Lieferant (40 %), während aus anderen europäischen Staaten ca. 25 % des Rohöls stammen (BMW 2018)(Abbildung 4.4). In Deutschland existieren derzeit 13 Raffineriestandorte, an denen das Rohöl zu verschiedenen Produkten weiter verarbeitet wird (vgl. Tabelle 4.2). Die Raffinerien gehören zum Großteil den fünf führenden Mineralölkonzernen, die auch das Tankstellengeschäft in Deutschland dominieren (diese sind: BP (deutscher Ableger: Aral), ConocoPhillips (deutscher Ableger: Jet), ExxonMobil (deutscher Ableger: Esso), Shell und Total) (Bundeskartellamt 2011)). Diese Konzerne sind auch im *Upstream*³-Bereich tätig und durchdringen somit den Kraftstoffmarkt vertikal in hohem Maße. Auch horizontal gibt es Verflechtungen, denn einige Raffinerien und Tanklager werden von o.g. Konzernen gemeinsam betrieben (Bundeskartellamt 2011).

³ Als Upstream-Bereich bezeichnet man in diesem Kontext die Exploration, Erschließung und Förderung von Erdöl. Der Downstream-Bereich beinhaltet Raffinerie und Vermarktung von Mineralölprodukten.

Kraftstoffe im Verkehrssektor

Der Verkehrssektor ist bisher (abgesehen von den CO₂-Emissionen, die bei der Bereitstellung der Kraftstoffe anfallen, vgl. Kapitel 4.1) nur über den innereuropäischen Flugverkehr in das EU-ETS integriert. Es sollten aber aufgrund seines erheblichen Beitrags zu den europäischen CO₂-Emissionen alle Verkehrsträger einbezogen werden. Auf den Verkehr entfallen etwa ein Drittel des europäischen Endenergieverbrauchs und etwa ein Fünftel der CO₂-Emissionen (UNFCCC 2017a). Bezogen auf die CO₂-Emissionen aus der Mineralölverbrennung sind es sogar über zwei Drittel (Abbildung 4.3, unter Einbeziehung der Transportemissionen in CRF-Sektor 1.A.4. Andere Sektoren). 94 % des Energiebedarfs der Transportleistungen wird in Europa durch fossile Energieträger – Benzin- und Dieselmotoren – gedeckt, während lediglich 4 % des Verkehrs aus erneuerbaren Energien gespeist wird, und je nur 1 % mit Erdgas oder Strom (Umweltbundesamt 2017). Allerdings sind, zusätzlich zu den CO₂-Emissionen aus der Raffinierung, einige Bereiche des Verkehrssektors bereits im heutigen EU-ETS erfasst, beziehungsweise explizit von dem EU-ETS ausgeschlossen:

- Der **Bahnverkehr** ist vom EU-ETS abgedeckt, sofern die Züge strombetrieben sind.
- Im **Flugverkehr** sind grundsätzlich alle Flüge im EU-ETS erfasst, die auf dem Hoheitsgebiet des Europäischen Wirtschaftsraumes starten oder landen. Bis Ende 2023 ist diese Regelung beschränkt auf innereuropäische Flüge, um abzuwarten, ob CORSIA – ein auf Offsets basierendes System, das durch ICAO installiert werden soll – zu einer internationalen Regulierung der Emissionen des Flugverkehrs führen wird (vgl. Tabelle 4.2).
- Die THG-Emissionen des **Internationalen Schiffsverkehrs** sind nicht im EU-ETS berücksichtigt und werden in naher Zukunft voraussichtlich nicht einbezogen. Ihre Regulierung obliegt der Internationalen Maritimen Organisation (engl. *International Maritime Organization*, IMO), die im April 2018 einen Beschluss zur Eindämmung von Schiffsemissionen verabschiedet hat (IMO 2018). Dieser sieht bis 2050 eine Reduktion von THG-Emissionen um 50 % im Vergleich zum Jahr 2008 vor. Die europäische Kommission will regelmäßig prüfen, ob die eingeleiteten Maßnahmen die erforderlichen Fortschritte bringen und anderenfalls eine Einbeziehung der **innereuropäischen Seeschifffahrt** überdenken.

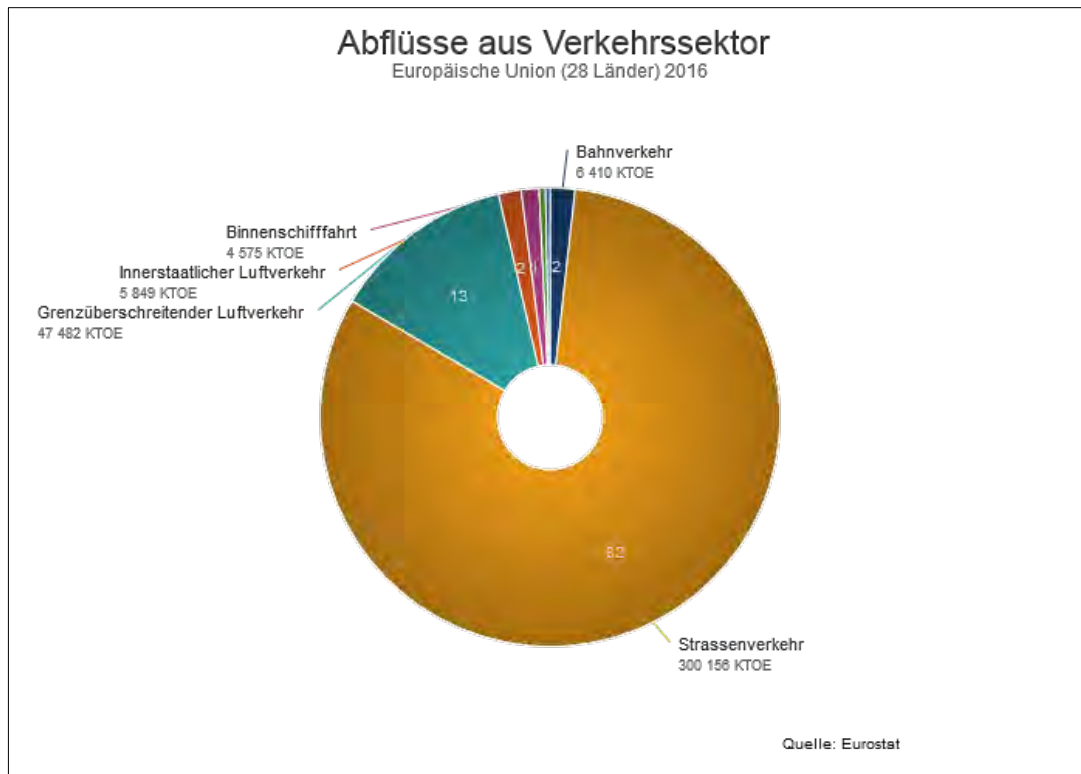


Abbildung 2.5: Energieverbrauch im Verkehrssektor in Europa 2016.

Quelle: EUROSTAT.

Der Verkehrssektor ist - v.a. aufgrund der nicht erfassten Verbrennung von Otto- und Dieselmotoren im Straßenverkehr - der Sektor mit den höchsten nicht-EU-ETS-Emissionen ist (vgl. Kapitel 4.1, Tabelle 4.1) (UNFCCC 2017a). Den Optionen für die Integration aller THG-Emissionen aus dem Verkehrssektor, die in Kapitel 6.3 dargestellt sind, kommt damit besondere Bedeutung zu.

Marktstrukturen

Für den Straßenverkehr werden sowohl Ottobenzin als auch Dieselmotoren in Raffinerien aus Rohöl hergestellt und dann direkt oder über Zwischenhändler an den Einzelhandel (d.h. ca. 14350 Tankstellen in Deutschland alleine) verkauft, wo sie an den Endverbraucher abgegeben werden (Abbildung 4.6). Neben dem Vertrieb über Tankstellen gibt es auch andere Großabnehmer (bspw. Speditionen). Während diese für Ottomotoren eine untergeordnete Rolle spielen (ca. 5 % der Gesamtmenge), wird ca. die Hälfte der in Raffinerien produzierten Dieselmotorenmenge an den Großhandel abgegeben (Reiber 2009). Dies liegt darin begründet, dass Dieselmotoren neben dem LKW-Verkehr auch in der Binnenschifffahrt- und Bahnverkehr sowie für andere gewerbliche Zwecke genutzt werden.

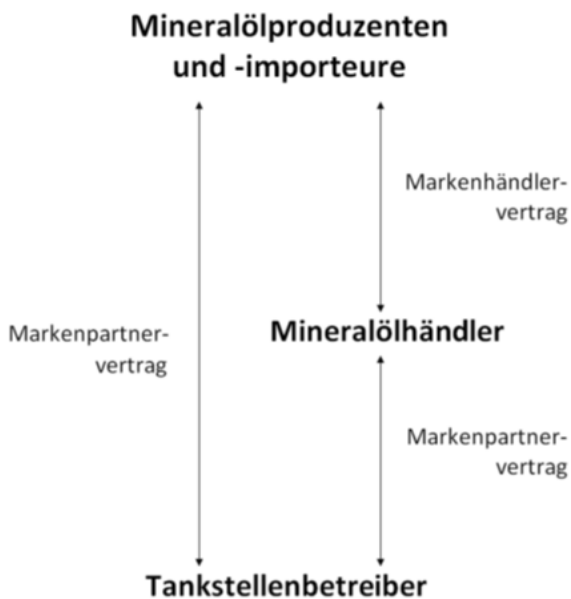


Abbildung 4.6: Marktstufen im Mineralölhandel.

Quelle: Bundeskartellamt (2011).

Otto- und Dieselmotoren werden auch international gehandelt. Für die Frage der Erfassung von THG-Emissionen sind v.a. die Importe interessant, denn die THG-Emissionen aus Förderung, Transport und Raffinierung sind nur dann vom EU-ETS abgedeckt, wenn die Importe aus Mitgliedstaaten stammen. In Deutschland ist der Import von Ottokraftstoffen von eher geringer Bedeutung (1 Mio. t Importe, entspricht ca. 5 % der im Inland verkauften Menge), während 14,4 Mio. t importierter Dieselmotoren ca. 38 % der im Inland verkauften Menge entsprechen (vgl. Abbildung 4.7). Insgesamt wird in Deutschland ca. doppelt so viel Dieselmotoren wie Ottokraftstoff verkauft.

Als weiterer Kraftstoff im Transportsektor spielt lediglich Kerosin eine Rolle (Tabelle 4.2). Kerosin wird über die Flughäfen den Flugverkehrsgesellschaften zur Verfügung gestellt.

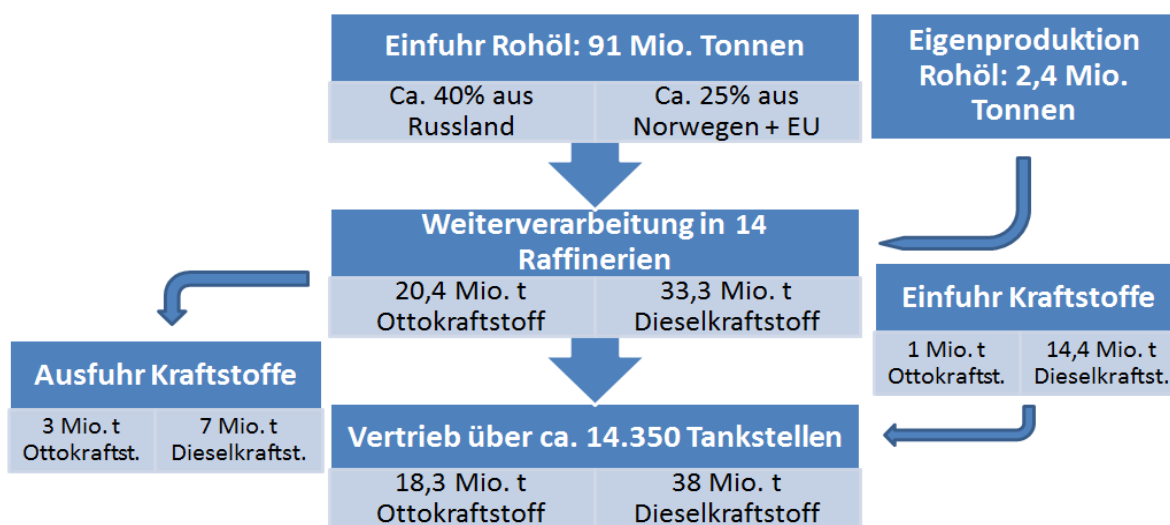


Abbildung 4.7: Markstruktur des Kraftstoffhandels in Deutschland 2016.

Quelle: eigene Darstellung nach BMWi (o.J.) und Statista (2017) (BMWi 2018).

Heizöl im Wärmesektor

Im deutschen Wärmemarkt ist Heizöl mit einem Anteil von 15 % nach Erdgas (43 %) der zweitwichtigste Energieträger (Abbildung 4.8):

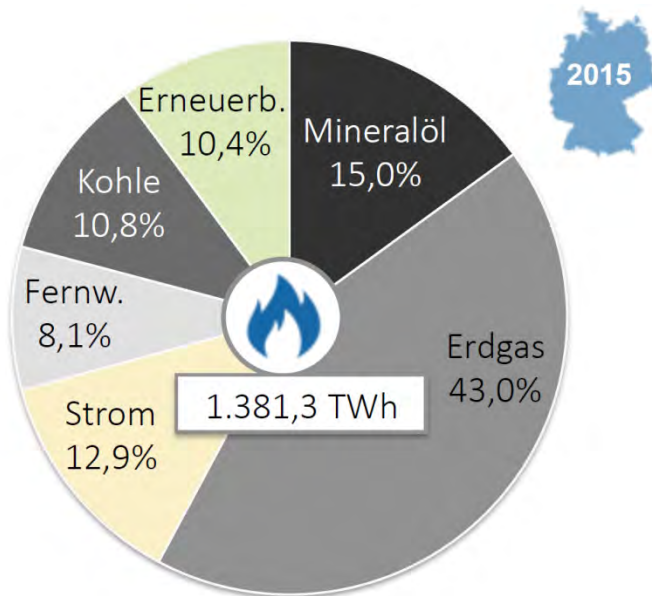


Abbildung 4.8: Endenergieverbrauch für Wärme- und Kälteanlagen.

Quelle: AG Energiebilanzen e. V. (2017).

Danach folgen Strom (12,9 %) und Kohle (10,8 %). Unter den erneuerbaren Energieträgern (10,4 %) ist Holz der wichtigste Energieträger mit einem Anteil von 75 %. Fernwärme hat einen Marktanteil von 8,1 %, dort kommen diverse Energieträger in Frage (AG Energiebilanzen e. V. 2017).

Zur Bewertung, ob Heizöl im EU-ETS erfasst ist, ist die Unterscheidung nach leichtem und schwerem Heizöl nach Verwendung hilfreich (Tabelle 4.2). Da schweres Heizöl vornehmlich in großen Industrieanlagen bzw. Kraftwerken genutzt wird, sind dessen THG-Emissionen bereits vom heutigen EU-ETS erfasst. Nicht vom EU-ETS erfasst ist zum einen der größte Teil der Heizanlagen, die mit leichtem Heizöl (und Erdgas, siehe nächster Abschnitt) betrieben werden. Die große Mehrheit dieser Anlagen sind Kleinanlagen, deren Leistung deutlich unter der derzeitigen Mindestleistung für Anlagen im EU-ETS von 20 MW liegt (Abbildung 4.9).

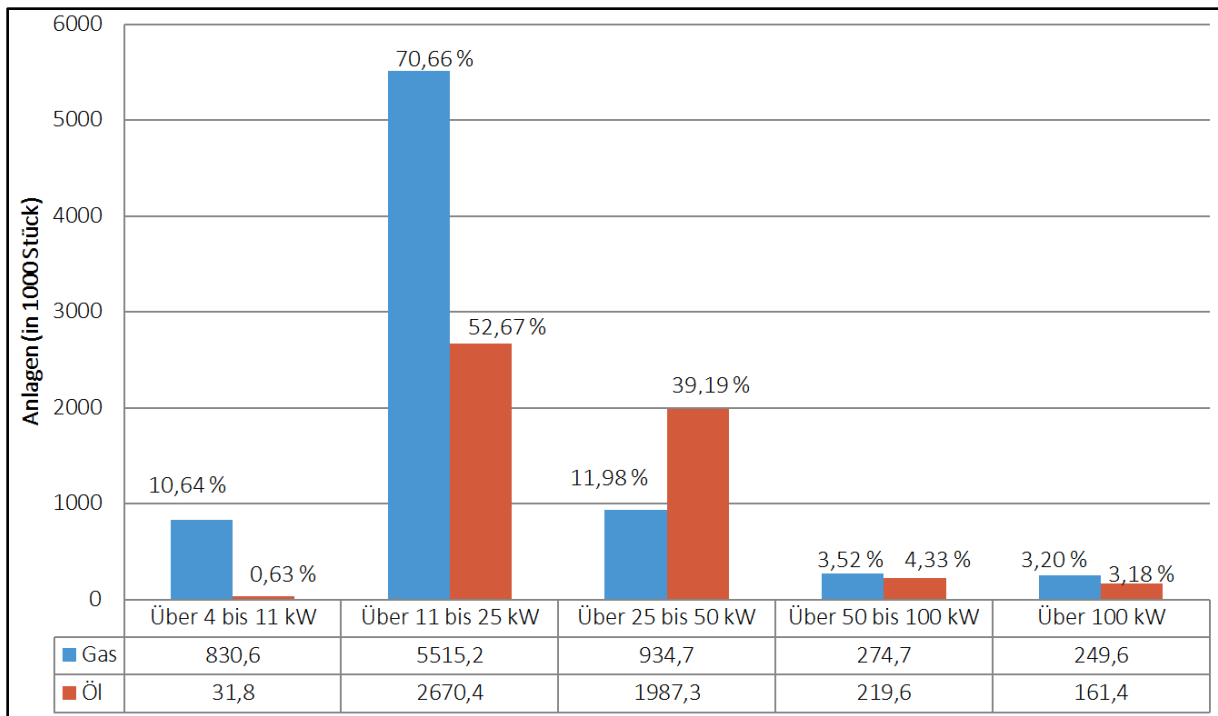


Abbildung 4.9: Anzahl der Anlagen in Deutschland 2016 nach Leistungsklasse: Gas und Öl.

Quelle: Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks (2017).

Zum anderen sind auch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen größtenteils nicht über das heutige EU-ETS erfasst, da auch diese Anlagen in der Mehrzahl weniger als 20 MW Leistung aufweisen (Abbildung 4.10). Im Vergleich zu konventionellen mit Gas und Öl betriebenen Heizanlagen stellen KWK-Anlagen jedoch nur einen kleinen Anteil. Zudem ist zwar eine große Anzahl der Anlagen nicht erfasst; aus Abbildung 4.10 geht aber auch hervor, dass der Anteil der Leistung mit der Größe der Anlagen steigt, d.h. die wenigen größeren Anlagen produzieren deutlich mehr Leistung als die vielen kleineren.

Die deutschen Fernwärmenetze werden zu 83 % von KWK-Anlagen beliefert, zu 15 % von großen Heizwerken und zu 2 % von industrieller Abwärme (AGFW 2017). 1264 KWK-Anlagen und 2858 Heizanlagen haben 2016 276.587 TJ in die Fernwärmenetze eingespeist. Gemäß einer Studie zur Nutzung von KWK-Anlagen wurden im Jahr 2014 insgesamt 205 TWh von KWK-Anlagen in Nah- und Fernwärmenetze eingespeist, was einem Anteil von rund 14 % an der gesamten Wärmeproduktion entspricht (Gores et al. 2014). Nichtsdestoweniger kommen 33 dieser 205 TWh aus kleinen BHKWs und mit erneuerbaren Stoffen betriebenen KWK-Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von weniger als 1 MW, welche für die Nahwärmeversorgung oder zur Beheizung großer (öffentlicher) Gebäude genutzt werden (Gores et al. 2014). Diese Anlagen sind mithin nicht im derzeitigen EU-ETS erfasst. Insgesamt sind im jetzigen EU-ETS 95 % des leichten Heizöls nicht erfasst.

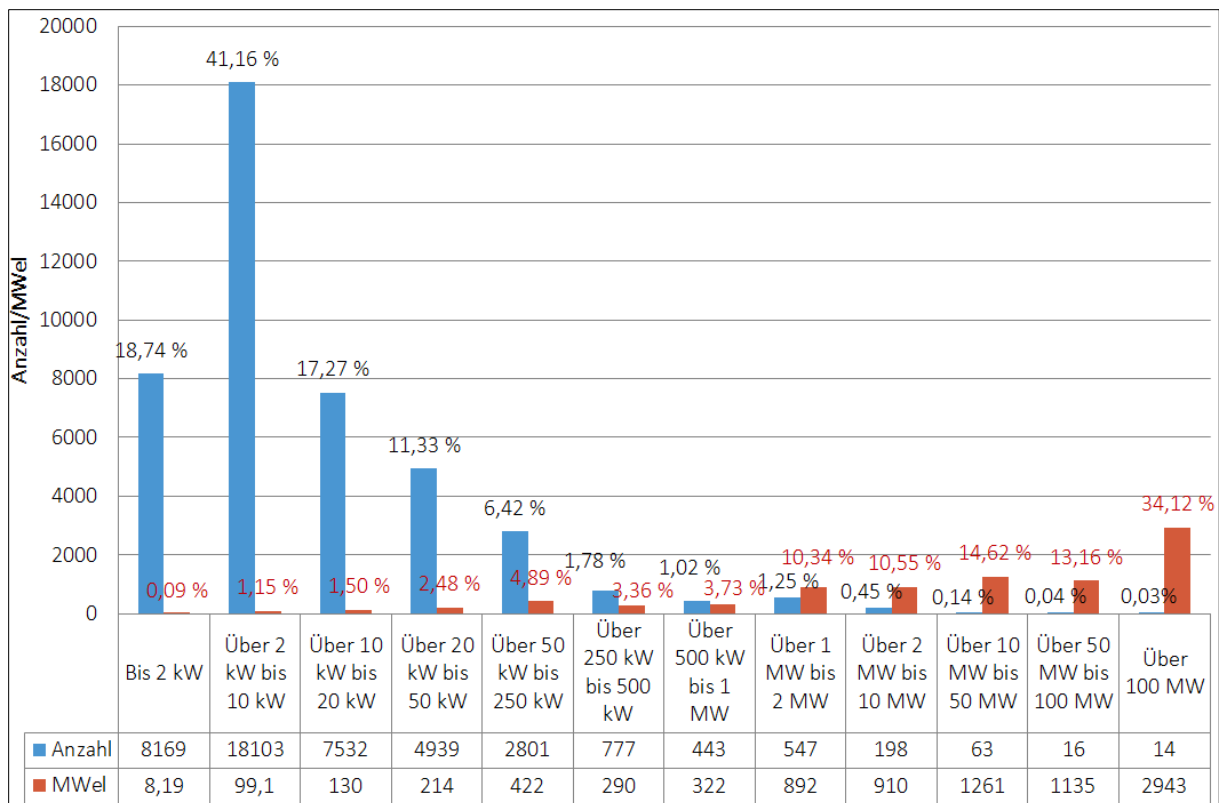


Abbildung 4.10: Anzahl und Leistung der Anlagen in Deutschland nach Leistungsklasse: Kraft-Wärme-Kopplung.

Quelle: BAFA Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2018).

Marktstrukturen

In Deutschland wird Heizöl durch über 2000 regionale, mittelständische Unternehmen an Endverbraucher verkauft, welche es von Mineralölhändlern (14 Mitglieder im Mineralölwirtschaftsverband) beziehen (MWV Mineralölwirtschaftsverband e. V. 2017). 79 % des in Deutschland eingesetzten Heizöls stammt aus inländischen Raffinerien (AG Energiebilanzen e. V. 2017); die Importe beliefen sich 2016 auf 3,1 Mio. t (Abbildung 4.11). Die THG-Emissionen aus Förderung und Transport werden vom EU-ETS nicht erfasst, während die CO₂-Emissionen aus den Raffinerieprozessen durch das EU-ETS abgedeckt sind, es sei denn das Heizöl wird aus dem außereuropäischen Ausland importiert. Die insgesamt ca. 12,5 Mio. t Heizöl, die jährlich in Deutschland verbraucht werden, werden zum größten Teil in Haushalten und im Gewerbe (v.a. leichtes Heizöl) sowie in der Industrie (v.a. schweres Heizöl) genutzt (vgl. Tabelle 4.2).

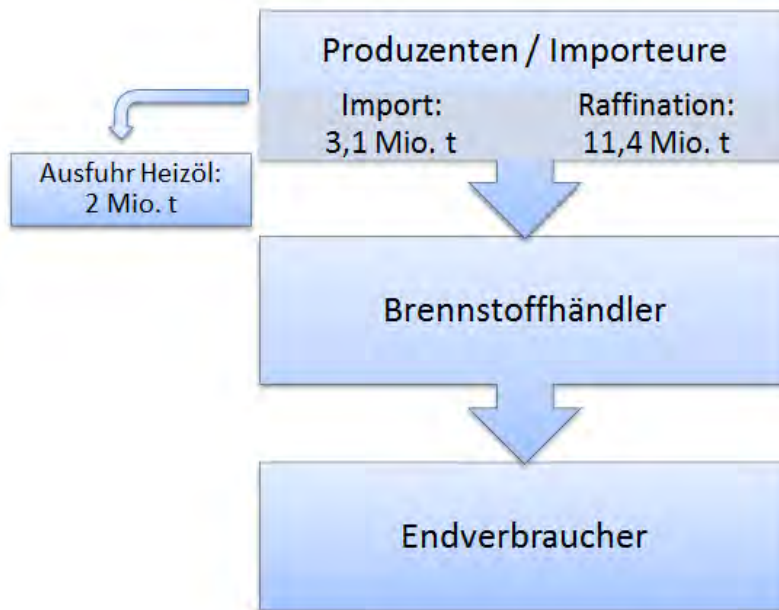


Abbildung 4.11: Marktstruktur des Heizölhandels in Deutschland 2016.

Quelle: AG Energiebilanzen e. V. (2017)..

4.2.3 Erdgas

Laut UNFCCC (UNFCCC 2017a) wurden in der EU im Jahr 2015 über 800 Tausend kt CO_{2äq} als Folge der Verbrennung von Erdgas emittiert. 44 % dieser Emissionen entstehen im CRF-Sektor 1.A.4., also außerhalb der Industriesektoren und außerhalb des Transportsektors. Von diesen 44 % entfallen wiederum zwei Drittel auf die Haushalte und ein Drittel auf den Dienstleistungssektor. Während die THG-Emissionen infolge der Verbrennung von Erdgas im Verkehrssektor gering sind (1 %), fallen im Energiesektor 27 % (v.a. Energie- und Wärmeproduktion) und in der Industrie 28 % (relativ gleichmäßig auf Sub-Sektoren verteilt) der THG-Emissionen aus Erdgasverbrennung an (Abbildung 4.12).

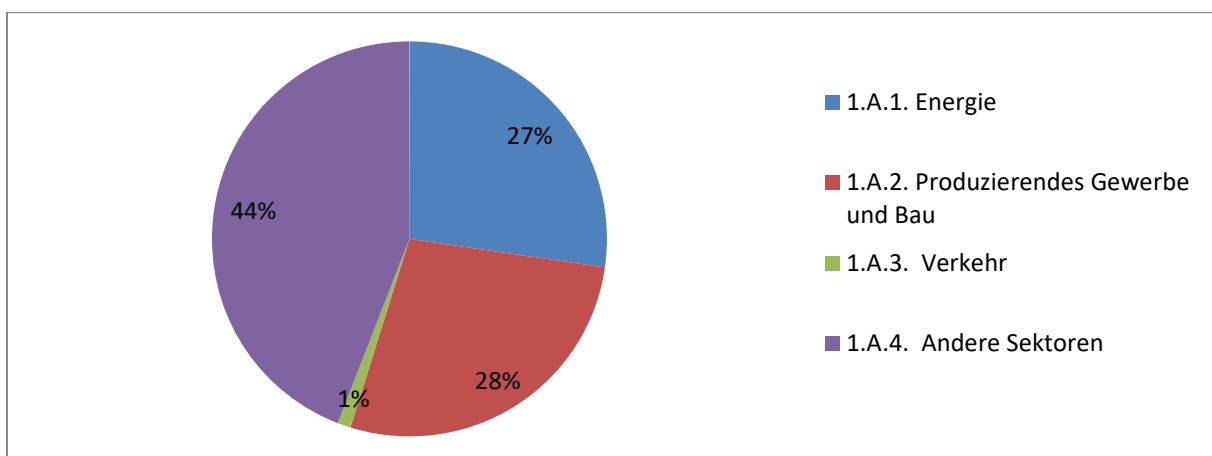


Abbildung 4.12: Sektorale Verteilung der Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas in den EU28 im Jahr 2015.

Quelle: eigene Darstellung nach UNFCCC (2017a), Tabellenblätter Table1.A(a)s1-4.

Ähnlich wie beim Heizöl kann davon ausgegangen werden, dass die Emissionen aus den CRF-Sektoren 1.A.1. und 1.A.2. aufgrund der in diesen Sektoren typischen Anlagengröße größtenteils im heutigen EU-ETS erfasst sind. Die Emissionen von Anlagen in Haushalten und dem Dienstleistungssektor hingegen sind größtenteils nicht erfasst. Die Leistung von Anlagen in diesen Sektoren liegt typischerweise deutlich unter dem Grenzwert von 20 MW, der für die Erfassung im heutigen EU-ETS maßgeblich ist (vgl. Abbildung 4.9 und Abbildung 4.10). Für die THG-Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas gilt daher dasselbe wie für jene aus Heizöl: Der größte Teil der THG-Emissionen ist im derzeitigen EU-ETS nicht erfasst, sollte aber für eine möglichst umfassende Abdeckung aller relevanten THG-Emissionen in ein ETSPLUS aufgenommen werden.

Dieses Ergebnis deckt sich mit den Erkenntnissen aus Kapitel 4.1. Die Sektoren Wohnen und Dienstleistungen zählen zu den Sektoren mit den höchsten nicht-EU-ETS-Emissionen (Tabelle 4.1). Diese Emissionen stammen zum größten Teil aus der Verbrennung von flüssigen (Heizöl) und gasförmigen (Erdgas) Brennstoffen (UNFCCC 2017a). Aber auch andere Heizmittel, die im Wohn- und Dienstleistungsbereich Verwendung finden, emittieren THG, z.B. erneuerbare Stoffe wie Holz oder Biomasse (vgl. Kapitel 4.3). Optionen für die Erfassung aller THG-Emissionen aus dem Wärmebereich sind in Kapitel 6.4 dargestellt.

Marktstrukturen

In Deutschland werden etwa 80 % des Erdgases im Wärmesektor genutzt (Exxon Mobil 2018). Abbildung 4.13 gibt einen Überblick über Marktstruktur und Vertriebswege von Erdgas in Deutschland.

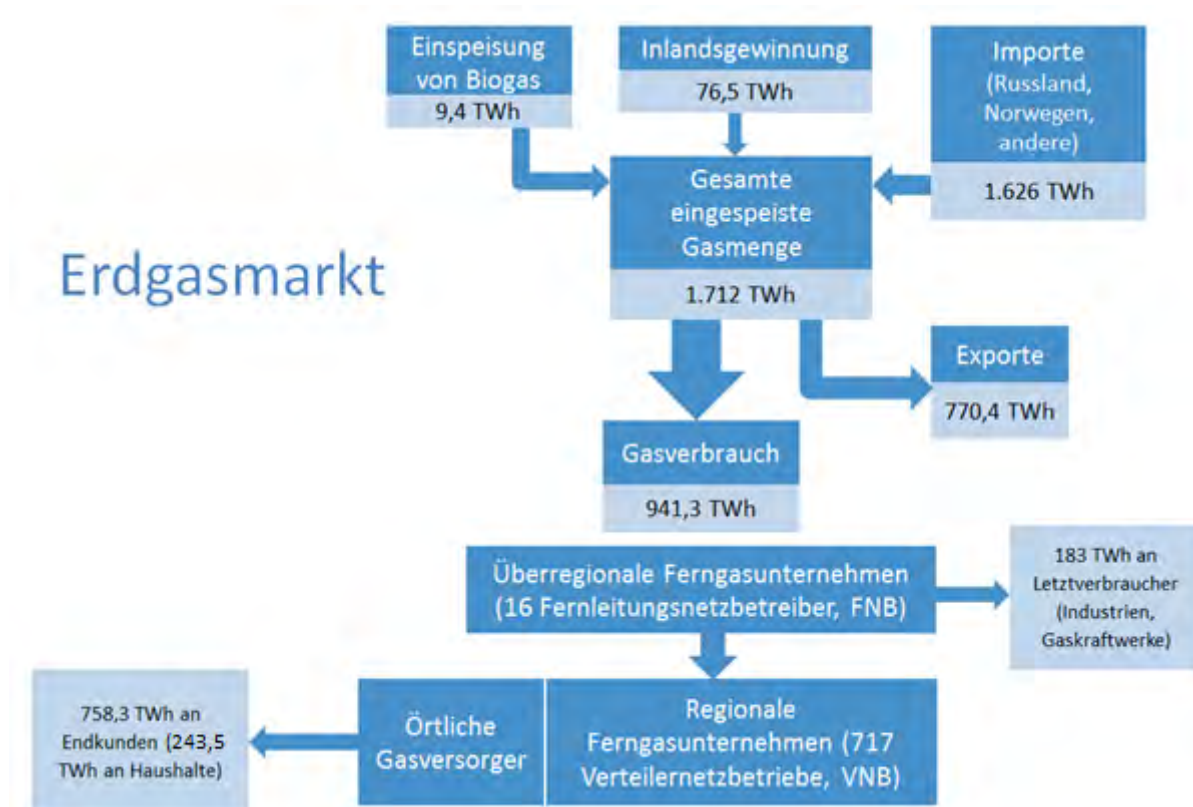


Abbildung 4.13: Marktstruktur des Erdgasmarktes in Deutschland.

Quelle: eigene Darstellung nach Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2017).

2016 wurden in Deutschland nur 76,5 TWh Erdgas gefördert. Dem gegenüber stehen Importe von 1.626 TWh (Bundesnetzagentur 2017). Zu den Akteuren des Erdgasmarktes zählen u. a. überregionale Ferngasunternehmen sowie örtliche Gasversorger. Regionale Ferngasunternehmen sind oft auch örtliche Gasversorger oder gehören demselben Rechtsträger an, obgleich die EU sich in der entsprechenden Richtlinie für den Erdgasbinnenmarkt (2009/73/EG) für ein „*unbundling*“ von Netzbetreibern und Gasversorgern ausspricht.

183 TWh des Erdgases wird von der Industrie und Gaskraftwerken direkt von überregionalen Ferngasunternehmen bezogen. Die übrigen 758,3 TWh werden über regionale Ferngasunternehmen an die Endkunden vermarktet. Das Erdgas kann entweder direkt bei den regionalen Ferngasunternehmen bezogen werden oder über örtliche Gasversorger (z. B. Stadtwerke). Bei den Endkunden wird zwischen Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden unterschieden.

Haushaltskunden beziehen insgesamt 243,5 TWh Erdgas über Grundversorgungsverträge (52,8 TWh), Verträge bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (62,4 TWh), und Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (128,3 TWh) (Bundesnetzagentur 2017).

Bei den Nicht-Haushaltskunden handelt es sich überwiegend um RLM-Kunden (registrierende Leistungsmessung) aus den Bereichen Industrie, GHD, Landwirtschaft und öffentliche Verwaltung, die sich durch einen hohen Verbrauch und/oder einen hohen Leistungsbedarf auszeichnen (Bundesnetzagentur 2017). Dies sind durchweg verbrauchsstarke Industriekunden oder Gaskraftwerke. Die Lieferung der insgesamt 453,3 TWh in diesem Bereich erfolgt durch Verträge außerhalb der Grundversorgung (130 TWh) sowie über Verträge bei Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger sind (323 TWh) (Bundesnetzagentur 2017).

4.3 Wertschöpfungsketten erneuerbarer Energien

Eine der Herausforderungen bei der praktischen Umsetzung eines konsistenten ETSPLUS besteht darin, alle relevanten THG-Emissionen einzubeziehen. Es ist sicherzustellen, dass nicht nur die bei der energetischen Nutzung eines Energieträgers entstehenden THG-Emissionen, sondern die THG-Emissionen entlang der gesamten Produktionskette des Energieträgers Berücksichtigung finden. Elemente der Wertschöpfungsketten im Bereich der Bioenergie sind beispielsweise Landwirtschaftsbetriebe, Ölmühlen, Raffinerien etc. Es muss daher untersucht werden, bei welchen Elementen die einzelnen THG-Emissionen erfasst und wie die erfassten Informationen entlang der Wertschöpfungskette transportiert werden können. Eine Doppelzählung von THG-Emissionen entlang der Kette kann dadurch vermieden werden.

Während die grundsätzliche Struktur des ETSPLUS einheitlich für das System festgelegt werden kann, ergeben sich spezifische Herausforderungen in der Umsetzung einer solchen Struktur oft erst bei der individuellen Betrachtung einzelner Wertschöpfungsketten. Denn für verschiedene Energieträger variiert die Menge der THG-Emissionen der einzelnen Elemente der Wertschöpfungsketten zum Teil stark. So sind die THG-Emissionen der Landwirtschaftsbetriebe beim Anbau des Rohstoffes bei Palmölfarmen beispielsweise niedriger als bei Rapsfarmen. Auch die technischen Möglichkeiten, diese zu messen sowie Qualität und Aggregationsgrad vorhandener Daten unterscheiden sich.

In der vorliegenden Studie wurde in einem ersten Schritt untersucht, wie hoch die THG-Emissionen auf den einzelnen Stufen der Wertschöpfungsketten der Energieträger sind. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf den erneuerbaren Energien (EE), denn die fossilen Energieträger weisen dagegen eine einfache Struktur und geringe Tiefe der Wertschöpfungskette auf. Dafür wurden zunächst genauer zu betrachtende Wertschöpfungsketten bestimmt, deren Auswahl die wichtigsten erneuerbaren Energieträger im Strom-, Wärme- und Transportsektor abdecken soll. Abbildung 4.18 zeigt die Kriterien anhand derer die Wertschöpfungsketten ausgewählt wurden. Das erste Auswahlkriterium ist die Marktgröße der energetischen Wertschöpfungskette. Betrachtet werden hierbei die Marktanteile im Strom-, Wärme- und Transportsektor. Für die drei Sektoren werden die wichtigsten erneuerbaren Endenergieträger mit den größten Anteilen im jeweiligen Markt ausgewählt. Werden Endenergieträger aus verschiedenen Ausgangsstoffen hergestellt, wurde für diese Energieträger weiterhin jeweils der Ausgangsstoff mit dem größten Marktanteil an der Endenergie ausgewählt. Die so ausgewählten Wertschöpfungsketten enthalten die einzelnen Elemente der Produktion vom Ausgangsstoff zur Endenergie.

1. Marktgröße	2. Art der THG-verursachenden Elemente (EE)	3. Zukünftige Bedeutung (EE)
<ul style="list-style-type: none"> • Betrachtete Märkte: <ul style="list-style-type: none"> • EE im Stromsektor • EE im Wärmesektor • EE im Transportsektor • Gewählt werden die Energieträger (Endprodukte), die die größten Marktanteile haben • Für Endprodukte, die aus verschiedenen Ausgangsstoffen hergestellt werden können, wird der Ausgangsstoff mit dem größten Marktanteil am Endprodukt gewählt 	<ul style="list-style-type: none"> • Weitere etablierte EE-Prozessketten, sofern sich die Stellen, an denen die Emissionen verursacht werden signifikant von jenen der EE mit größter Marktrelevanz unterscheiden • z.B. aufgrund abweichender wesentlichen Elemente der Wertschöpfungskette (Farm vs. Anfallstelle von Altspeiseöl) • z.B. aufgrund der Herkunftsregion des Ausgangsstoffes (in der EU produziert vs. Importprodukte) 	<ul style="list-style-type: none"> • Erneuerbare Energieträger von denen zu erwarten ist, dass sie zukünftig bedeutende Marktanteile haben werden

Abbildung 4.14: Kriterien für die Auswahl der Wertschöpfungsketten.

Quelle: eigene Darstellung.

Das zweite Auswahlkriterium ist die Art der THG-verursachenden Elemente entlang der Wertschöpfungskette. Anhand dieses Kriteriums werden weitere etablierte Energieträger ausgewählt, sofern sich die Elemente der Wertschöpfungskette, an denen die THG-Emissionen verursacht werden, signifikant von jenen der erneuerbaren Energieträger mit der größten Marktrelevanz unterscheiden. So steht am Anfang der Wertschöpfungskette von Biodiesel aus Raps ein landwirtschaftlicher Betrieb, während am Anfang der Wertschöpfungskette von Biodiesel aus Altspeiseölen (UCO) in der Regel ein Restaurant steht. Auch die Wertschöpfungsketten von Biodiesel aus europäischem Raps und die Wertschöpfungskette von Biodiesel aus südostasiatischem Palmöl unterscheiden sich signifikant, obwohl für beide die gleichen Elemente wesentlich sind: landwirtschaftlicher Betrieb, Ölmühle, Raffinerie, Biodieselanlage, Lager und Händler. Die praktische Umsetzung des ETSPLUS für Elemente außerhalb der EU unterscheidet sich von der praktischen Umsetzung für Elemente innerhalb der EU, da Anlagen außerhalb der EU nicht vom EU-ETS abgedeckt sind. Die o.g. Wertschöpfungsketten sind somit gesondert zu betrachten.

Als drittes Kriterium dient die voraussichtliche zukünftige Bedeutung einzelner erneuerbarer Energieträger. Neuartige Technologien, die in Zukunft eine große Rolle in den einzelnen Märkten spielen werden, heute aber noch keine Marktrelevanz haben, sollen ebenfalls in die Untersuchung aufgenommen werden.

Anhand der drei Kriterien wurden 18 relevante energetische Wertschöpfungsketten identifiziert, für welche die Herausforderungen bei der Umsetzung der Struktur des ETPLUS im Detail betrachtet werden. Tabelle 4.3 zeigt die ausgewählten Wertschöpfungsketten der Energieträger im Stromsektor, Tabelle 4.4 die Wertschöpfungsketten im Wärmesektor und Tabelle 4.5 die Wertschöpfungsketten im Transportsektor.

Tabelle 4.3 Ausgesuchte Wertschöpfungsketten im Stromsektor.

Quelle: eigene Darstellung.

Nr.	Erneuerbare Energieträger	Ausgangsstoff	Umwandlungsprozess	Auswahlkriterium	Quelle
1	Windenergie an Land	x	Generator Onshore Windrad	Marktgröße Wertschöpfungskette	GEMIS
2	Biogas	Maissilage	Biogasanlage	Marktgröße Wertschöpfungskette	Biograce II Excel Tool Version 3 (2015)
3	Biogas	Gülle	Biogasanlage	Art d. THG-verursachenden Elemente	Biograce II Excel Tool Version 3 (2015)
4	Biomethan	Maissilage	Biogasaufbereitungsanlage	Marktgröße Wertschöpfungskette	Biograce II Excel Tool Version 3 (2015)
5	Photovoltaik	x	Photovoltaikanlage	Marktgröße Wertschöpfungskette	GEMIS
6	Wasserkraft	x	Turbine Wasserkraftwerk	Marktgröße Wertschöpfungskette	GEMIS

Tabelle 4.4 Ausgesuchte Wertschöpfungsketten im Wärmesektor.

Quelle: eigene Darstellung.

Nr.	Erneuerbare Energieträger	Ausgangsstoff	Umwandlungsprozess	Auswahlkriterium	Quelle
7	Hackschnitzel	Waldrestholz	Dampfturbine (BM) HKW	Marktgröße Wertschöpfungskette	Biograce II Excel Tool Version 3 (2015)
8	Holzpellets	Industrierestholz	Dampfturbine HKW in der Industrie	Marktgröße Wertschöpfungskette	Biograce II Excel Tool Version 3 (2015)
9	Altholz	Altholz	Dampfturbine HKW in der Industrie	Marktgröße Wertschöpfungskette	GEMIS
10	Schwarzlauge	Waldholz, Altpapier	Dampfturbine HKW in der Papierindustrie	Marktgröße Wertschöpfungskette	
11	Scheitholz Einzelfeuerung	Waldholz	Kamin	Art d. THG-verursachenden Elemente	GEMIS

Tabelle 4.5 Ausgesuchte Wertschöpfungsketten im Verkehrssektor.

Quelle: Eigene Darstellung.

Nr.	Erneuerbare Energieträger	Ausgangsstoff	Umwandlungsprozess	Auswahlkriterium	Quelle
12	Biodiesel	Raps (EU)	Biodieselanlage	Marktgröße Wertschöpfungskette	Biograce Excel Tool Version 4d (2015)
13	Biodiesel	UCO	Biodieselanlage	Art d. THG-verursachenden Elemente	
14	Biodiesel	Palmöl	Biodieselanlage	Art d. THG-verursachenden Elemente	Biograce Excel Tool Version 4d (2015)
15	Bioethanol	Mais (Nordamerika)	Bioethanolanlage	Art d. THG-verursachenden Elemente	
16	Bioethanol	Getreide	Bioethanolanlage mit BECCS*	Zukünftige Bedeutung	
17	Hydriertes Pflanzenöl (HVO)	Palmöl Südostasien	Pflanzenölanlage	Art d. THG-verursachenden Elemente	
18	Elektromobilität	Rohstoffe entsprechend Strommix	Generator Kraftwerk, Elektromotor*	Zukünftige Bedeutung	

4.3.1 Bioenergie

4.3.1.1 Stromsektor

2017 wurden einschließlich Klär- und Deponiegas sowie des erneuerbaren Anteils der Siedlungsabfälle insgesamt 51,6 TWh Strom aus Biomasse produziert. Dies bedeutet gegenüber 2016 nur eine geringe Steigerung (2015: 50,3 TWh, +1,3 TWh) um ca. 2,5 %. Insgesamt hat die Stromerzeugung aus Biomasse einen Anteil von 8,7 % am gesamten Bruttostromverbrauch, wobei die Stromerzeugung aus Biogas einschließlich Biomethan mit 32,4 TWh den größten Anteil hat, gefolgt von biogenen Festbrennstoffen und biogenen Flüssigbrennstoffen (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik 2017). Nach Angaben des Fachverbandes Biogas gab es 2017 in Deutschland 9.331 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 4.550 MW sowie 195 Biomethan-Einspeiseanlagen. (Fachverband Biogas 2018)

Als Substrate werden in Deutschland sowohl landwirtschaftliche Rohstoffe (z.B. Maissilage, Weizen, Zuckerrübe), Wirtschaftsdünger (z.B. Gülle) als auch Abfall- und Reststoffe aus der Ernährungs- und Futtermittelindustrie inklusive nicht mehr zum Verzehr geeignete Lebensmittel, eingesetzt. Nachwachsende Rohstoffe waren mit 76,7 % der eingesetzten Substrate (bezogen auf produzierte Energie) im Jahr 2016 die dominierende Substratklasse. Des Weiteren wurden 14,8 % der produzierten Energie aus Exkrementen sowie 4,6 % aus kommunalem Bioabfall und 3,9 % aus Reststoffen aus Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft eingesetzt. Beim Einsatz von Substraten in Biogasanlagen ist zu beobachten, dass kleinere Biogasanlage verstärkt Exkremente und andere Abfälle einsetzen, während größere Anlagen verstärkt nachwachsende Rohstoffe zur Biogasproduktion nutzen (DBFZ 2017).

Für die Stromproduktion wird das Biogas anschließend in einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (KWK-Anlage) durch Verbrennung zu Strom und Wärme umgewandelt. Der Strom wird ins Stromnetz eingespeist. Die gleichzeitig entstehende Wärmeenergie wird in geringen Anteilen intern (z.B. zur Erwärmung des Fermenters) genutzt, kann aber ebenfalls extern (z.B. zur Erwärmung eines Stalls in der Nutztierhaltung, Erwärmung von Wohnhäusern) genutzt werden.



Abbildung 4.15: Beispielhafte Wertschöpfungskette für Biogas aus Mais.

Quelle: eigene Darstellung.

Alternativ kann das produzierte Biogas zu Biomethan aufbereitet und ins Gasnetz eingespeist werden. Durch die Einspeisung in das Erdgasnetz kann das Biomethan über weite Strecken transportiert werden. Das bietet die Möglichkeit, Biomethan sowohl als Kraftstoff im Verkehrssektor einzusetzen als auch als Brennstoff in Gaskraftwerken zur Strom- und Wärmeproduktion.



Abbildung 4.16: Beispielhafte Wertschöpfungskette für Biomethan aus Mais.

Quelle: eigene Darstellung.

4.3.1.2 Wärmesektor

Im Wärmesektor ist Holz mit einem Anteil von etwa 75 % der wichtigste erneuerbare Energieträger. 2016 wurden 114,5 Mrd. kWh Wärme aus Holz generiert, was etwa 9 % des deutschen Wärmeverbrauchs entspricht (AEE 2017). Eine detaillierte Studie zur Holzbilanz für 2010 zeigt, dass etwa 68 Mio. Kubikmeter Holz stofflich und ca. 67 Mio. Kubikmeter Holz energetisch genutzt wurden (Mantau et al. 2012). Auch 2016 wurde etwa die Hälfte des Rohholzaufkommens energetisch genutzt (AEE 2017).

Der Brennstoffverbrauch in Biomasseanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung ab 1 MW betrug 2010 ca. 22,9 Mio. Kubikmeter. Die wichtigsten Brennholzsortimente im Rohstoffmix waren für diese Anlagen Altholz (36,8 %) und Schwarzlauge (15,8 %). Kleinere Biomasseanlagen außerhalb der Haushalte (unter 1 MW) verbrauchten 2010 etwa 7 Mio. Kubikmeter Holz. Die wichtigsten Sortimente waren hier Waldrestholz (37,1 %) und Industrierestholz (23,1 %). Private Haushalte

verbrauchten 2010 33,9 Mio. Kubikmeter Holz. Damit waren private Haushalte die wichtigsten Verbraucher von Holz zur energetischen Nutzung. Die bedeutendsten Sortimente waren hier Scheitholz (73,3 %) und zu einem geringeren Anteil auch Pellets (4,8 %) (Mantau et al. 2012).

Auch eine neuere Studie des Umweltbundesamtes kommt zu dem Ergebnis, dass in der Industrie Altholz, Schwarzlauge und Industrierestholz die größten Anteile an der energetischen Holznutzung haben. Als typischen Referenzfall für Heizkraftwerke nennt diese auch Waldrestholz. Auch in dieser Studie werden für Haushalte Scheitholz und Pellets als wichtigste Brennstoffe ausgemacht (Umweltbundesamt 2014b). Im Folgenden dienen Mantau et al. (2012) und weitere auf der Seite des von Professor Mantau geführten Informationssystems für Rohstoffe (INFRO) veröffentlichte Publikationen als Referenz, weil diese die detailliertesten Daten aufweisen.

Da sich die Wertschöpfungsketten der verschiedenen Holzenergieträger unterscheiden, werden im Folgenden die Märkte und Wertschöpfungsketten für Altholz, Schwarzlauge, Waldrestholz, sonstiges Industrierestholz, Scheitholz und Pellets jeweils differenziert betrachtet.

Altholz

Altholz ist Holz, das bereits einem Verwendungszweck zugeführt worden ist und danach als Abfall oder als Sekundärrohstoff zur Verfügung steht. Die Altholzverordnung kategorisiert Altholz je nach Schadstoffbelastung in vier unterschiedliche Klassen. Altholz darf nur in Heiz(kraft)werken mit entsprechender Betriebserlaubnis verwendet werden. Diese Betriebserlaubnis wird je nach Schadstoffklasse nur unter bestimmten Voraussetzungen, z.B. einer bestimmten Abgasaufbereitungsanlage, erteilt. Zur energetischen Verwertung wird Altholz in der Regel geschreddert. Seit 2016 ist das Überangebot von Altholz in Deutschland so groß, dass für die Schadstoffklassen II-IV nur negative Preise erzielt wurden.

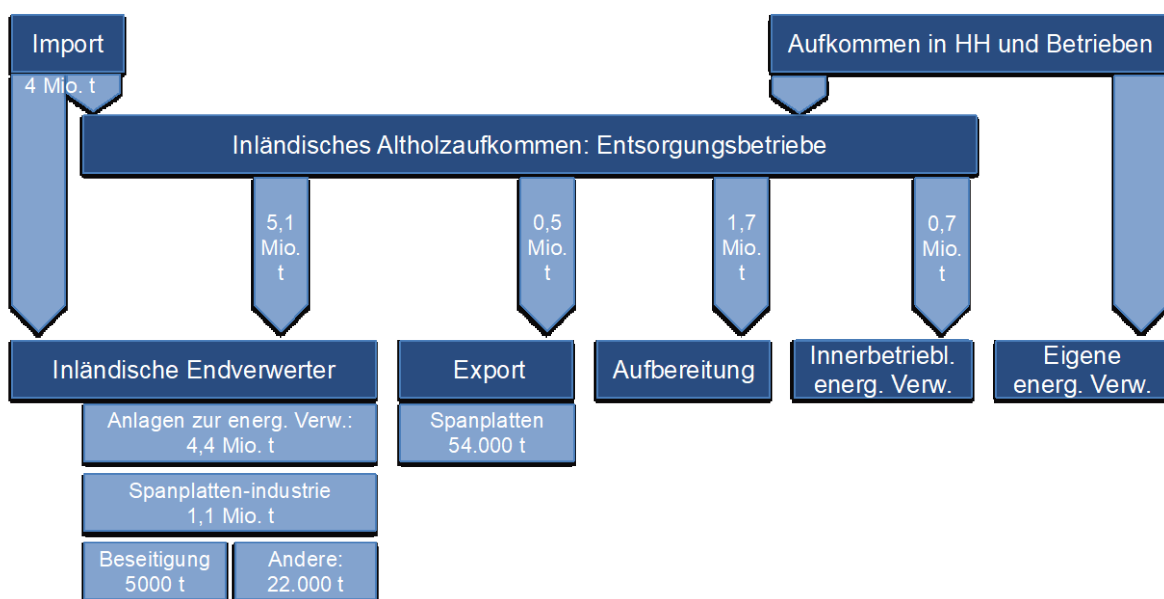


Abbildung 4.17: Wertschöpfungskette und Mengen (2010) für Altholz.

Quelle: eigene Darstellung nach Mantau et al. (2012).

Das Altholzaufkommen bei Entsorgungsbetrieben wird in Deutschland jährlich auf etwa 8 Mio. t geschätzt (AEE 2017). Als detaillierte Quelle für das Jahr 2010 zeigten Mantau et al. (2012), dass bei Entsorgungsbetrieben ein Handelsvolumen von 8,1 Mio. t Altholz erfasst wurde. Hiervon wurden etwa 699.000 T innerbetrieblich verwertet, hauptsächlich für die energetische Nutzung. Etwa 1,7 Mio. t gingen an die Altholzaufbereitung. Etwa 4,4 Mio. t wurden an Anlagen zur energetischen Verwertung und 1,1 Mio. t an die Spanplattenindustrie vermarktet. Lediglich 54.000 T wurden exportiert. Importe von Altholz betragen etwa 4 Mio. t, wobei davon ausgegangen wird, dass ein nicht unerheblicher Teil direkt an Endverwerter geliefert wurde. Hierzu liegen jedoch keine genauen Zahlen vor.

Die neuesten Daten für private Haushalte zeigen, dass 2014 Altholz mit 4,6 %⁴ des Brennholzverbrauches eine eher untergeordnete Rolle spielte. Es ist davon auszugehen, dass der Großteil hiervon nicht über einen Markt bezogen, sondern selbständig generiert wird. In Biomasse-Großfeuerungsanlagen von über 1 MW machte Altholz 2010 36,8 % des gesamten Holzverbrauches aus⁵. In kleinen professionellen Feuerungsanlagen unter 1 MW betrug der Anteil 2011 lediglich 1,2 % (Döring et al. 2016; Weimar et al. 2012; Mantau et al. 2012).

Vor der energetischen Nutzung in Holzheiz(kraft)werken wird Altholz zumeist durch Zertrümmern zu Schredderholz verarbeitet (AEE 2017). Diese Verarbeitung kann entweder beim Entsorgungsbetrieb oder beim Endverwerter stattfinden.

Werden alle THG-Emissionen der Vorkette von Altholz sowie die CO₂-Emissionen der Verbrennung mit null angesetzt, so ergeben sich als Emissionen entlang der Wertschöpfungskette die Emissionen des Transports, des Schredderns sowie die bei der Verbrennung entstehenden Nicht-CO₂-Emissionen (N₂O, CH₄ aus nicht vollständiger Verbrennung) von insgesamt etwa 4,97 g CO_{2äq}/MJ Wärme (GEMIS Version 4.9).

Schwarzlauge

Schwarzlauge ist eine Untergruppe des Industrierestholzes. Sie entsteht als Nebenprodukt der Zellstoffherstellung bei der Abtrennung des Lignins vom Zellstoff. Während der Zellstoff zur Papierherstellung genutzt wird, kann die verbleibende Schwarzlauge, ein Gemisch aus Lignin, Wasser und Chemikalien, als Brennstoff zur Strom- und Wärmeherstellung genutzt werden. Schwarzlauge wird hauptsächlich zur Bereitstellung von Prozesswärme direkt in den Kraftwerken der Zellstoffindustrie genutzt und spielt damit auf dem Markt nur eine untergeordnete Rolle (Mantau 2012).

⁴ Dies entspricht 1,28 Mio. Festmeter bzw. 1,2 Mio. t lutro (lutro = lufttrocken) (Annahme: 50 % Laubholz, 50 % Nadelholz)

⁵ Betrachtet man den Rohstoffmix ohne Schwarzlauge so machte Altholz sogar 43,7 % aus.

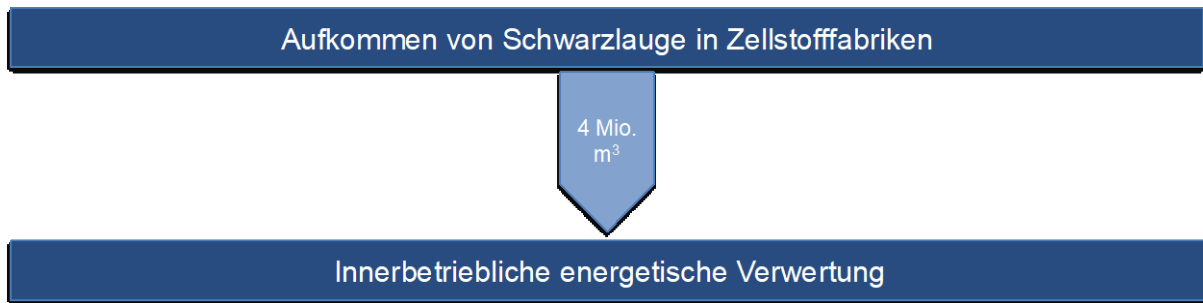


Abbildung 4.18: Wertschöpfungskette und Mengen (2010) von Schwarzlauge.
 Quelle: Eigene Darstellung nach Mantau (2012).

Döring et al. (2016) identifizierten im Jahr 2015 in Deutschland 14 Holz- und Zellstoffwerke, wobei nicht angegeben wird, wie viele von diesen selbst Zellstoff herstellen. Unter das EU-ETS fielen in Deutschland im Jahr 2016 fünf Anlagen zur Herstellung von Zellstoff (DEHSt 2017). Bei der Nutzung von Schwarzlauge entstehen geringfügige THG-Emissionen bei der Eindickung der Schwarzlauge, N₂O-Emissionen bei der Verbrennung sowie CH₄-Emissionen durch nicht vollständige Verbrennung in der Verbrennungsanlage.

Sonstiges Industrierestholz

Sonstiges Industrierestholz fällt in Sägewerken und in einer Vielzahl weiterer Branchen an. Hierzu gehören u.a. die Holz- und Zellstoffindustrie, die Holzwerkstoffindustrie, die Brettschichtholzindustrie, die Verpackungsindustrie, das Zimmerhandwerk, die Möbelindustrie und das Möbelhandwerk (Mantau 2012). Sägespäne, Sägemehl, etc. werden in der Holzwerkstoffindustrie, in der Zellstoffindustrie, von Energieholzproduzenten oder direkt von Biomasseanlagen verwendet.

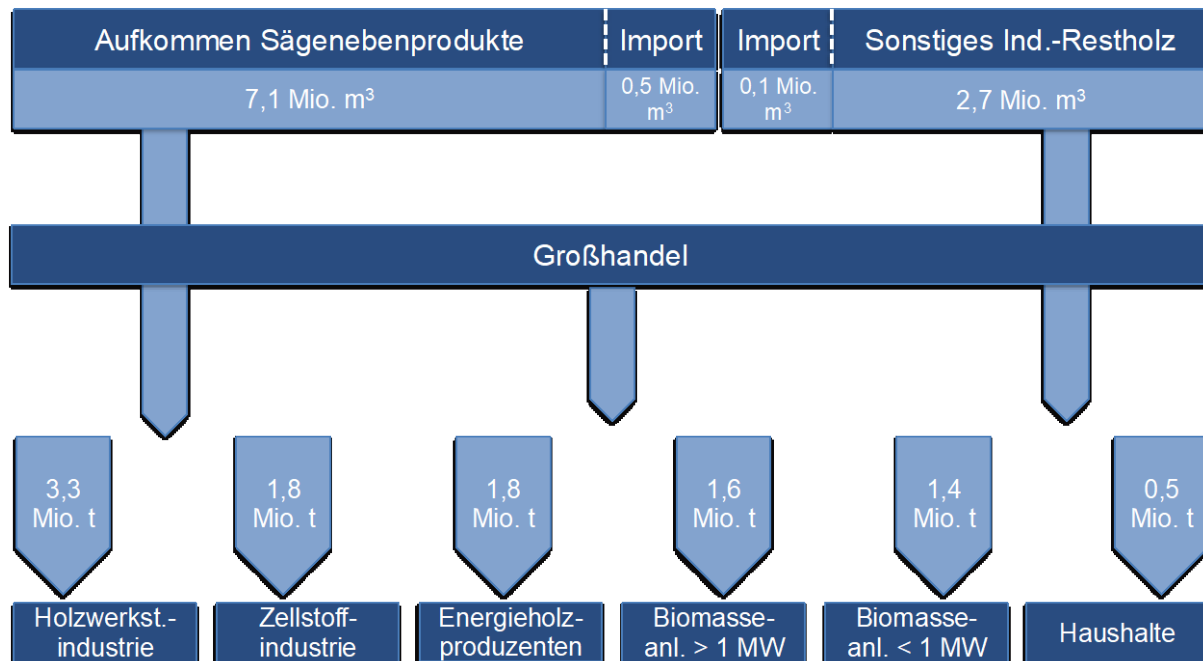


Abbildung 4.19: Wertschöpfungskette und Mengen (2010) von Industrierestholz.
 Quelle: eigene Darstellung nach Mantau (2012).

Im Jahr 2010 betrug das inländische Aufkommen von Sägenebenprodukten rund 15 Mio. Kubikmeter bzw. 7,1 Mio. t atro⁶. Verwendet wurden 3,3 Mio. t Sägereestholz in der Holzwerkstoffindustrie, 1,8 Mio. t in der Zellstoffindustrie, ebenfalls 1,8 Mio. t in der Energieholzproduktion, 0,5 Mio. t in Biomasseanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 1 MW und 0,2 Mio. t in Biomasseanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von weniger als 1 MW. Im Bereich der energetischen Verwendung wird der größte Anteil der Energieholzproduktion zur Herstellung von Holzpellets oder Holzbriketts genutzt. Da die Verwendung von Sägenebenprodukten das Aufkommen überstieg, ergeben sich Nettoimporte von 0,5 Mio. Kubikmeter (Mantau et al. 2012).

Hinzu kam ein inländisches Aufkommen von ca. 2,7 Mio. t Industrierestholz aus weiteren Branchen. Etwa 0,5 Mio. t sonstiges Industrierestholz wurden 2010 zur energetischen Nutzung in Haushalten verwendet, jeweils etwa 1,1 Mio. t in Biomasseanlagen bis und ab 1 MW Feuerungswärmeleistung sowie etwa 0,04 Mio. t in der Holzwerkstoffindustrie. Hieraus ergeben sich Nettoimporte von etwa 0,1 Mio. Kubikmeter sonstigem Industrierestholz (Mantau 2012).

Industrierestholz machte damit in den Jahren 2010/2011 9 % der Brennholznutzung von Biomasse-Großfeuerungsanlagen über 1 MW und 23,7 % der Brennholznutzung von Biomasseanlagen unter 1 MW Feuerungswärmeleistung (ausgenommen Haushalte) aus (Weimar et al. 2012; Mantau et al. 2012).

Die Berechnung der Nettoimporte aus den Werten von Mantau (2012) ist konsistent mit neueren Werten des Thünen-Instituts für Internationale Waldwirtschaft und Forstökonomie. Das Institut berechnete für die Jahre 2013 und 2014 jeweils Nettoimporte von Industrierestholz von 0,6 Mio. t und für das Jahr 2015 von 0,9 Mio. t (Weimar 2016).

Für eine mögliche Erfassung in einem ETSPLUS ist sind Informationen zu Vermarktungsstrukturen wichtig. Laut Auskunft des GD Holz (Gesamtverband Deutscher Holzhandel) wird Industrierestholz vom Anfallsort von etwa 30 Großhandelsunternehmen in Deutschland bezogen. Großhandelsunternehmen sind definiert als Unternehmen, die Waren an gewerbliche Nutzer weitervertreiben. Großhandelsunternehmen, die Holz zur energetischen Nutzung vertreiben, verkaufen dabei auch an private Endverbraucher. Es ist aber auch eine Direktvermarktung zwischen Anfallsort und Endverbraucher denkbar (GD Holz, persönliche Mitteilung).

Holzpellets

Holzpellets sind zylinderförmige Holzpresslinge mit einem Durchmesser von 6 bis 8 mm, die in der Regel aus getrockneten, naturbelassenen Sägenebenprodukten oder Waldrestholz hergestellt werden (DEPV o. J.). Durch die Pelletierung kann eine automatisierte Nutzung als Brennstoff in speziellen Pelletheizungen erfolgen. Holzpellets werden überwiegend in Privathaushalten eingesetzt, da größere Feuerungsanlagen nicht auf die Pelletierung von Brennstoffen angewiesen sind. So gab es 2016 in Deutschland 12.400 Pelletkessel mit einer Leistung von mehr als 50 kW, 260.500 Pelletkesseln mit einer Leistung von weniger als 50 kW für den Bedarf von Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie 149.000 Pelletkaminöfen (DEPV o. J.).

⁶Die „Atro-Tonne“ (t atro) bezieht sich auf das Gewicht komplett wasserfreien Holzes („absolut trocken“).

Bei Herstellung und Vertrieb wird zwischen Premiumholzpellets für die Nutzung in kleinen und mittleren Feuerungsanlagen und Industrieholzpellets unterschieden. Premiumholzpellets unterliegen strengeren Anforderungen (z.B. Abrieb, Aschegehalt), da diese in der Regel in Feuerungsanlagen mit weniger professioneller Verbrennungs- und Abgastechnik verwendet werden (AEE 2017). Holzpellets können von Endverbrauchern entweder direkt über den Groß- oder über den Einzelhandel, wie z.B. Baumärkte, bezogen werden. Auch eine Direktvermarktung vom Hersteller ist möglich.

2011 deckten Holzpellets 10,6 % des Brennholzbedarfs von Biomasseanlagen unter 1 MW und 0,1 % des Brennholzbedarfs von Biomasseanlagen über 1 MW ab. Der Anteil von Holzpellets am Brennholzbedarf von Haushalten betrug 2014 8,3 % (Weimar et al. 2012; Mantau et al. 2012; Döring et al. 2016).

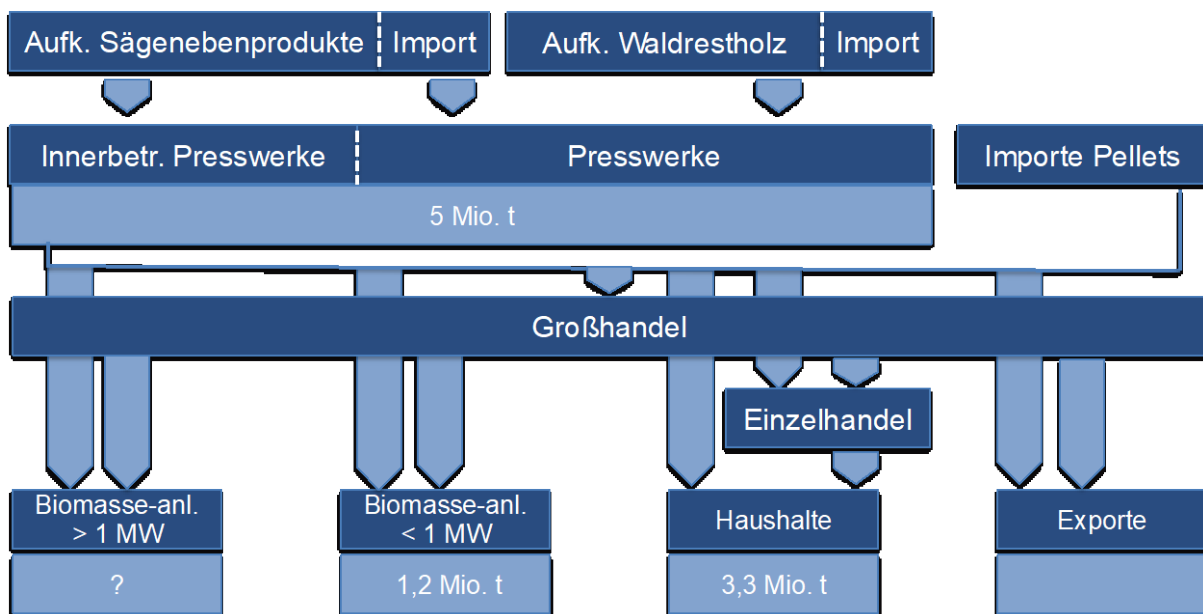


Abbildung 4.20: Wertschöpfungskette und Mengen (2010/2012) von Holzpellets.

Quelle: eigene Darstellung nach Mantau (2012).

Presswerke beziehen das Ausgangsmaterial für Holzpellets von Sägewerken oder der Forstwirtschaft. Einige Sägewerke sind zugleich auch Holzpelletproduzenten. Der Deutsche Energieholz- und Pelletverband (DEPV) listet 38 ENPlus⁷-zertifizierte Pelletproduzenten auf (DEPV 2017). Da laut DEPV (2017) 98 % der in Deutschland hergestellten Holzpellets zertifiziert sind, ist davon auszugehen, dass die Liste nahezu alle Pelletproduzenten in Deutschland umfasst. Laut einer Studie von Bruckner und Strohmeier (2010), in der 25 Pelletproduzenten befragt wurden, boten alle Hersteller die Lieferung von losen Pellets im Silowagen oder LKW an. Etwa die Hälfte der Hersteller bot zudem Sackware an. 8 Betriebe verkauften nur im Direktvertrieb, 12 nur an Händler und 5 Hersteller verkauften sowohl im Direktvertrieb als auch an Händler.

⁷ Für weitere Informationen zur ENPlus-Zertifizierung siehe <http://www.enplus-pellets.de/>



Abbildung 4.21: Beispielhafte Wertschöpfungskette für Holzpellets aus Industrierestholz.

Quelle: eigene Darstellung.

Im Jahr 2010 wurden in Deutschland etwa 5 Mio. t Holzpellets hergestellt. Biomasseanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von weniger als 1 MW verbrauchten 1,2 Mio. t, Haushalte etwa 3,3 Mio. t (Mantau et al. 2012). Laut DEPV (2017) wurden 2016 nur noch 1,9 Mio. t zertifizierte Pellets hergestellt. Bei einem zertifizierten Anteil von 98% entsprach die Gesamtzahl an hergestellten Pellets also etwa 2 Mio. t Pellets. Dies ist unter anderem durch einen milden Winter sowie durch den kurzzeitigen Produktionsstopp der ehemaligen German-Pellets-Werke, bevor sie von neuen Eigentümern übernommen wurden, zu erklären. Die Nachfrage belief sich laut DEPV (2017) ebenfalls auf etwa 2 Mio. Pellets.

Das Statistische Bundesamt erfasste Importe und Exporte von Holzpellets erstmals 2012. In diesem Jahr betrug die Exporte 0,85 Mio. t und die Importe 0,35 Mio. t. 2016 überstiegen die Importe mit 0,44 Mio. t erstmals die Exporte von 0,37 Mio. t (Destatis 2017).

Waldrestholz

Als Waldrestholz bezeichnet man überwiegend aus Baumkronen, Ästen und unverkäuflichen Stammteilen bestehende Holzreste von weniger als 7 cm Durchmesser. Traditionell verbleiben diese nach einem Holzeinschlag oder einer Durchforstung auf dem Waldboden und werden nicht ökonomisch genutzt. Stattdessen dienen sie insbesondere an nährstoffarmen Standorten der Regeneration des Waldbodens. In den letzten Jahren werden jedoch zunehmend Teile des Waldrestholzes zu Hackschnitzeln verarbeitet und in Heizwerken eingesetzt. Zur Herstellung von Pellets eignet sich Waldrestholz hingegen weniger gut, da es zu viele mineralische Anteile und Asche enthält (DEPI o. J.).

(Holz-)Hackschnitzel sind Holzstücke, die durch das maschinelle Zerschneiden und Zerkleinern des Waldrestholzes hergestellt werden. Sie werden vor allem in Heizungen in Leistungsbereichen von 50 kW bis zu mehreren MW eingesetzt (DEPV o. J.). Die Anzahl der Holzhackschnitzelheizungen in Privathaushalten ist mit 1147 Stück im Jahr 2015 im Vergleich zu Holzpelletheizungen (421.900) sowie Scheitholzesseln/-öfen/-kaminen (>11.000.000) relativ gering (AEE 2017).

In Holzheiz(kraft)werken gehörte Waldrestholz 2010 zu den wichtigsten eingesetzten Energieträgern aus Biomasse. Für Biomasseanlagen über 1 MW war dieses Sortiment im Jahr 2010 das zweitwichtigste mit 2,6 Mio. t bzw. 16,9 % aller eingesetzten Sortimente. Für Biomasseanlagen unter 1 MW (Nicht Haushalte) waren Holzhackschnitzel 2010 ebenfalls der zweitwichtigste Brennstoff mit 1,9 Mio. t bzw. 37,1 % der eingesetzten Sortimente (Weimar et al. 2012; Mantau et al. 2012).



Abbildung 4.22: Beispielhafte Wertschöpfungskette für Hackschnitzel aus Waldrestholz.

Quelle: eigene Darstellung.

In privaten Haushalten wurden 2014 1,8 % des Brennholzbedarfs bzw. 0,25 Mio. t durch Hackschnitzel gedeckt. Aufgrund der geringen Verwendungszahlen in Haushalten wurden für private Haushalte Hackschnitzel verschiedener Herkunft (Wald, Garten, Landschaftspflege und Holzbearbeitung) zusammengefasst. Der Anteil von Waldrestholz in privaten Haushalten ist somit nicht genau zu bestimmen, liegt aber bei weniger als 1,8 % (Döring et al. 2016).

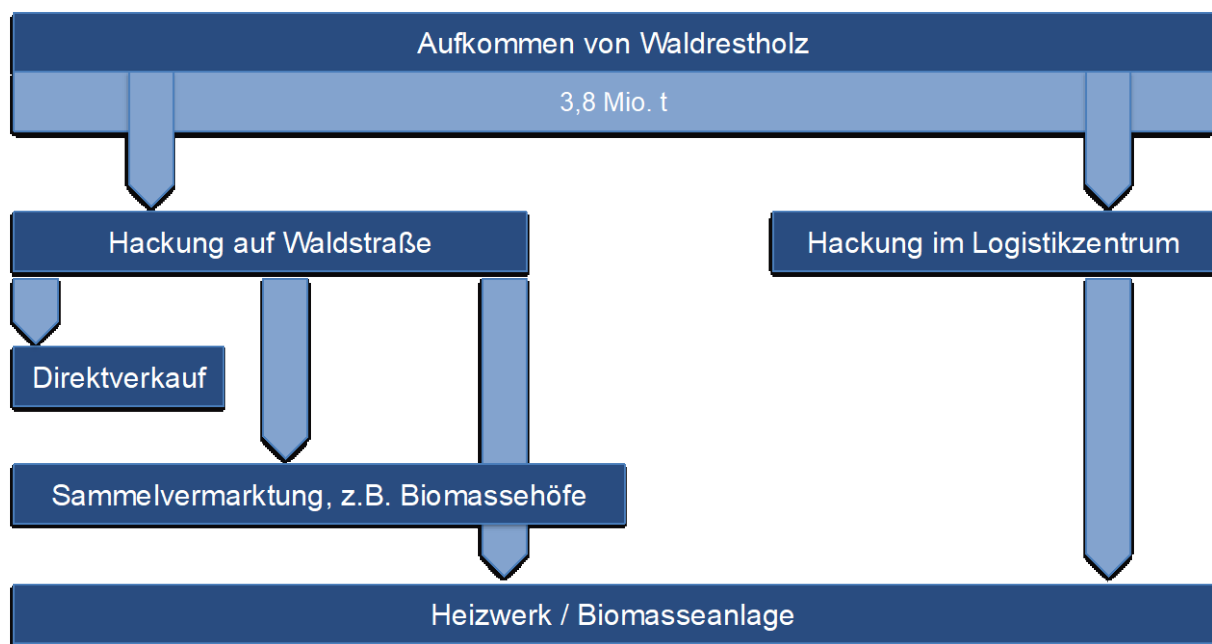


Abbildung 4.23: Wertschöpfungskette und Mengen von Waldrestholz-Hackschnitzeln.

Quelle: eigene Darstellung nach Biomassehof Achental (2013); Mantau (2012).

Waldrestholz wird auf verschiedenen Wegen der energetischen Verwendung zugeführt. Sowohl von privaten Waldbesitzern als auch von professionellen Forstwirtschaftsbetrieben wird das Waldrestholz nach dem Fällen von Bäumen an Waldstraßen geliefert und häufig direkt vor Ort von mobilen Zapfwellenhackern oder Großhackern gehackt und zum Transport in Kipper oder Container-LKWs geblasen. Zuvor findet teilweise eine Zwischenlagerung im Wald statt. Teilweise wird das Waldrestholz bzw. die Hackschnitzel auch direkt an der Waldstraße verkauft. Das Angebot professionalisiert sich jedoch zunehmend, z.B. durch den gemeinschaftlich durchgeführten Brennstoffvertrieb auf sog. Biomassehöfen, durch forstliche Unternehmen oder forstwirtschaftliche Zusammenschlüsse (AEE 2017). Ebenfalls möglich ist eine Lieferung direkt von der Waldstraße zum

Heiz(kraft)werk. Biomassehöfe sind regionale Versorgungszentren für Biomassebrennstoffe. In diesem Fall werden die Holzhackschnitzel von der Waldstraße an den Biomassehof geliefert, welcher die Vermarktung an Heiz(kraft)werke übernimmt. Das Centrale Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N) listet für Deutschland 39 Biomassehöfe auf. Die Bayerische Forstverwaltung (Bayerische Forstverwaltung o. J.) und die Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft o. J.) listen darüber hinaus 455 forstliche Unternehmer in Deutschland sowie 9 forstwirtschaftliche Zusammenschlüsse allein in Bayern auf.

Scheitholz Einzelfeuerung

Die häufigste Form der Brennholznutzung in privaten Haushalten ist die Nutzung von Scheitholz, welches typischerweise aus Derbholz oder Waldrestholz hergestellt wird. Bei Scheitholz handelt es sich um mit einer Axt oder einem Holzspalter in Längsrichtung gespaltene Stammholzabschnitte. Nach (Döring et al. 2016) entfielen 2014 71,3 % des privaten Brennholzverbrauches auf das Brennholzsortiment Waldscheitholz.

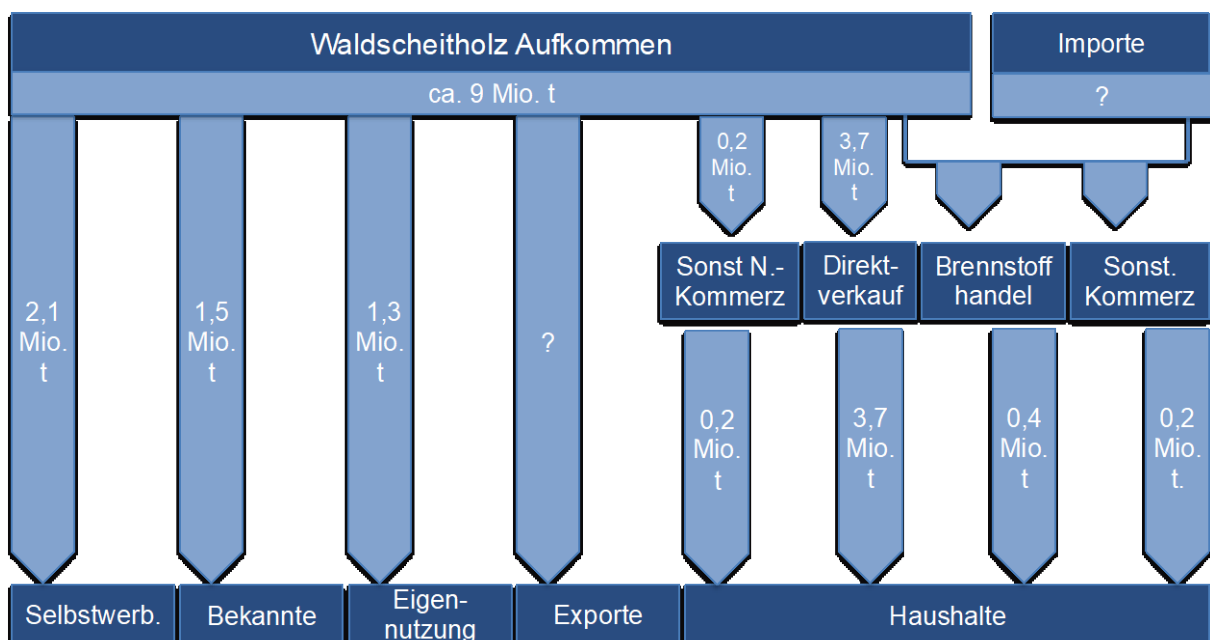


Abbildung 4.24: Wertschöpfungskette und Mengen von Waldscheitholz.

Quelle: eigene Darstellung für 2014 nach Döring et al. (2016) und Destatis (2017).

Haushalte in Deutschland verbrauchten 2014 9,45 Mio. t Waldscheitholz. Die Haushalte bezogen das Waldscheitholz von Waldbesitzern (39,1 %), aus dem eigenen Wald (14,1 %), von Bekannten (19,5 %), als Selbstwerber (21,9 %), aus dem Brennstoffhandel (4,4 %), aus sonstigen kommerziellen Quellen (2,5 %) und aus sonstigen nicht kommerziellen Quellen (2,1 %) (Döring et al. 2016).

2014 war Deutschland Nettoimporteur von Waldscheitholz mit 0,49 Mio. t Importen und 0,09 Mio. t Exporten (Destatis 2017).

4.3.1.3 Transportsektor

Der Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor betrug im Jahr 2016 in Deutschland 33,5 TWh (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik 2017) und hatte damit einen Anteil am Gesamtendenergieverbrauch im Verkehrssektor von 5,1 % (Gesamtverbrauch: ca. 660 TWh). Dabei spielen verschiedene erneuerbare Energieträger eine Rolle, die im Folgenden kurz beschrieben werden.

Biodiesel und hydrierte Pflanzenöle

Der Begriff Biodiesel bezeichnet ein Gemisch, dessen Hauptbestandteil Fettsäuremethylester (Fatty acid methyl ester, FAME) ist. Die offiziellen Statistiken des Statistischen Bundesamtes fassen unter dem Begriff Biodiesel FAME und hydrierte Pflanzenöle (Hydrotreated vegetable oil, HVO) in einer Kategorie zusammen. Dadurch kann bei den Außenhandelsdaten keine Unterscheidung zwischen FAME und HVO vorgenommen werden. Einzig die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) und ihre mittels der Datenbank NABISY (Nachhaltige Biomasse System)⁸ erfasste Statistik zum Verbrauch von Biokraftstoffen in Deutschland unterscheidet die beiden Biokraftstoffarten.

Während die FAME Produktion in Deutschland 2016 bei ca. 3,1 Mio. t lag und ein wesentlicher Teil dieses Biodiesels exportiert wurde, wird HVO ausschließlich importiert. In Deutschland steht derzeit keine HVO-Produktionsanlage.

Mit einem Anteil von 62,3 % (ca. 20,9 TWh) war Biodiesel (FAME und HVO) der bedeutendste Kraftstoff aus erneuerbaren Energien in Deutschland (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik 2017). Von diesen insgesamt 20,9 TWh entfielen ca. 91 % auf FAME und ca. 9 % auf HVO (BLE 2017).

Die für die FAME Produktion wichtigsten agrarischen Ausgangsmaterialien waren Raps (43,1 %) und Palmöl (13,2 %). Andere Nutzpflanzen wie Soja und Sonnenblume spielten nur eine untergeordnete Rolle. Außerdem wurden 43,5 % des verbrauchten Biodiesels aus Abfall- bzw. Reststoffen produziert (BLE 2017). Eine genauere Differenzierung der eingesetzten Ausgangsmaterialien ist in dieser Kategorie nicht möglich; allerdings kann davon ausgegangen werden, dass vor allem Altspeiseöl (engl. *used cooking oil*, UCO) eingesetzt wurde.

Die agrarischen Rohstoffe für die FAME Produktion werden in landwirtschaftlichen Betrieben angebaut. In Ölmühlen werden die Früchte dann gepresst und das (rohe) Pflanzenöl gewonnen. Die beim Pressen anfallenden Reststoffe und Nebenprodukte werden u.a. als proteinreiche Futtermittel (z.B. als Rapspresskuchen) verwendet. Die rohen Pflanzenöle werden raffiniert und können anschließend in Biodieselanlagen zu FAME verarbeitet werden.

⁸ Abrufbar unter <https://nabisy.ble.de/nabima-web/app/start> (letzter Zugriff am 25.02.2019).

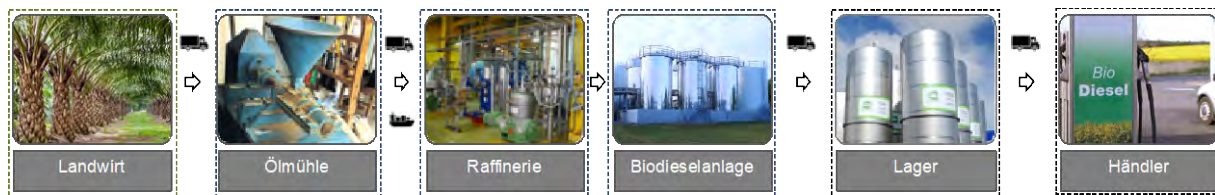


Abbildung 4.25: Beispielhafte Wertschöpfungskette für Biodiesel (FAME) aus Palmöl.

Quelle: eigene Darstellung.

Alternativ können diverse Abfall- und Reststoffe aus der Lebens- und Futtermittelindustrie wie beispielsweise UCO und tierische Fette eingesetzt werden. Diese Rohmaterialien werden in der Industrie beispielsweise an einer Anfallstelle eingesammelt und dann aufbereitet. Im Fall von UCO kann das Material auch in Restaurants, Imbissen, etc. eingesammelt und in Sammelstellen aufbereitet werden. Das eingesammelte Material wird raffiniert und in einem folgenden Schritt in einer Biodieselanlage zu FAME verarbeitet. Danach erfolgen Lagerung sowie Vermarktung über das Tankstellennetz der Mineralölkonglomerate.

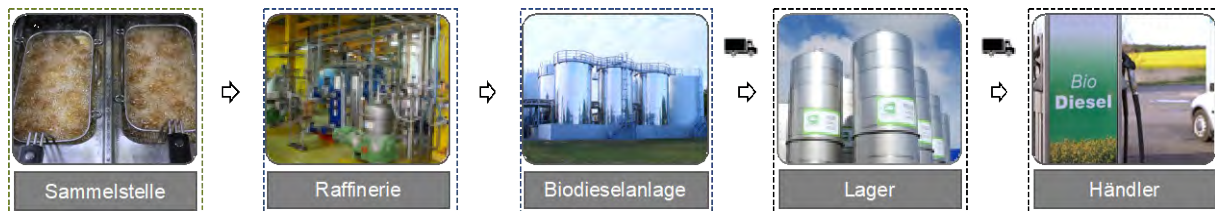


Abbildung 4.26: Beispielhafte Wertschöpfungskette für Biodiesel (FAME) aus Altspeiseölen.

Quelle: eigene Darstellung.

Die gleichen Rohmaterialien können auch zur Produktion von HVO eingesetzt werden. In Deutschland kam 2016 fast ausschließlich HVO auf Basis von Palmöl auf den Markt. Insgesamt 96,3 % des verbrauchten HVOs im Verkehrssektor wurden aus Palmöl produziert. Die verbliebenen 3,7 % waren HVO aus Abfall und Reststoffen (BLE 2017).

Bioethanol

Ca. 8,6 TWh Bioethanol (25,8 % Anteil am Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor) wurden 2016 in Deutschland verbraucht. Die für die Bioethanol wichtigsten agrarischen Ausgangsmaterialien waren Zuckerrübe (29 %), Weizen (26,7 %), Gerste (21,7 %) und Roggen (18,5 %). Die übrigen Ausgangsmaterialien (Mais, Triticale) sowie Abfall und Reststoffe spielten mit insgesamt 4,1 % nur eine untergeordnete Rolle (BLE 2017).

Bioethanol wird als Beimischung zu Otto-Kraftstoff in Benzinmotoren eingesetzt. Neben den genannten Nutzpflanzen spielen weltweit vor allem Mais (Nordamerika), Zuckerrohr (Südamerika) sowie die bei der Zuckerproduktion anfallende Melasse (Zuckerrohr, Zuckerrübe) eine wichtige Rolle.

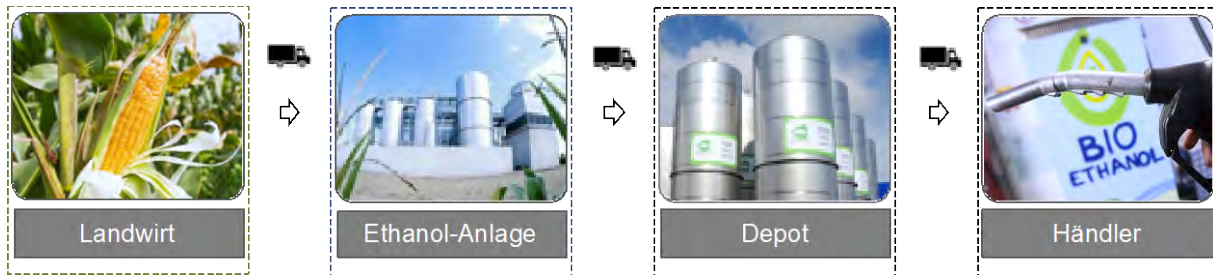


Abbildung 4.27: Beispielhafte Wertschöpfungskette für Bioethanol aus Mais.

Quelle: eigene Darstellung.

Biomethan

Gasförmige Kraftstoffe sind in Deutschland ein Nischenmarkt, ebenso wie der Einsatz von Biomethan im Verkehrssektor. Von den insgesamt 33,5 TWh erneuerbarer Energien im Verkehrssektor waren nur 1,1 % (0,37 TWh) Biomethan. Damit war der Verbrauch im Vergleich zum Vorjahr rückläufig (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik 2017). Als Ausgangsmaterialien für die Biomethanproduktion wurden 2016 ausschließlich Abfall und Reststoffe verwendet. Knapp 86 % dieser Menge waren dabei Abfälle, die bei der Alkoholdestillation von Obst-, Getreide- und Kartoffelschlempe anfielen (BLE 2017).

Elektromobilität

Im Verkehrssektor stiegen in den vergangenen Jahren die Verkaufszahlen von Hybrid- und Elektrofahrzeugen. Trotzdem stellt dieser Bereich einen Nischenmarkt mit einem Marktanteil von ca. 1,5 % an der Gesamtzahl der neuzugelassenen PKWs in Deutschland in 2015 dar. Neben dem Individualverkehr spielt Elektromobilität im öffentlichen Verkehr eine wesentlich größere Rolle. Elektrische Busse, Straßenbahnen, U- und S-Bahnen sowie der Zugverkehr nutzen elektrische Energie.

Die Nutzung von erneuerbarem Strom im Transportsektor lag 2016 bei insgesamt ca. 3,6 TWh (0,5 % des Gesamtverbrauchs des Transportsektors), was im Vergleich zum Vorjahr nur eine geringfügige Steigerung bedeutet. Dies entspricht einem Anteil von 10,7 % am Endenergieverbrauch von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik 2017).

4.3.2 Andere erneuerbare Energieträger

Zu weiteren erneuerbaren Energieträger zählen Windenergie, Wasserkraft, Photovoltaik und Solarthermie sowie Geothermie. Eine mögliche Einbeziehung in ein ETSPLUS ist hier jedoch nicht vonnöten, da die anfallenden THG-Emissionen pro erzeugter Energieeinheit bei null liegen unter der Annahme, dass die bei der Produktion der Anlagen entstandenen THG-Emissionen nicht berücksichtigt werde (vgl. Kapitel 3.4, Anhang III). Sie tragen mit ca. 26 % zur Bruttostromproduktion bei (BMW 2018). Beispielhaft sollen hier die Wertschöpfungsketten von Windenergie an Land, Wasserkraft und Solarthermie illustriert werden:

4.4 Nicht-CO2-Emissionen

Im nationalen Inventarbericht (NIB) der EU28 (UNFCCC 2017a) sind neben CO₂ als weitere THG aufgeführt: CH₄ (Methan), N₂O (Lachgas), NO_x (weitere Stickoxide), CO (Kohlenmonoxid), NMVOC (flüchtige organische Verbindungen ohne Methan) und SO₂ (Schwefeldioxid). Im Industriesektor werden zusätzlich HFC (Fluorkohlenwasserstoffe), PFCs (Perfluorcarbone), Mischungen aus HFC und PFCs, SF₆ (Schwefelhexafluorid) und NF₃ (Stickstofftrifluorid) gelistet. Die Mengen (umgerechnet in CO₂äq), in denen diese Nicht-CO₂-Emissionen anfallen, sind sehr unterschiedlich und für einige Gase vernachlässigbar klein.

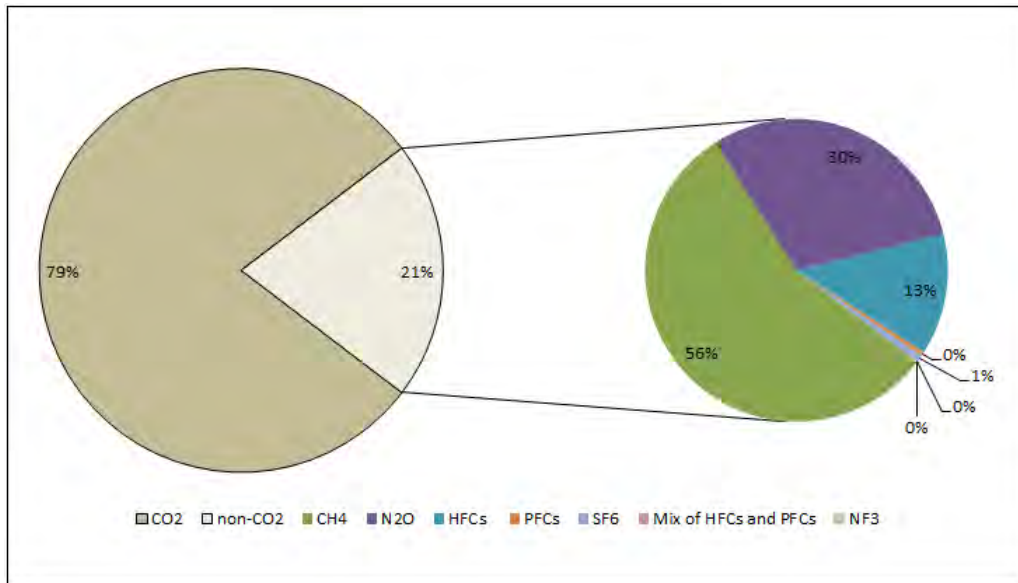


Abbildung 4.28: Anteile der verschiedenen THG an den gesamten Emissionen der EU28.

Quelle: eigene Darstellung basierend auf UNFCCC (2017b), Tabellenblatt „Summary2“.

Im Wesentlichen spielen CH₄, N₂O und HFC eine Rolle (Abbildung 4.28). Auf Basis von UNFCCC (2017b) wurde abgeschätzt, welche THG in welchen Sektoren vernachlässigbar sind. Als Grenzwert wurde ein Anteil von mindestens 1 % an den gesamten THG-Emissionen der EU28 gewählt, d.h. die THG, die in keinem Sektor einen Anteil von mindestens 1 % erreichen, wurden als vernachlässigbar interpretiert und finden keine weitere Beachtung in dieser Studie. Über die „Ein-Prozent-Hürde“ kommen Methan (in den Sektoren Energie, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft), Lachgas (im Sektor Landwirtschaft) und HFC (im Sektor Industrie; vgl. Tabelle 4.6). Die Verteilung dieser Emissionen auf die einzelnen Sub-Sektoren wird im Folgenden genauer beschrieben. Alle Werte in den folgenden Kapiteln basieren auf den Angaben des NIB der EU28 (UNFCCC 2017a).

Tabelle 4.6 Anteile sektoraler Nicht-CO₂-Emissionen an den Gesamtemissionen der EU28.
 Grün markiert sind alle Einträge >1 %.
 Quelle: eigene Berechnung basierend auf UNFCCC (2017b), Tabellenblatt „Summary2“.

(Nicht-CO ₂) THG	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFCs	SF ₆	Mix of HFC & PFCs	NF ₃
CRF-Sektor							
1. Energie	2,2 %	0,7 %	-	-	-	-	-
2. Industrie	0,0 %	0,3 %	2,7 %	0,1 %	0,2 %	0,0 %	0,0 %
3. Landwirtschaft	6,0 %	4,6 %	-	-	-	-	-
4. LULUCF	0,1 %	0,3 %	-	-	-	-	-
5. Abfall	3,1 %	0,3 %	-	-	-	-	-

4.4.1 Methan (CH₄)

Die gesamten Methanemissionen der EU28 beliefen sich im Jahr 2015 auf 18.442,34 kt, das entspricht 461.058,56 kt CO₂äq. Damit ist Methan nach CO₂ das wichtigste anthropogene THG und hat einen Anteil von 11,5 % an den gesamten THG-Emissionen (CO₂: 79,3 %; N₂O: 6,2 %; HFC: 2,7 %; Rest: 0,3 %). In Abbildung 4.29 ist die Verteilung dieser Methan-Emissionen auf die einzelnen CRF-Sektoren dargestellt. Mehr als die Hälfte (53 %) fallen in der Landwirtschaft an, mehr als ein Viertel (27 %) in der Abfallwirtschaft und weitere 19 % in der Energieproduktion. Methan-Emissionen aus den Sektoren Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (engl. *Land Use, Land Use Change and Forestry*, LULUCF) und Industrie sind hingegen eher unbedeutend (1,1 % bzw. 0,4 %).

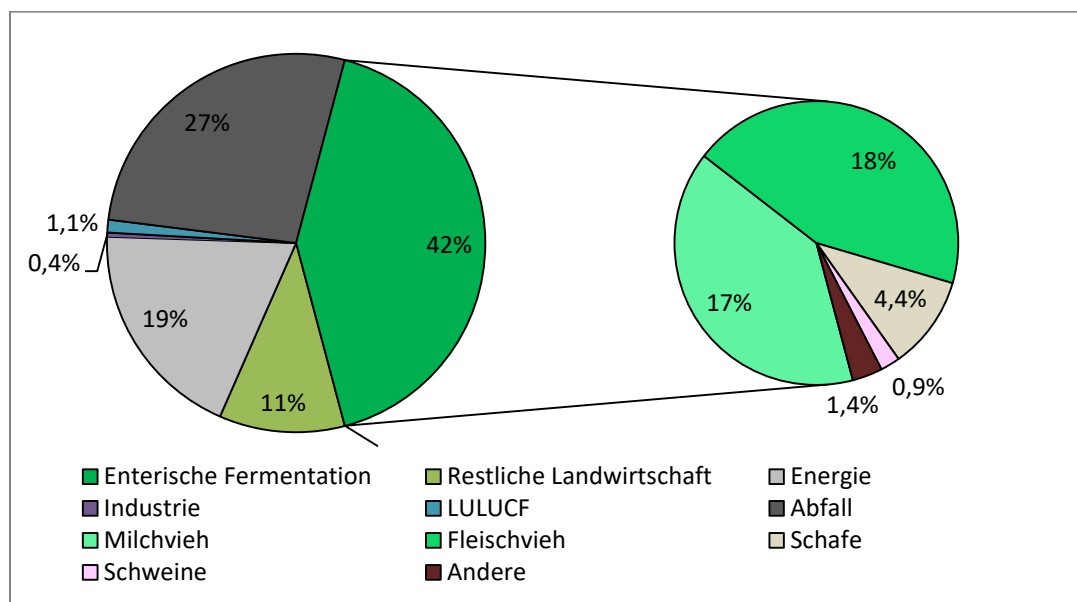


Abbildung 4.29: Anteile der Sektoren an Methanemissionen der EU28 im Jahr 2015.
 Der Landwirtschaftssektor ist aufgeteilt nach „Enterische Fermentation“ und „Restliche Landwirtschaft“, die Anteile einzelner Nutztierarten an „Enterischer Fermentation“ sind im rechten Kreisdiagramm gesondert dargestellt. Quelle: eigene Darstellung basierend auf UNFCCC (2017b), Tabellenblatt „Table3s1“.

Landwirtschaft

Die Landwirtschaft ist der größte Emittent von Methan in der EU. Insgesamt ca. 242 Tausend kt CO₂äq Methan werden in diesem Sektor emittiert, das sind 6 % der gesamten THG-Emissionen der EU28 (Tabelle 4.3) und 29 % aller Nicht-CO₂-Emissionen. Der Großteil der Methan-Emissionen aus der Landwirtschaft (80 %) entfallen dabei auf **enterische Fermentation**, d.h. auf Verdauungsprozesse von Nutztieren (CRF-Sektor 3.A.). In dieser Gruppe spielen Rinder eine dominierende Rolle: Milchvieh und Fleischvieh verursachen zu etwa gleichen Teilen gemeinsam 84 % der Methan-Emissionen aus Verdauungsprozessen (entspr. 17 % (Milchvieh) bzw. 18 % (Fleischvieh) der gesamten Methan-Emissionen; vgl. Abbildung 4.29), gefolgt von Schafen (11 %; entspr. 4,4 % der gesamten Methan-Emissionen) und Schweinen (2,2 %; entspr. 0,9 % der gesamten Methan-Emissionen). Alle anderen Nutztiere emittieren zusammen 4,1 % der Methan-Emissionen aus Verdauungsprozessen (entspr. 1,4 % der gesamten Methan-Emissionen).

Neben der enterischen Fermentation entsteht Methan aus der Landwirtschaft hauptsächlich durch die (offene) Lagerung von tierischen Exkrementen bzw. Wirtschaftsdünger (u.a. Mist, Gülle, Jauche) (CRF-Sektor „3.B. Mistmanagement“). Emissionen aus Rinder- (47 %) und Schweinemist (46 %) stellen zusammen mehr als 93 % dieser Emissionen dar. Andere Tierarten spielen eine untergeordnete Rolle, ebenso wie Methan-Emissionen aus anderen landwirtschaftlichen Tätigkeiten.

Insgesamt kann man daher festhalten, dass Methan-Emissionen in der Landwirtschaft fast ausschließlich durch Nutztierhaltung entstehen, und zwar einerseits durch enterische Fermentation (80 % der Methan-Emissionen aus der Landwirtschaft) und andererseits durch in der Tierhaltung anfallenden organischen Substanzen (19 %). Würde man das EU-ETS auf diese beiden Sektoren ausweiten, wären über 50 %⁹ aller in der Landwirtschaft anfallenden THG-Emissionen reguliert.

⁹ 237.074 kt CO₂äq im Jahr 2015

Abfallwirtschaft

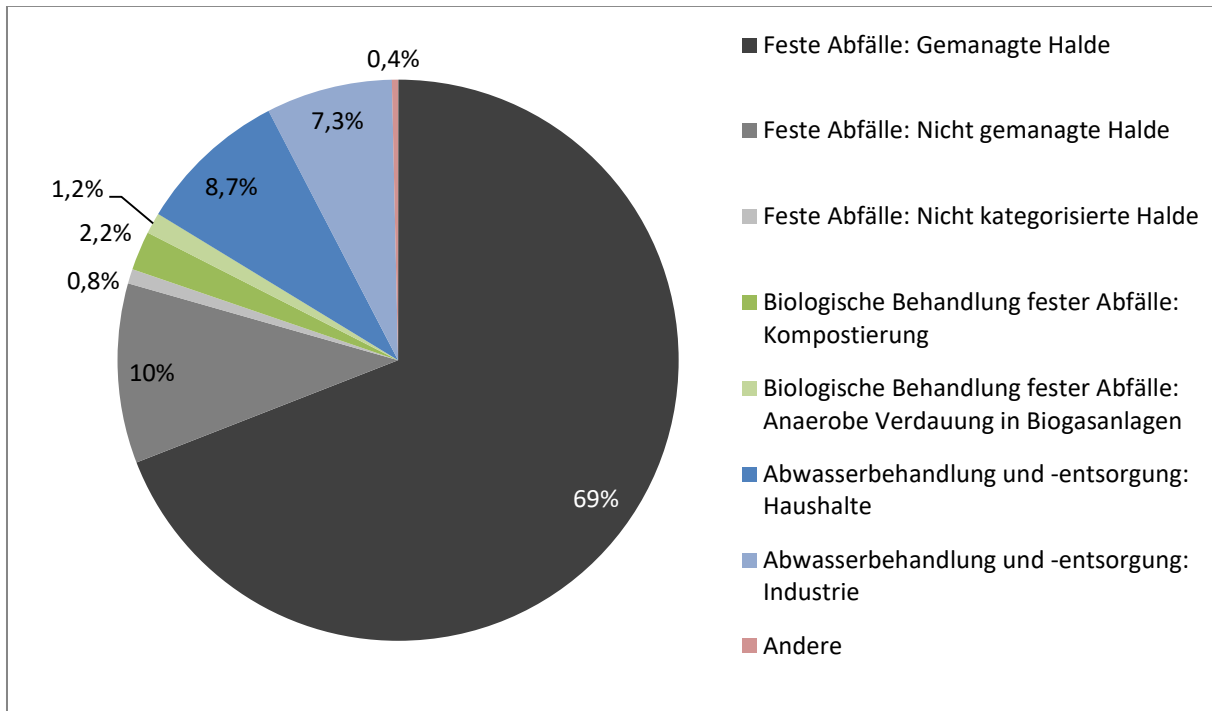


Abbildung 4.30: Anteile der Unterkategorien an Methanemissionen der EU28 im Jahr 2015 im Sektor Abfallwirtschaft.

Quelle: eigene Darstellung basierend auf UNFCCC (2017b), Tabellenblatt „Table5“.

In der europäischen Abfallwirtschaft wurden 2015 ca. 125 Tausend kt $\text{CO}_{2\text{äq}}$ Methan emittiert. Das entspricht 3,1 % der gesamten THG-Emissionen der EU28 (Tabelle 4.3) und 15 % aller Nicht- CO_2 -Emissionen. 80 % der Methan-Emissionen aus der Abfallwirtschaft entstammen dem CRF-Sektor „5.A. Feste Abfälle“ (Grautöne in Abbildung 4.30), zum größten Teil aus gemanagten Halden. Bei der Abwasserbehandlung wurden 2015 insgesamt 7.271 kt $\text{CO}_{2\text{äq}}$ Methan emittiert (16 %), zu etwa gleichen Teilen aus industriellem und häuslichem Abwasser (Blautöne in Abbildung 4.30). Der biologische Abbau von Feststoffen (Grüntöne in Abbildung 4.30) spielt eine untergeordnete Rolle, insgesamt fallen hier 3,4 % der Methan-Emissionen aus dem Abfallsektor an. In Abbildung 4.30 ist in der unbedeutenden Sammelkategorie „Andere“ u.a. die Verbrennung von Müll subsummiert. Allerdings soll hier angemerkt werden, dass solche THG-Emissionen, die bei der Müllverbrennung zur energetischen Nutzung anfallen, im NIB nicht im Sektor Abfallwirtschaft, sondern im Sektor Energiewirtschaft angeführt werden. Dasselbe gilt für Methan, das u.a. in der Abwasserbehandlung und in Biogasanlagen aufgefangen und energetisch genutzt wird. Diese THG-Emissionen werden im nächsten Abschnitt behandelt.

Energiewirtschaft

In der Energieproduktion wurden 2015 insgesamt 87.394 kt $\text{CO}_{2\text{äq}}$ Methan freigesetzt, also 19 % der gesamten Methan-Emissionen der EU28 (Abbildung 4.29). Dabei stammt nur ca. ein Viertel dieser

Emissionen aus Verbrennungsprozessen¹⁰. Der weitaus größere Teil, nämlich 73 %, sind flüchtige Emissionen. Sie fallen insbesondere bei der Förderung und Weiterverarbeitung von Kohle (CRF-Sektor „1.B.1.a Coal mining and handling“, 33 % der gesamten Methan-Emissionen der Energiewirtschaft) und bei Gas (CRF-Sektor „1.B.2.b Natural gas“, 28 %) an. Wiederum gilt, dass solche Emissionen, die aufgefangen und energetisch genutzt werden, unter den Verbrennungsprozessen gelistet sind. Durch eine Einbeziehung flüchtiger Methan-Emissionen in ein ETSPLUS würden ca. 13 % der europäischen Methan-Emissionen reguliert.

4.4.2 Lachgas (N₂O)

Auch wenn die Menge der Lachgas-Emissionen (838 kt in 2015) deutlich niedriger ist als die der Methan-Emissionen (18.442 kt in 2015), sorgt ihr höheres Treibhauspotential (298*CO₂ vs. 25*CO₂) dafür, dass bei der Messung in CO_{2äq} das Verhältnis sich zu etwa zwei Drittel Methan zu ein Drittel Lachgas verschiebt (Abbildung 4.28).

Landwirtschaft

74 % der europäischen Lachgas-Emissionen stammen aus der Landwirtschaft. Der Rest verteilt sich auf die anderen vier Sektoren Energie, LULUCF, Industrie und Abfall. Wegen der relativ niedrigen Mengen werden die Lachgas-Emissionen aus diesen Sektoren hier nicht vertieft behandelt (vgl. Tabelle 4.6). In der Landwirtschaft stammen diese Emissionen, abgesehen von knapp 21.000 kt CO_{2äq}¹¹ aus der Lagerung von in der Tierhaltung anfallenden organischen Substanzen (CRF-Sektor 3.B. Mistmanagement), fast ausschließlich aus Feldemissionen (163.438 kt CO_{2äq} im Jahr 2015, 89 % der landwirtschaftlichen Lachgas-Emissionen der EU28; CRF-Sektor 3.A.). Die Verteilung dieser Feldemissionen auf entsprechende Unterkategorien ist in Abbildung 4.31 dargestellt. Anorganische und organische Dünger stellen den größten Teil der Lachgas-Emissionen dar, wobei Mist und Gülle wiederum knapp 90 % des organischen Düngers ausmachen. Auch tierische Ausscheidungen, Ernterückstände und Auswaschung sowie Abfluss von Stickstoff spielen mit jeweils 13 % der Lachgas-Emissionen eine wichtige Rolle (Abbildung 4.31).

¹⁰ Den größten Anteil (20 %) in dieser Gruppe haben Verbrennungsprozesse aus dem Bereich Wohnen, Gewerbe und Landwirtschaft (CRF-sektor „1.A.4. Andere Sektoren“).

¹¹ im Jahr 2015

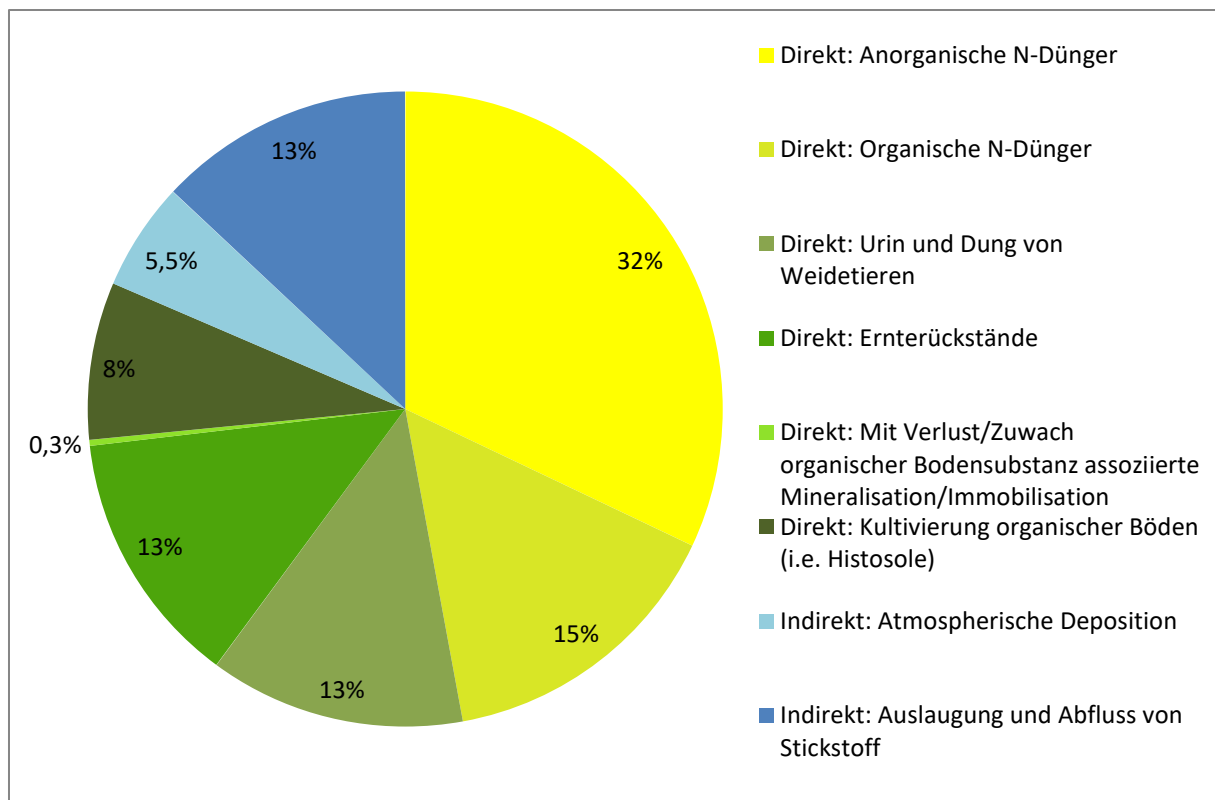


Abbildung 3.31: Anteile der Unterkategorien an Lachgas-Emissionen der EU28 im Jahr 2015 im CRF-Sektor 3.A. Feldemissionen.

Quelle: eigene Darstellung basierend auf UNFCCC (2017b), Tabellenblatt „Table3.D“.

4.4.3 HFC

HFC-Emissionen entstehen laut NIB ausschließlich im Industriesektor, und hier zu 99,5 % im CRF-Sektor „2.F. Ersatzprodukte für ozonabbauende Substanzen“, also im Wesentlichen durch Ersatzstoffe für die 1995 verbotenen FCKWs. Wiederum 90 % stammen aus der Verwendung von Kühl- und Klimaanlage (CRF-Sektor 2.F.1.). Über 98 % der HFC-Emissionen aus Kühl- und Klimaanlage werden im laufenden Betrieb freigesetzt, während auf Herstellung und Entsorgung nur jeweils 1 % entfallen. Eine Aufnahme von Kühl- und Klimaanlage in das EU-ETS würde 90 % der europäischen HFC-Emissionen regulieren.

Literaturverzeichnis

AEE (Hg.) (2017): Holzenergie in Deutschland. Status Quo und Potenziale. Unter Mitarbeit von Jörg Mühlenhoff, Ryotaro Kajimura, Nils Boenigk, Janet Witt und Thomas Horschig. Berlin (Renews Spezial, 82). Online verfügbar unter https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/2121.82_Renews_Spezial_Holzenergie_Aug2017.pdf, zuletzt geprüft am 26.10.2018.

AG Energiebilanzen e. V. (2017): Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2016. Unter Mitarbeit von Hans-Joachim Ziesing, Clemens Rohde, Heinrich Kleeberger, Lukas Hardi, Bernd Geiger, Manuel Frondel et al. Berlin (Projektnummer: 072/15). Online

verfügbar unter

https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKewilt4Gtt5ncAhXBzqQKHVz_DrcQFggxMAE&url=https%3A%2F%2Fag-energiebilanzen.de%2Findex.php%3Farticle_id%3D29%26fileName%3Dageb_-_zusammenfassender_bericht_fu____r_die_endenergiesektoren_2013_-_2016.pdf&usg=AOvVaw3Z1YWDEgVvXUL3GGBO0HXO, zuletzt geprüft am 12.07.2018.

AGFW (2017): Hauptbericht 2016. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter https://www.agfw.de/fileadmin/user_upload/Zahlen_und_Statistiken/Version_1_HB2016.pdf, zuletzt geprüft am 26.07.2018.

Agora Energiewende (Hg.) (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie. Öko-Institut e.V. Berlin. Online verfügbar unter https://www.agora-energiawende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Deutsche_Braunkohlenwirtschaft/Agora_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 26.10.2018.

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik (2017): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2016. Hintergrund. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/erneuerbare_energien_in_deutschland_daten_zur_entwicklung_im_jahr_2016.pdf, zuletzt geprüft am 05.11.2018.

ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (Hg.) (2014): BHKW-Kenndaten 2014/2015. Module, Anbieter, Kosten. Unter Mitarbeit von Carmen Klein, Kostja Rozanski, Markus Gailfuß, Jürgen Kukuk und Thomas Beck. ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. Berlin. Online verfügbar unter https://asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2014/broschueren/05_10_14_bhkw_kenndaten_leseprobe.pdf, zuletzt geprüft am 22.08.2018.

BAFA Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2018): Zulassung von KWK-Anlagen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). Anzahl der beim BAFA zugelassenen neuen, modernisierten und nachgerüsteten KWK-Anlagen nach Größenklassen und Inbetriebnahmejahren. BAFA 424. Online verfügbar unter http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:i0e-6UMZRNQJ:www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/kwk_statistik_zulassungen_2009_17.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D10+&cd=3&hl=de&ct=clnk&gl=de&client=firefox-b-ab, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Bayerische Forstverwaltung (o. J.): Forstliche Dienstleistungen. Online verfügbar unter https://www.stmelf.bayern.de/wald/waldbesitzer_portal/060422/index.php, zuletzt geprüft am 26.10.2018.

Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (o. J.): Unternehmer-Datenbank. Online verfügbar unter <http://udb.bayern.de/unternehmerliste.php>, zuletzt geprüft am 26.10.2018.

Biomassehof Achenal (2013): Handbuch der Aufbereitung biogener Brennstoffe zur Energieerzeugung. Exemplarische Ausführung am Beispiel Biomassehof Achenal. Erstellt im Rahmen des Projektes "Optimierung regionaler Kreisläufe (ORK)" Förderkennzeichen 03KB053. Grassau.

Online verfügbar unter https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/Steckbriefe/dokumente/03KB053_AP_4.2_Handbuch_zur_Biomasse_aufbereitung.pdf, zuletzt geprüft am 26.10.2018.

BLE (2017): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2016. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Hg. v. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE). Bonn. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 05.11.2018.

BMU (2015): Questionnaire on the Implementation of Directive 2003/87/EC. Unter Mitarbeit von Hanna Arnold. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin. Online verfügbar unter file:///C:/Arbeit/EU_ETSPUS/EU-Emissionen/Questionnaires2015/Deutschland.html, zuletzt geprüft am 10.10.2018.

BMWi (o.J.): Themenseite - Konventionelle Energieträger: Mineralöl und Kraftstoffe. Hg. v. BMWi. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/mineraloelversorgung.html?cms_artId=241992, zuletzt geprüft am 19.12.2017.

BMWi (Hg.) (2018): Energiedaten: Gesamtausgabe. Stand: August 2018. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt-pdf-grafiken.pdf?__blob=publicationFile&v=34, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Bruckner, G.; Strohmeier, P. (2010): Rohstoffe für Biomassefeuerungen. Infoblatt 2. Online verfügbar unter http://www.holz-von-hier.de/bioenergie/pdf/Info_Rohstoffe_komplett.pdf, zuletzt geprüft am 25.02.2019.

Bundeskartellamt (Hg.) (2011): Sektoruntersuchung Kraftstoffe. Abschlussbericht gemäß § 32e GWB - Mai 2011. Online verfügbar unter https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Kraftstoffe%20-%20Abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (Hg.) (2017): Monitoringbericht 2017. Bericht. Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 22.08.2018.

Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks (2017): Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks. Jährliche Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks. Online verfügbar unter <https://www.schornsteinfeger.de/erhebungen.aspx>, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

DBFZ (2017): Anlagenbestand Biogas und Biomethan - Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Unter Mitarbeit von Jaqueline Daniel-Gromke, Nadja Rensberg, Velina Denysenko, Marcus Trommler, Toni Reinholz, Klaus Völler et al. Leipzig (DBFZ Report, 30). Online verfügbar unter

https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_30.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

DEHSt (2017): Treibhausgasemissionen 2016. Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2016). Hg. v. Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt). Berlin. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 26.10.2018.

DEPI (o. J.): Pelletlexikon. Waldrestholz. Deutsches Pelletinstitut (DEPI). Online verfügbar unter http://www.depi.de/de/energietraeger_pellets/pelletlexikon/pelletlexikon_w/, zuletzt geprüft am 26.10.2018.

DEPV (o. J.): Was sind Pellets? Hg. v. Deutscher Energieholz- und Pelletverband (DEPV). Online verfügbar unter http://www.depv.de/de/holzpellets/was_sind_pellets/beschreibung_pellets/, zuletzt geprüft am 26.10.2018.

DEPV (2017): Verhaltene Marktentwicklung für Holzpellets 2016. Pressemitteilung. Deutscher Energieholz- und Pelletverband (DEPV). Berlin. Online verfügbar unter http://backup.depi.de/media/filebase/files/Presse/Pressemitteilungen%20DEPV/PM_DEPV_aktuelle%20Marktzahlen%2016%2017.pdf, zuletzt geprüft am 26.10.2018.

Destatis (2017): Aus- und Einfuhr (Außenhandel). Warensystematik: WA440131 Holzpellets. Online verfügbar unter https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/link/tabellen/51000*, zuletzt geprüft am 26.10.2018.

Döring, Przemko; Glasenapp, Sebastian; Mantau, Udo (2016): Energieholzverwendung in privaten Haushalten 2014. Marktvolumen und verwendete Holzsortimente. Abschlussbericht. Hg. v. Universität Hamburg. Universität Hamburg, Zentrum Holzwirtschaft, Arbeitsbereich Ökonomie der Holz- und Forstwirtschaft. Hamburg. Online verfügbar unter http://www.seemla.eu/wp-content/uploads/2016/03/Energieholzverw_Privathaushalte_2014_Mantau_Feb2016-1.pdf, zuletzt geprüft am 26.07.2018.

Europäische Union (13.10.2003): Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, RL 2003/87/EG, vom 13.10.2003. In: Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:275:0032:0046:de:PDF>, zuletzt geprüft am 11.07.2018.

Eurostat (2017a): Energy Balances. Online verfügbar unter <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances>, zuletzt geprüft am 10.10.2018.

Eurostat (2017b): Energy Balances. Online verfügbar unter <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances>, zuletzt geprüft am 10.10.2018.

Exxon Mobil (2018): Energieprognose Deutschland 2018-2040. Hamburg. Online verfügbar unter https://cdn.exxonmobil.com/~media/germany/files/energieprognose/exxonmobil_energieprognose_2018.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Fachverband Biogas (Hg.) (2018): Branchenzahlen 2017 und Prognose der Branchenentwicklung 2018. Online verfügbar unter [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/18-05-25_Biogas_Branchenzahlen-2017_Prognose-2018_end.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/18-05-25_Biogas_Branchenzahlen-2017_Prognose-2018_end.pdf), zuletzt geprüft am 05.11.2018.

Gores, Sabine; Jörß, Wolfram; Harthan, Ralph; Ziesing, Hans-Joachim; Horst, Juri (2014): KWK-Ausbau: Entwicklung, Prognose, Wirksamkeit im KWK-Gesetz unter Berücksichtigung von Emissionshandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz und anderen Instrumenten. Hg. v. Umweltbundesamt. Öko-Institut e.V. Dessau-Roßlau (Climate Change, 02/2014). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_02_2014_kwk-ausbau_entwicklung_prognose_wirksamkeit_der_anreize_im_kwk-gesetz_0.pdf, zuletzt geprüft am 26.07.2018.

ICAP (2018): EU Emissions Trading System (EU ETS). Hg. v. International Carbon Action Partnership (ICAP). International Carbon Action Partnership (ICAP). Berlin. Online verfügbar unter https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_etsmap&task=export&format=pdf&layout=list&system%5B%5D=43, zuletzt geprüft am 11.07.2018.

IMO (2018): International safety management code. With guidelines for its implementation. 2018 edition, Fifth edition. London: International Maritime Organization (IMO publication).

Mantau, Udo (2012): Holzrohstoffbilanz Deutschland. Entwicklungen und Szenarien des Holzaufkommens und der Holzverwendung von 1987 bis 2015. Informationssysteme für Rohstoffe; Universität Hamburg, Zentrum Holzwirtschaft, Arbeitsbereich Ökonomie der Holz- und Forstwirtschaft. Hamburg. Online verfügbar unter https://literatur.thuenen.de/digbib_extern/dn051281.pdf, zuletzt geprüft am 26.10.2018.

Mantau, Udo; Möller, Birger; Jochem, Dominik (2012): Standorte der Holzwirtschaft - Holzrohstoffmonitoring. Die energetische Nutzung von Holz in Biomasseanlagen unter 1 MW in Nichthaushalten im Jahr 2010. Universität Hamburg, Zentrum Holzwirtschaft, Arbeitsbereich Ökonomie der Holz- und Forstwirtschaft. Hamburg. Online verfügbar unter https://www.saegeindustrie.de/tmp_uploads/04_holzrohstoffmonitoring_bma_unter_1_mw.pdf, zuletzt geprüft am 26.10.2018.

MWV Mineralölwirtschaftsverband e. V. (Hg.) (2017): Jahresbericht 2017. MWV Mineralölwirtschaftsverband e. V. Berlin. Online verfügbar unter https://www.mwv.de/wp-content/uploads/2017/09/170918_Mineraloelwirtschaftsverband_Jahresbericht-2017.pdf, zuletzt geprüft am 22.08.2018.

Reiber, Oliver (2009): Wettbewerbsverhalten der deutschen Mineralölindustrie im Kraftstoffeinzelnhandel, insbesondere Preisverhalten. Zur Bestimmung von Kollusion und kollektiver Marktbeherrschung im Kartellrecht. Zugl.: München, Univ. der Bundeswehr, Diss., 2008. Frankfurt am Main: Lang (Wettbewerbsrechtliche Studien, Bd. 7). Online verfügbar unter www.gbv.de/dms/zbw/605221510.pdf.

Statista (2017): Inlandsabsatz von Ottokraftstoff seit 1950. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/2625/umfrage/inlandsabsatz-von-ottokraftstoff-seit-1950/>, zuletzt geprüft am 19.12.2017.

Umweltbundesamt (Hg.) (2014a): Ausweitung des Emissionshandels auf Kleinemittenten im Gebäude- und Verkehrssektor. Gestaltung und Konzepte für einen Policy mix. Unter Mitarbeit von Hauke Hermann, Johanna Cludius, Hannah Förster, Felix Christian Matthes, Katja Schumacher, Georg Buchholz et al. Öko-Institut e.V.; GGSC; FH-ISI. Dessau-Roßlau (Climate Change, 03/2014). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_03_2014_komplett_27.3.14.pdf, zuletzt geprüft am 23.10.2018.

Umweltbundesamt (Hg.) (2014b): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013. Unter Mitarbeit von Michael Memmler, Ludger Schrempf, Sebastian Hermann, Sven Schneider, Jeannette Pabst und Marion Dreher. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Climate Change, 29/2014). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_29_2014_schrempf_komplett_10.11.2014.pdf, zuletzt geprüft am 12.07.2018.

Umweltbundesamt (Hg.) (2014c): Energie aus Wasserkraft. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/energie-aus-wasserkraft#textpart-1>, zuletzt geprüft am 05.11.2018.

Umweltbundesamt (Hg.) (2017): Endenergieverbrauch 2016 nach Sektoren und Energieträgern. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/4_abb_eev-sektoren-et_2018-02-14.pdf, zuletzt aktualisiert am 09/2017, zuletzt geprüft am 23.10.2018.

UNFCCC (2017a): National Inventory Submissions 2017: EU28. United Nations Framework Convention on Climate Change. Online verfügbar unter http://unfccc.int/national_reports/annex_i_THG_inventories/national_inventories_submissions/items/10116.php, zuletzt geprüft am 10.10.2018.

UNFCCC (2017b): National Inventory Submissions 2017: EU28. UNFCCC. Online verfügbar unter http://unfccc.int/national_reports/annex_i_THG_inventories/national_inventories_submissions/items/10116.php, zuletzt geprüft am 10.10.2018.

UNFCCC (2017c): National Inventory Submissions 2017: Germany. United Nations Framework Convention on Climate Change. Online verfügbar unter http://unfccc.int/national_reports/annex_i_THG_inventories/national_inventories_submissions/items/10116.php, zuletzt geprüft am 10.10.2018.

Weimar, Holger (2016): Holzbilanzen 2013 bis 2015 für die Bundesrepublik Deutschland. Thünen Working Paper 57. Thünen-Institut. Hamburg. Online verfügbar unter https://www.thuenen.de/media/institute/wf/HM_div._Statistik_Dateien/Dateien_-_Bilanzen_-_Tabellen/Bilanzen/Holzbilanzen/Holzbilanzen_2013_bis_2015_fu__r_die_Bundesrepublik_Deutschland.pdf, zuletzt geprüft am 26.10.2018.

Weimar, Holger; Döring, Przemko; Mantau, Udo (2012): Standorte der Holzwirtschaft - Holzrohstoffmonitoring. Einsatz von Holz in Biomasse-Großfeuerungsanlagen 2011. Abschlussbericht. Universität Hamburg, Zentrum Holzwirtschaft, Arbeitsbereich Ökonomie der Holz- und Forstwirtschaft. Hamburg. Online verfügbar unter https://literatur.thuenen.de/digbib_extern/dn051277.pdf, zuletzt geprüft am 26.10.2018.

5. Rechtliche Rahmenbedingungen und Ausmaß der in Importen enthaltenen THG-Emissionen

Die EU ist stark in die globale Weltwirtschaft integriert. Auch wenn der Handel zwischen den Mitgliedsstaaten weitaus intensiver ist als der mit den Nicht-EU-Mitgliedern, so werden, gemessen am Bruttoinlandsprodukt der EU, über 11 % der Güter und Dienstleistungen von außerhalb der EU bezogen. Diese Importe stehen im Wettbewerb mit in der EU produzierten Gütern und Dienstleistungen, sodass eine Belastung der innereuropäischen Produktion mit den Preisen der in ihr enthaltenen THG-Emissionen deren Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigen könnte. Solange im Rest der Welt weniger stringente Klimaschutzmaßnahmen ergriffen werden, würden auch durch diese Wettbewerbseffekte emissionsintensive Produktionsaktivitäten in das Ausland verlagert und dort zu erhöhten Emissionen führen, dem sogenannten *Carbon Leakage*. Damit würden zusätzliche Ineffizienzen in den Volkswirtschaften entstehen.

Maßnahmen, die diese Verzerrungen reduzieren sollen, müssen unilateral in die Handelsbeziehungen eingreifen, soweit dies nicht im Rahmen eines internationalen Abkommens oder mittels bilateraler Vereinbarungen geschieht. Solche Eingriffe müssen kompatibel mit dem Welthandelsrecht der Welthandelsorganisation (engl. *World Trade Organization*, WTO) sein. Diese Rahmenbedingungen werden in Kapitel 5.1 diskutiert. Inwieweit ein ETSPLUS über die heutigen Maßnahmen hinausgehen muss, hängt von dem heutigen Regelwerk und dem Ausmaß der schon heute erfassten Importe ab. Diese Aspekte werden in Kapitel 5.2 dargestellt. Schließlich gibt Kapitel 5.3 einen Überblick über die in den Importen der EU, bzw. Deutschlands, enthaltenen THG-Emissionen.

5.1 WTO-Regelungen

Herausforderungen eines ETSPLUS können in rechtlicher Hinsicht auch bei der handelsrechtskonformen Ausgestaltung entstehen. Beim Entwurf eines ETSPLUS tritt mit der Einbeziehung der gesamten Wertschöpfungskette ein neuer Außenbezug hinzu. Nicht mehr nur das Unionsgebiet, sondern auch das Nicht-EU-Ausland ist im Rahmen von Handelsbeziehungen betroffen, denn die Erfassung der gesamten Wertschöpfungskette würde über den THG-Fußabdruck der gehandelten und eingeführten Waren auch die ausländischen Produktionsschritte einbeziehen. Dieser extraterritoriale Bezug eröffnet den Maßstab des Welthandelsrechts für den Umgang mit Importwaren und birgt eine gewisse Prädisposition für WTO-Regelverstöße. Anteil an dieser Prädisposition hat unter anderem, dass eine Zertifikatpflicht in einem ETSPLUS eher an Produktionsweisen als an der Ware selbst anknüpft. Das Anknüpfen an Gefahren durch Produktionsweisen statt an Gefahren durch das Produkt selbst wird aus welthandelsrechtlicher Perspektive grundsätzlich als kritische Gestaltung gesehen. Das bedeutet allerdings keinesfalls, dass die Einbeziehung von Importen in den Emissionshandel nicht handelsrechtskonform geschehen kann. Im Folgenden wird dargestellt, wie die hier vorgeschlagenen Optionen sich so gestalten lassen, dass sie WTO-konform sind oder jedenfalls nur ein begrenztes und hinnehmbares Risiko der Beanstandung in einem etwaigen WTO-Streitbelegungsverfahren nach sich ziehen.

Der gegenwärtige Rechtsrahmen des EU-ETS kennt bisher keine speziell auf Importe bezogenen Regelungen, steht der Schaffung solcher allerdings offen gegenüber.¹ Dass die EU davon abgesehen hat, mag auch damit zusammenhängen, dass die WTO-Konformität sich nur schwer eindeutig klären lässt. Dies liegt einerseits daran, dass es für die Beurteilung sehr auf Einzelheiten der Gestaltung von Maßnahmen ankommt. Andererseits ergeben sich Schwierigkeiten aber auch daraus, dass die hier in Rede stehenden Normen der WTO sehr allgemein gehalten sind und ihre Interpretation über einzelne Entscheidungen im Streitschlichtungsverfahren und eine rege Diskussion in der Literatur hinaus kaum sichere Anhaltspunkte hat. Insofern ist darauf hinzuweisen, dass die politischen Institutionen der WTO bisher keine weitergehenden Stellungnahmen abgegeben haben und auch nicht auszuschließen ist, dass eine gewisse Zurückhaltung besteht, entsprechende Fälle vor die Streitschlichtung zu bringen und so eine endgültige Klärung herbeizuführen.

Erprobt wurde die Einbeziehung von Importprodukten bisher lediglich beim Nachweis des Treibhausgaseinsparungspotenzials von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Richtlinie 2009/28/EG), wo die Anforderungen für die Anrechnung auf die Quote überwiegend als handelsrechtskonform gesehen wird.

Das umfangreiche Regelwerk der WTO hat seine eigene Systematik, sodass eine Beurteilung der Konformität von Optionen für die Umsetzung eines ETSPLUS zunächst eine Systematisierung der in Rede stehenden Maßnahmen erfordert, um die anzuwendenden Normen bestimmen zu können. Diese werden in Kapitel 7.3 vorgenommen. Auf dieser Grundlage lassen sich dann aber einige übergreifende Maßstäbe und Kriterien benennen und diskutieren, die für die WTO-Konformität zentrale Bedeutung haben.

5.2 Heutige Behandlung von Importen

Das heutige EU-ETS bezieht sich auf Anlagen, die THG emittieren, aber nicht auf Güter, deren Produktion Emissionen verursacht hat. Deshalb werden Importe derzeit nicht im EU-ETS erfasst. Allerdings wird der Tatsache Rechnung getragen, dass Importe gegenüber Produkten, die innerhalb der EU hergestellt werden, möglicherweise einen Wettbewerbsnachteil erfahren, weil die bei der Produktion entstehenden Emissionen innerhalb der EU mit den Zertifikatpreisen belastet sind, während Importe diesen Kostennachteil nicht besitzen (siehe auch Kapitel 3). Deshalb wird bei der Zuteilung der Zertifikate unterschieden zwischen Anlagen in Wirtschaftssektoren, die stark im internationalen Wettbewerb stehen, und allen anderen Anlagen. Die Wirtschaftsaktivitäten mit starker internationaler Konkurrenz werden in der sogenannten *Carbon Leakage* Liste erfasst.

¹ Die Möglichkeit von handelsrelevanten Maßnahmen wird in der Richtlinie 2009/29/EG in Betracht gezogen: "An effective carbon equalization system could be introduced with a view to putting installations from the Community which are at significant risk of carbon leakage and those from third countries on a comparable footing. Such a system could apply requirements to importers that would be no less favourable than those applicable to installations within the Community, for example by requiring the surrender of allowances." (Erwägungsgrund 25).

5.2.1 Carbon Leakage Liste

Eine kostenlose Zuteilung² von Zertifikaten erfahren zertifikatpflichtige Anlagen in Wirtschaftssektoren, die in der *Carbon Leakage* Liste (Europäische Kommission 2014) enthalten sind. Diese wird auf der Basis der Regeln der Richtlinie zur Einführung des EU-ETS (Europäische Kommission 13.10.2003) in regelmäßigen Abständen erstellt. Die aktuelle *Carbon Leakage* Liste gilt für den Zeitraum 2015 bis 2019. Kriterien für eine Aufnahme auf die *Carbon Leakage* Liste sind die Gefahr des Verlustes der Wettbewerbsfähigkeit innereuropäischer Produktion und, daraus folgend, eine Verlagerung von möglicherweise höheren Emissionen von THG in Drittstaaten, dem *Carbon Leakage*.

Eine Wirtschaftsaktivität wird in die *Carbon Leakage* Liste aufgenommen, wenn sie gemäß Richtlinie 2003/87/EG §10a folgende Kriterien erfüllt:

„(15) Es wird angenommen, dass ein Sektor bzw. Teilsektor einem erheblichen Risiko einer Verlagerung von CO₂-Emissionen ausgesetzt ist, wenn

a) die Summe der durch die Durchführung dieser Richtlinie verursachten direkten und indirekten zusätzlichen Kosten einen erheblichen Anstieg der Produktionskosten, gemessen in Prozenten der Bruttowertschöpfung, um mindestens 5 % bewirken würde und

b) die Intensität des Handels mit Drittstaaten, definiert als das Verhältnis des Gesamtwerts der Ausfuhren in Drittstaaten zuzüglich des Wertes der Einfuhren aus Drittstaaten zur Gesamtgröße des Gemeinschaftsmarktes (jährlicher Umsatz plus Gesamteinfuhren), 10 % übersteigt.

(16) Ungeachtet des Absatzes 15 wird auch angenommen, dass ein Sektor bzw. Teilsektor einem erheblichen Risiko einer Verlagerung von CO₂-Emissionen ausgesetzt ist, wenn

a) die Summe der durch die Durchführung dieser Richtlinie verursachten direkten und indirekten zusätzlichen Kosten einen besonders hohen Anstieg der Produktionskosten, gemessen in Prozenten der Bruttowertschöpfung, um mindestens 30 % bewirken würde oder

b) die Intensität des Handels mit Drittstaaten, definiert als das Verhältnis des Gesamtwerts der Ausfuhren in Drittstaaten zuzüglich des Wertes der Einfuhren aus Drittstaaten zur Gesamtgröße des Gemeinschaftsmarktes (jährlicher Umsatz plus Gesamteinfuhren), 30 % übersteigt“ (Europäische Kommission 2014).

Darüber hinaus wird berücksichtigt, ob die Exportländer der Güter auf der *Carbon Leakage* Liste der EU Klimapolitik vergleichbare Maßnahmen ergriffen haben, beziehungsweise, ob die CO₂-Effizienz der Anlagen denen der in der EU vorhandenen Anlagen vergleichbar ist.

5.2.2 Umfang der freien Allokation von Emissionsrechten

Die aktuelle *Carbon Leakage* Liste umfasst eine Vielzahl von Gütergruppen. In der 4-stelligen Klassifikation von Eurostat (NACE) sind 153 Sektoren erfasst. Der Umfang der dabei erfassten

² Die kostenlose Zuteilung erfolgt auf Basis der sog. *Benchmarks*: Die Emissionen, die bei den emissionsärmsten 10 % aller Anlagen im entsprechenden Sektor anfallen, werden allen Anlagen des Sektors kostenlos zugeteilt. Für darüber hinausgehende Emissionen müssen Zertifikate gekauft werden (vgl. Kapitel 3.2.3.).

Importe wird leichter sichtbar, wenn die Liste auf die zwei-stellige NACE-Klassifikation aggregiert wird. In Abbildung 5.1 sind die 153 NACE-4 Sektoren aggregiert und die Anteile der Produktion der verschiedenen Sektoren der auf der *Carbon Leakage* Liste erfassten Produkte dargestellt. Es zeigt sich, dass neben den Produzenten von Öl, Kohle und Erdgas auch die Textilindustrie sowie praktisch der gesamte Maschinenbau und die Elektrotechnische Industrie eine freie Zuteilung ihrer Emissionsrechte für ihre zertifikatpflichtigen Anlagen erhalten. Die Mehrzahl der Industriesektoren wird also gegenwärtig nicht mit den Kosten ihrer Emissionen belastet. Insbesondere die großen Sektoren wie Chemie, Maschinenbau und Elektrotechnik werden durch die freie Zuteilung von Emissionsrechten geschützt.

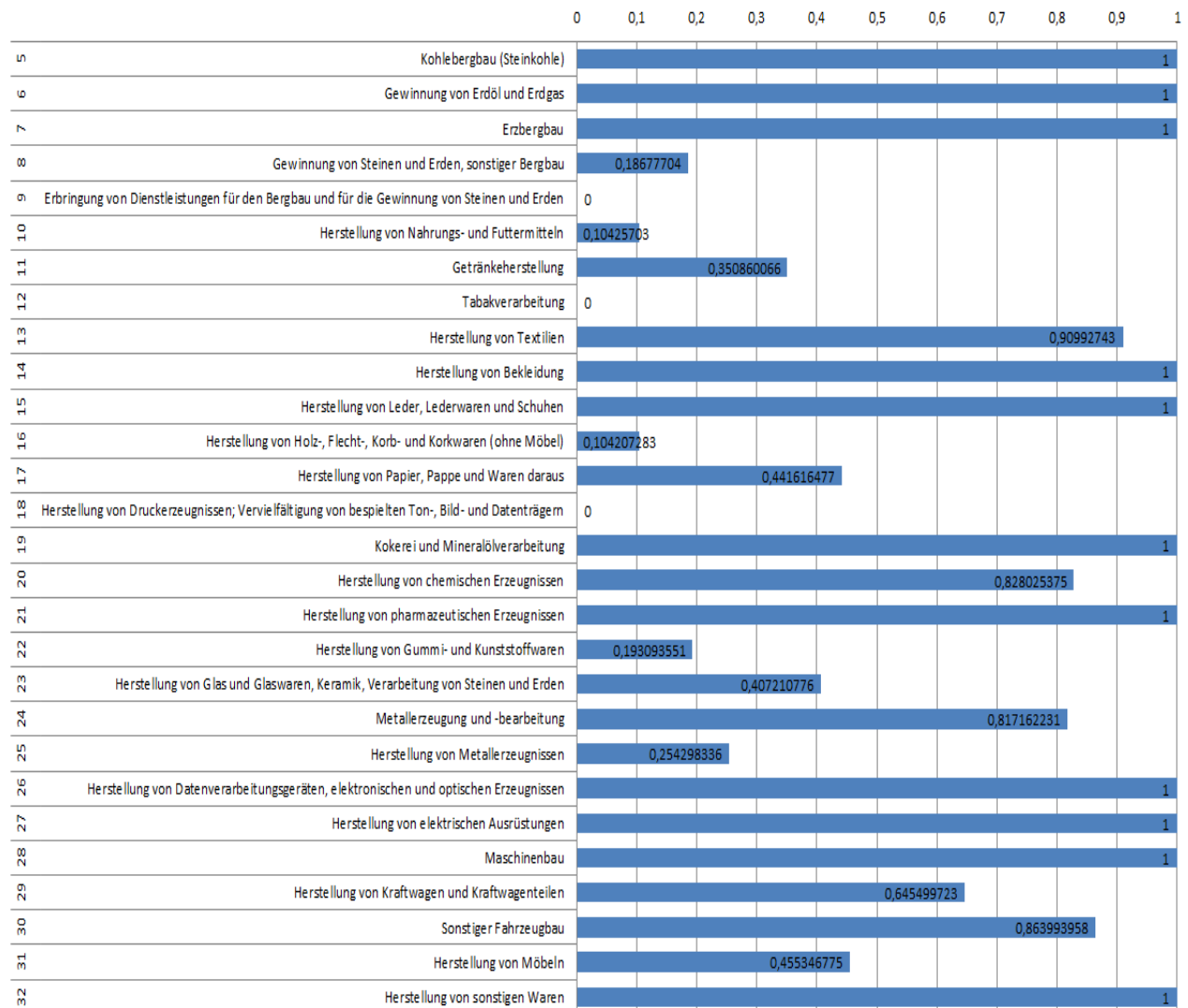


Abbildung 5.1: Wertmäßiger Anteil der Produktion der Sektoren in der EU, die in der Carbon Leakage Liste erfasst sind.

Quelle: eigene Berechnungen nach Eurostat (2018).

Auch ein Blick auf den Anteil der Importe der EU in Sektoren, die von der *Carbon Leakage* Liste erfasst werden, zeigt, dass mit wenigen Ausnahmen die Emissionen aus großen Feuerungsanlagen für praktisch alle Güter, deren innereuropäische Produktion mit Importen konkurriert, von der Ersteuerung von Emissionsrechten größtenteils befreit sind (vgl. Abbildung 5.2). Damit sind in den von Eurostat ausgewiesenen NACE-Gruppen über 80 % aller Importe von Gütern des verarbeitenden

Gewerbes in die *Carbon Leakage* Liste aufgenommen. Die EU sieht demnach nahezu alle Importe aus Nicht-EU-Ländern als wettbewerbsgefährdend für die innereuropäischen Hersteller an, solange diese nicht mit den in der EU geltenden CO₂-Preisen belastet werden.



Abbildung 5.2: Wertmäßiger Anteil der Importe der EU aus Nicht-EU-Mitgliedsstaaten an den Gesamtimporten der jeweiligen Sektoren, die in der Carbon Leakage Liste erfasst sind.

Quelle: eigene Berechnungen nach Eurostat (2018).

5.2.3 Importe und Wettbewerbsfähigkeit

Importe von Produkten aus Ländern mit weniger strikten Standards bezüglich ihrer THG-Emissionen können die Wettbewerbsfähigkeit heimischer Produkte verringern und gleichzeitig zu *Carbon Leakage* führen. Die *Carbon Leakage* Liste der Europäischen Kommission wird bestimmt durch die Zusatzkosten, die durch das EU-ETS für europäische Produzenten verursacht werden, sowie durch das Ausmaß der internationalen Verflechtung der Märkte der verschiedenen Güter. Die oben gezeigte Abdeckung der *Carbon Leakage* Liste auf die Mehrzahl aller Importe gibt einen Eindruck über die Einschätzung der EU-Kommission zur Gefahr von *Carbon Leakage* und einem Verlust der Wettbewerbsfähigkeit europäischer Produzenten.

Dabei wird der Einfluss von Wertschöpfungsketten nur partiell berücksichtigt, weil zunächst nur die direkten Emissionen in die Kostenberechnung eingehen. Darüber hinaus können „indirekte Emissionen“ berücksichtigt werden, z.B. die zusätzlichen Kosten von durch das EU-ETS erhöhten Strompreisen für Unternehmen. Allerdings ist eine vollständige Erfassung von Wertschöpfungsketten bei der Bestimmung der Wirtschaftssektoren, die auf die *Carbon Leakage* Liste kommen, nicht vorgesehen.

Die Entscheidung, ob ein Wirtschaftssektor auf die *Carbon Leakage* Liste kommt, hängt weniger von den Wettbewerbsbedingungen auf den internationalen Märkten ab, als von dem Ausmaß der Handelsverflechtungen sowie den Kosten des Emissionshandelssystems für die verschiedenen Wirtschaftssektoren. Dabei sind homogene Produkte wie Rohstoffe mineralischer oder agrarischer Art einem stärkeren Preiswettbewerb ausgesetzt als Produkte aus Sektoren, die eine große Differenzierung aufweisen, wie z.B. der Maschinenbau oder die Automobilindustrie. Das Risiko für *Carbon Leakage* ist also bei homogenen Produkten und bei Gütern mit einem hohen Energiekostenanteil größer als bei anderen. Das Ausmaß der Handelsverflechtung hat dagegen einen eher geringen Einfluss.

5.3 Virtuelle Importe und Exporte von CO₂

Für den Wettbewerbseffekt von Importen, bei deren Produktion keine oder geringere Emissionskosten durch eine CO₂-Steuer oder durch ein Emissionshandelssystem anfallen, sind die Emissionen entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu berücksichtigen. Mit Hilfe von Input-Output-Matrizen einer Volkswirtschaft können diese Emissionen berechnet werden. Dies kann sowohl für die Exporte als auch für die Importe geschehen.³ Damit können aus Importen und Exporten die „virtuellen CO₂-Im- und Exporte“ berechnet werden. Diese geben einen Eindruck davon, um welches Ausmaß an Emissionen es sich bei dem internationalen Austausch von Gütern tatsächlich handelt.

Im internationalen Vergleich ist die EU der zweitgrößte Importeur von virtuellem CO₂ nach den USA; China der größte Exporteur. Dies verdeutlicht die Spezialisierung der Länder auf emissionsreiche oder emissionsarme Produkte im internationalen Handel. Im Prinzip sind die reichen Industrieländer virtuelle Importeure und die restlichen Länder virtuelle Exporteure von Treibhausgasen. Abbildung 5.3 zeigt den Einfluss des internationalen Handels auf die CO₂-Emissionen einzelner Länder. Sie zeigt, um wieviel Prozent die innerhalb eines Landes erzeugten CO₂-Emissionen erhöht beziehungsweise gesenkt werden, wenn die in Importen und Exporten enthaltenen Emissionen mit berücksichtigt werden. Durch die Berücksichtigung des Außenhandels wird berechnet, wie groß die durch den Konsum von Gütern und Dienstleistungen in einem Land verursachten CO₂-Emissionen sind. Sie werden deshalb auch konsum-basierte Emissionen genannt.

Abbildung 5.3 verdeutlicht, dass die EU die höchste Differenz zwischen produktions- und konsum-basierten CO₂-Emissionen hat, und dass die USA mengenmäßig die meisten CO₂-Emissionen importieren. Die größten Exporteure von virtuellem CO₂ sind China und Russland einschließlich seiner Nachbarstaaten. Die Differenz zwischen Emissionen in der Produktion und Emissionen im Konsum ist in diesen Ländergruppen ebenfalls am höchsten. Praktisch bedeutet das, dass z.B. die Konsumenten der EU über 20 % mehr CO₂-Emissionen verursachen als in der Produktion innerhalb der EU anfallen.

³ Die folgenden Tabellen wurden mit Hilfe des GTAP-Datensatzes (Peters 2016) berechnet, der für alle Länder und 56 Wirtschaftssektoren die Input-Output-Tabellen sowie alle bilateralen Handelsströme enthält.

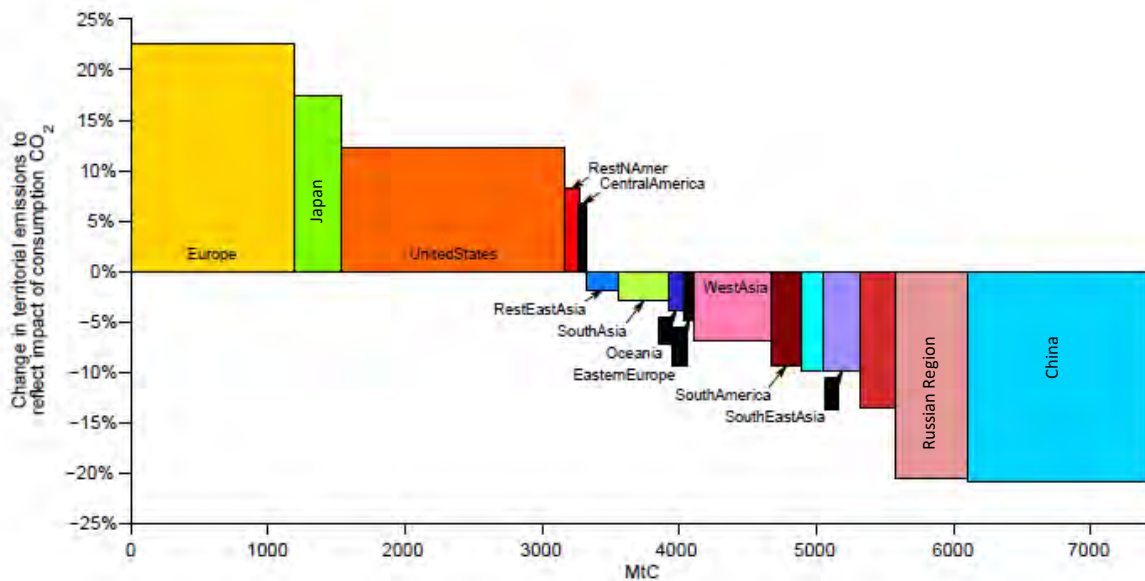


Abbildung 5.3: Produktions- und konsumbasierte CO₂-Emissionen nach Ländern.

Prozentuale Differenz zwischen bei der Produktion verursachten Emissionen und den bei dem Konsum entlang der Wertschöpfungskette entstandenen Emissionen

Quelle: Peters et al. (2016).

Abbildung 5.4 zeigt die Zusammensetzung der virtuellen CO₂-Importe der EU nach den wichtigsten Güter- und Dienstleistungssektoren. Insgesamt werden etwa 1600 Mio Tonnen CO₂ in Gütern und Dienstleistungen importiert. Angesichts der CO₂-Emissionen der EU in Höhe von etwa 3500 Mio Tonnen ist dies eine beträchtliche Summe. Dabei sind die meisten CO₂-Importe in Industriegütern enthalten, unter denen wiederum Produkte der chemischen Industrie sowie des Maschinenbaus dominieren. Dies bedeutet, dass ein großer Teil der CO₂-Importe in Gütern enthalten sind, die eine sehr heterogene Struktur und damit auch sehr unterschiedliche CO₂-Gehalte besitzen. Dies wird bei der Berücksichtigung der CO₂-Emissionen von Importen in Kapitel 7 eine wichtige Rolle spielen.

Die Einflussfaktoren auf die Handelsstruktur von virtuellen CO₂-Emissionen sind vielfältig. Neben den Unterschieden im CO₂-Gehalt von Importen und Exporten ist die Größe eines Sektors von Bedeutung, ebenso wie die Handelsbilanz der verschiedenen Sektoren. So hat der Automobilsektor einen sehr großen Exportüberschuss und wird dadurch zum Nettoexporteur von CO₂-Emissionen, genauso wie Erdöl einen großen Importüberschuss hat. Das sagt jedoch noch nicht direkt etwas über die Wettbewerbssituation aus, die durch unterschiedliche Bepreisungen von CO₂ innerhalb der EU und den verschiedenen Exportländern entstehen.

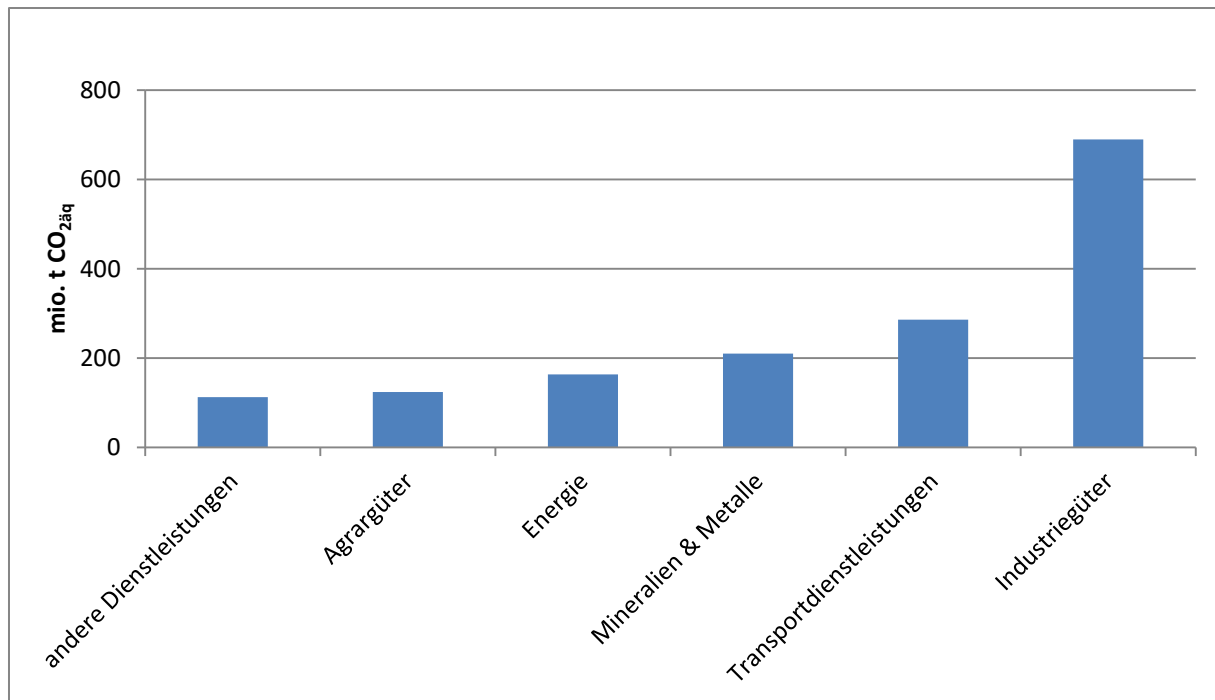


Abbildung 5.4: Virtuelle Importe der EU von CO₂-Emissionen aus Nicht-EU-Staaten in mio. t CO₂äq.
Quelle: eigenen Berechnungen auf Basis von Peters (2016).

5.3.1 Importintensitäten

Für die Beurteilung des Einflusses von virtuellen CO₂-Importen auf die Wettbewerbsfähigkeit einzelner Sektoren ist es deshalb informativer die Import- und Exportintensitäten zu betrachten. Die Handelsintensitäten stellen die im Güterhandel enthaltenen CO₂-Emissionen pro Werteinheit dar. Abbildung 5.5 stellt die Import- und Exportintensitäten Deutschlands für Güter dar, die von außerhalb der EU importiert beziehungsweise in nicht-EU-Staaten exportiert werden. Der Handel innerhalb der EU ist nicht berücksichtigt, da dort alle Wirtschaftsaktivitäten in gleicher Weise dem EU-ETS unterworfen sind und auch die Nicht-ETS-Emissionen ähnlichen Regulierungen unterliegen.

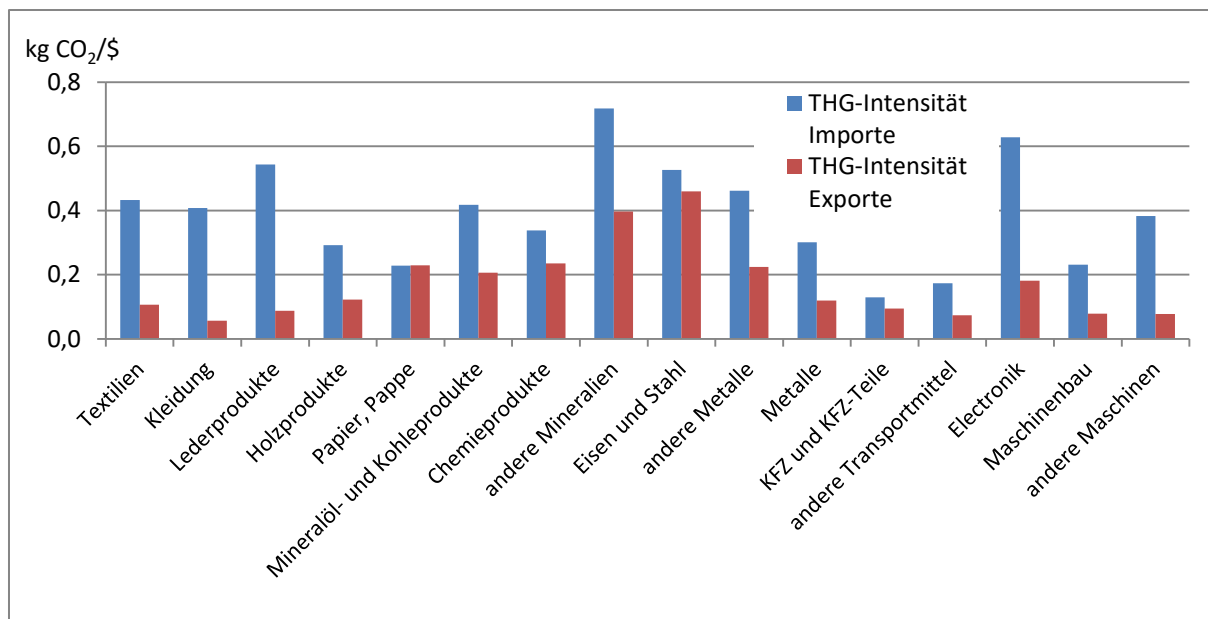


Abbildung 5.5: CO₂-Intensitäten Deutschlands Importen und Exporten in und aus außereuropäischen Staaten (2011, in kg CO_{2äq} pro \$).

Quelle: eigene Berechnung basierend auf Peters (2016).

Entscheidend für den Einfluss von Importen auf die Wettbewerbsfähigkeit ist der Gehalt von CO₂-Emissionen der importierten Güter relativ zum Gehalt der im Inland produzierten Güter. Abbildung 5.6 zeigt das Verhältnis der Importintensitäten der deutschen Importe aus nicht-EU-Staaten relativ zu den CO₂-Intensitäten der in Deutschland produzierten Güter und Dienstleistungen. Werte über 1 zeigen an, dass die Importe Deutschlands aus Nicht-EU-Staaten mehr CO₂ enthalten als die deutschen Produkte. Große Unterschiede in den Intensitäten zeigen sich Bekleidung („Textiles“, „Wool“, „Wearing apparel“, „Leather products“). Die anderen Gütergruppen mit einem hohen CO₂-Gehalt umfassen viele Dienstleistungen wie Bau („Construction“), Handel („Trade“) und Tourismus („Recreation and other services“). Die verbleibenden Güter mit einem mindestens doppelt so hohem CO₂-Gehalt der Importe beziehen sich auf mineralische Rohstoffe und Rohmetalle („Minerals nec“) sowie auf verarbeitete Metalle wie Stahl, Aluminium etc. („Metal products“). Auch hier zeigt sich, dass die großen Unterschiede in der Emissionsintensität von heimisch produzierten und aus nicht-EU Ländern importierten Produkten bei Gütergruppen vorliegen, die eine große Diversität in vielen Untergruppen aufweisen.

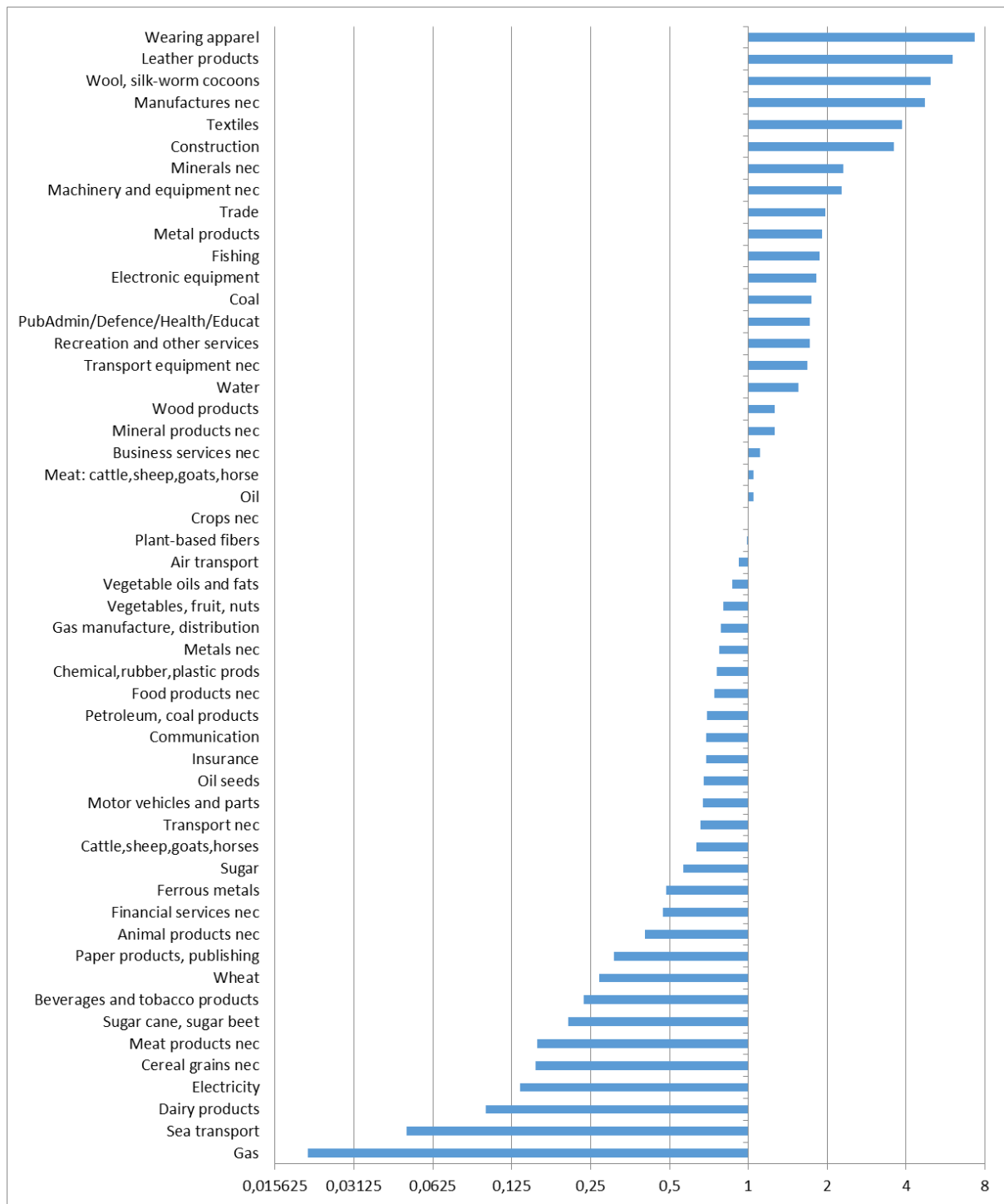


Abbildung 5.6: Verhältnis von CO₂-Intensitäten der deutschen Importe zu Intensitäten aus deutscher Produktion⁴.

Quelle: eigene Berechnung basierend auf Peters (2016).

5.3.2 Klimapolitische Instrumente in Exportländern

Die Frage, inwieweit die THG-Emissionen, die in importierten Produkten enthalten sind, im Emissionshandel erfasst werden müssen, hängt davon ab, inwieweit diese Emissionen schon im

⁴ Sehr kleine Gütergruppen wie Reis, Reisprodukte, Rohmilch etc. werden nicht gezeigt.

Exportland entsprechend reguliert worden sind. Das kann entweder durch ein Preisinstrument wie eine Kohlenstoffsteuer bzw. durch ein Emissionshandelssystem geschehen, oder durch regulatorische Maßnahmen, welche die THG-Intensität entsprechend reduzieren. Eine Übersicht über die aktuellen Maßnahmen zur Bepreisung von THG-Emissionen in den verschiedenen Ländern der Welt gibt der Bericht der Weltbank zu „*State and Trends of Carbon Pricing – 2018*“ (World Bank Group und Ecofys 2018). Demnach gibt es aktuell 47 Maßnahmen, die allerdings nur knapp 15 % der globalen THG-Emissionen erfassen. Falls China sein nationales Emissionshandelssystem im Jahr 2020 einführt, würden über 20 % der globalen Emissionen erfasst. Im Rahmen der Berichterstattung der Klimaschutzpläne für das Pariser Abkommen haben 88 Länder, die für 56 % der THG-Emissionen verantwortlich sind, angegeben, dass sie Preise für THG-Emissionen einführen wollen.

Die Höhe der Zertifikatpreise bzw. der CO₂-Steuern ist in den letzten Jahren angestiegen. Allerdings liegen die heutigen Preise in Ländern außerhalb der EU in der Regel unter den gegenwärtigen Preisen des EU-ETS.

Literaturverzeichnis

Europäische Kommission (13.10.2003): Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. RL 2003/87/EG. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 275), S. 32–46. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02003L0087-20140430>, zuletzt geprüft am 14.11.2018.

Europäische Kommission (2014): Beschluss der Kommission vom 27. Oktober 2014 zur Festlegung eines Verzeichnisses der Sektoren und Teilsektoren, von denen angenommen wird, dass sie im Zeitraum 2015-2019 einem erheblichen Risiko einer Verlagerung von CO₂-Emissionen ausgesetzt sind, gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates. Bekannt gegeben unter Aktenzeichen C(2014) 7809. 2014/746/EU. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014D0746&from=EN>, zuletzt geprüft am 14.11.2018.

Eurostat (2018): Handel nach NACE Rev. 2 Art der Tätigkeit. Online verfügbar unter <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>, zuletzt aktualisiert am 24.08.2018, zuletzt geprüft am 14.11.2018.

Herdegen, Matthias (2017): Internationales Wirtschaftsrecht. Ein Studienbuch. 11., überarbeitete und erweiterte Auflage. München: Beck (Kurzlehrbücher für das juristische Studium).

Holzer, Kateryna (2014): Carbon-related border adjustment and WTO law. Cheltenham: Edward Elgar.

Holzer, Kateryna (2016): WTO law issues of emissions trading. National Centre of Competence in Research on Trade Regulation, World Trade Institute of the University of Bern (NCCR Trade Working Paper, 2016/1). Online verfügbar unter https://www.wti.org/media/filer_public/6e/88/6e884b29-f5e2-4a25-85a6-a6edb5c25ed9/working_paper_short_version.pdf, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

Howse, Robert; van Bork, Petrus (2006): WTO Disciplines and Biofuels: Opportunities and Constraints in the Creation of a Global Marketplace. International Food & Agricultural Trade Policy Council (IPC Discussion Paper). Online verfügbar unter http://www.agritrade.org/Publications/DiscussionPapers/WTO_Disciplines_Biofuels.pdf, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

Parker, Larry; Grimmett, Jeanne J. (2010): Climate Change: EU and Proposed U.S. Approaches to Carbon Leakage and WTO Implications. Congressional Research Service (CRS Reports for Congress, R40914). Online verfügbar unter <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc503510/>, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

Pauwelyn, Joost (2013): Carbon leakage measures and border tax adjustments under WTO law. In: Geert van Calster und Marie Denise Prévost (Hg.): Research handbook on environment, health and the WTO. Cheltenham: Edward Elgar (Research handbooks on the WTO), S. 448–506.

Peters, G. P.; Davis, S. J.; Andrew, R. (2012): A synthesis of carbon in international trade. In: *Biogeosciences* 9 (8), S. 3247–3276. DOI: 10.5194/bg-9-3247-2012.

Peters, J. C. (2016): The GTAP-power data base: disaggregating the electricity sector in the GTAP data base. In: *Journal of Global Economic Analysis* 1 (1), S. 209–250, zuletzt geprüft am 30.01.2019.

Pirlot, Alice (2017): Environmental border tax adjustments and international trade law. Fostering environmental protection. Cheltenham, UK: Edward Elgar Publishing (New horizons in environmental and energy law series).

Rubini, Luca; Jegou, Ingrid (2012): Who'll Stop the Rain? Allocating Emissions Allowances for Free: Environmental Policy, Economics, and WTO Subsidy Law. In: *Transnational Environmental Law (TEL)* 1 (02), S. 325–354. DOI: 10.1017/S2047102512000143.

Trachtman, Joel P. (2016): WTO Law Constraints on Border Tax Adjustment and Tax Credit Mechanisms to Reduce the Competitive Effects of Carbon Taxes. Resources for the Future (Discussion Paper, 16-03). Online verfügbar unter <http://www.rff.org/files/document/file/RFF-DP-16-03.pdf>, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

Umweltbundesamt (Hg.) (2008): Grenzsteuerausgleich für Mehrkosten infolge nationaler/europäischer Umweltschutzinstrumente – Gestaltungsmöglichkeiten und WTOrechtliche Zulässigkeit (Climate Change, 05/2008). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/grenzsteuerausgleich-fuer-mehrkosten-infolge>, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

Vranes, Erich (2016): Carbon taxes, PPMs and the GATT. In: Panagiotis Delimatsis (Hg.): Research handbook on climate change and trade law. Northampton, MA: Edward Elgar Pub (Research handbooks in climate law), S. 77–108.

World Bank Group; Ecofys (2018): State and Trends of Carbon Pricing 2018. Unter Mitarbeit von Céline Ramstein, Radhika Goyal, Steven Gray, Angela Churie Kallhauge, Long Lam, Noémie Klein et al. Hg. v. World Bank Group. Washington DC. Online verfügbar unter <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/29687/9781464812927.pdf?sequence=5&isAllowed=y>, zuletzt geprüft am 14.11.2018.

6. Optionen für die Integration von THG-Emissionen in ein ETSPLUS

6.1 Vorbemerkungen

Im Folgenden werden verschiedene Optionen für die Umsetzung eines ETSPLUS vorgestellt. Dabei sollen möglichst alle nennenswerten THG-Emissionen erfasst werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass praktisch alle THG-Emissionen entlang mehr oder weniger komplexer Wertschöpfungsketten an verschiedenen Stellen entstehen. Die Herausforderung besteht also darin sicherzustellen, dass einerseits keine Emissionen doppelt erfasst werden, beziehungsweise dass andererseits keine Emissionen entlang einer Wertschöpfungskette ignoriert werden. Dabei sind die Entscheidungen über Systemgrenzen (siehe Anhang III) zu berücksichtigen, aber auch die Praktikabilität der Umsetzungsvorschläge. Oft werden die Emissionen nicht direkt an der Quelle zu erfassen sein, sodass bei sogenannten Upstream-Lösungen die Emissionen schon an vorgelagerten Punkten der Wertschöpfungskette und bevor sie zeitlich als Emission auftreten in einem ETSPLUS zertifikatpflichtig werden. Dies ist zum Beispiel bei den Emissionen von Transportdienstleistungen in einem Produktionsprozess der Fall, wenn die Emissionen schon bei der Raffinerie und nicht am LKW erfasst werden.

Die Optionen werden in den folgenden Kapiteln nach den wichtigsten Energieträgern und nach den dominierenden Verwendungsarten dargestellt. Dabei ist es unausweichlich, dass es Überschneidungen zwischen den verschiedenen Sektoren und Energieträgern bei der Darstellung gibt. So wird Kohle überwiegend für die Stromerzeugung genutzt und nur ein sehr kleiner Teil im Wärmesektor eingesetzt. Die Kohle erhält ein eigenes Kapitel zur Erfassung ihrer THG-Emissionen, weil die noch nicht im EU-ETS erfassten Emissionen in einer Upstream-Lösung in das ETSPLUS integriert werden. Die Darstellung der Optionen beginnt deshalb mit dem fossilen Brennstoff Kohle (Kapitel 6.2). Die weitere Gliederung der Umsetzungsoptionen unterscheidet die Mineralölprodukte für den Verkehrssektor (Kapitel 6.3), den Wärmemarkt mit unterschiedlichen Energieträgern (Kapitel 6.4) sowie die Landwirtschaft (Kapitel 6.6). Den Nicht-CO₂-Emissionen ist ein eigenes Kapitel gewidmet (Kapitel 6.5). Diese fallen vorwiegend in der Landwirtschaft an, aber auch andere Sektoren sind an den Nicht-CO₂-Emissionen beteiligt.

6.2 CO₂-Emissionen bei der Verbrennung von Kohle

Der Kohlesektor ist grundsätzlich nicht nur vom EU-ETS sehr gut erfasst, weil der größte Teil der Kohle in großen Verbrennungsanlagen eingesetzt wird. Darüber hinaus wird in Deutschland auf ihre Verwendung auch die Energiesteuer erhoben. Seit 2011 ist selbst der Verkauf von Kohle an Haushalte und Privatkunden in Deutschland energiesteuerpflichtig, so dass die Gesamtheit der Kohleeinsätze bereits steuerlich erfasst ist. Steuerpflichtig ist in der Regel der Kohlelieferant (bisher

oft die Kohleförderer, die direkt an den Endverbraucher abgeben, zukünftig vorrangig Importeure) oder bei Verwendung unversteuerter Kohle der Verwender (Umweltbundesamt 2014).¹

Für die Erfassung der THG-Emissionen aus der Verbrennung von Kohle in einem ETSPLUS sind also nur bestimmte Kleinverbraucher von Bedeutung, deren Kohleverbrauch von Mitgliedsstaat zu Mitgliedsstaat in der EU stark variiert. Insgesamt scheint jedoch dieser Anteil mit wenigen Ausnahmen relativ gering zu sein. Es stellt sich also generell die Frage, ob diese Emissionen von Kleinverbrauchern in ein ETSPLUS integriert werden sollen, oder ob sie angesichts ihrer geringen und möglicherweise weiter abnehmenden Bedeutung nicht im Emissionshandel berücksichtigt werden.

Eine Option für ein ETSPLUS besteht darin, den Kleinverbrauch nicht zertifikatpflichtig zu machen und nur die schon im bestehenden EU-ETS erfassten Anlagen beizubehalten. Ob weitergehende Maßnahmen in Ländern mit einem höheren Anteil an Kleinverbrauchern von Kohle nötig sind, um Anreize für eine Reduktion der Emissionen von Kohle zu setzen, könnte nationalen Maßnahmen überlassen bleiben. Eine zweite Option bestünde darin, alle Emissionen mit einer Zertifikatpflicht zu belegen. Dies könnte in ähnlicher Weise geschehen, wie in Deutschland die Energiesteuer auf den Kohleeinsatz von Kleinverbrauchern erhoben wird. Die Zertifikatpflicht könnte bei den Händlern, den Importeuren oder bei den Herstellern der Kohleprodukte liegen. Die zwei Optionen sind in der folgenden Übersicht noch einmal kurz zusammengefasst.

Option 1:	EU-ETS hinsichtlich des Energieträgers Kohle im Status Quo belassen
Regelung:	Es wird keine Zertifikatpflicht für Kleinanlagen eingeführt, weil der größte Teil der Emissionen des Kohlesektors durch das aktuelle EU-ETS erfasst wird. Eventuell können nationale Sonderregelungen für Länder mit größerem Einsatz von Kohle in der privaten Wärmeerzeugung (Polen, Tschechien, Irland) eingeführt werden.
Nachweispflicht:	Wie bisher bei den Betreibern großer Anlagen.
Vorteile:	Einsparen der Kosten für die Erfassung des Kleinverbrauchs.
Nachteile:	Eine gewisse Inkonsistenz bei der Einführung dieser Option: Nicht-Einbeziehung der Kohle bei gleichzeitiger Zertifikatpflicht auf die Nutzung anderer Brennstoffe im Wärmesektor könnte zu einer Renaissance der Kohle in privaten Haushalten führen und so ungewünschte Substitutionseffekte hervorrufen.
Fraglich:	Während in Deutschland die Erfassung von Kleinverbräuchen durch die Energiesteuer administrativ möglich ist, müsste dies für andere Mitgliedsstaaten geprüft werden. Möglicherweise wirken auch Politiken zur Luftreinhaltung in Städten ausreichend, um den Einsatz von Kohle im Hausbrand bald zu beenden.

¹ Die Situation in anderen Mitgliedsländern der EU kann sich unterscheiden. Eine genauere Analyse der Regelungsdichte und des Erfassungsgrades von Kohleverbräuchen wäre dazu nötig.

Option 2:	Einbeziehung der bisher nicht erfassten Emissionen aus der Nutzung von Kohle in das ETSPLUS
Regelung:	Eine Zertifikatpflicht für alle aus der Verwendung von Kohle entstehenden Emissionen, d.h. Kleinemittenten werden einbezogen.
Nachweispflicht:	Ansatz der Zertifikatpflicht bei den „Großverbrauchern“ von Kohle wie bisher. Braunkohle: <ul style="list-style-type: none"> • Brennstoffhändler (Ansatz bei Steuerschuldner der Energiesteuer) Steinkohle: <ul style="list-style-type: none"> • Importeure, die auch gleichzeitig Verwender der Steinkohle sind, oder • Brennstoffhändler
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> • In Deutschland: Geringe Verwaltungs- und Erfassungskosten, weil der Kohleverbrauch durch die Regelungen des Energiesteuergesetzes vollständig erfasst ist. • Kopplung mit Strukturen hinsichtlich Erfassung, Monitoring und Infrastruktur des Energiesteuergesetzes in Deutschland möglich. • Es gibt nur eine kleine Anzahl energiesteuerpflichtiger Akteure.
Nachteile:	Keine offensichtlichen
Fraglich:	<ul style="list-style-type: none"> • Möglicherweise in anderen EU-Mitgliedsstaaten andere oder keine Steuererfassung oder andere Handelsstruktur für Kleinverbraucher

6.3 Verkehr

Im Transportsektor stellen Mineralölprodukte mit einem Endenergieverbrauch von 706 TWh (dies entspricht einem Anteil von 94,2 %) in Deutschland die wichtigsten Energieträger dar (vgl. Kapitel 4.1.1.2). Relevant für den Straßenverkehr sind hier Ottobenzin und Dieselkraftstoffe (vgl. Kapitel 6.3.1). Weit weniger genutzt werden Biokraftstoffe sowie andere alternative Kraftstoffe (4 %; vgl. Kapitel 6.3.2) und Elektro- (1,5 %) und Erdgasfahrzeuge (0,3 %; vgl. Kapitel 6.3.3) (Umweltbundesamt 2017).

Aufgrund der großen Anzahl an mobilen Emissionsquellen ist eine Downstream-Erfassung im Verkehrssektor nicht praktikabel. Zu diesem Schluss kommt auch eine vom Umweltbundesamt in Auftrag gegebene Studie (Umweltbundesamt 2014). Im Folgenden werden daher praktisch umsetzbare Optionen für eine Upstream-Erfassung diskutiert.

6.3.1 Otto- und Dieselkraftstoffe

In Anbetracht der überschaubaren Anzahl an Anlagen sowie der direkten Verbindung zwischen Endabnehmer und Mineralölproduzenten (MWV Mineralölwirtschaftsverband e. V. 2017) ist eine Erfassung der THG-Emissionen auf Ebene der Raffinerien leicht umsetzbar. Über die Menge an aus Raffinerien weiterverkauften Otto- und Dieselkraftstoffen sowie entsprechende CO₂-Koeffizienten lassen sich die inländischen CO₂-Emissionen aus diesen Kraftstoffen ableiten. Die Integration des Straßenverkehrs in das ETSPLUS lässt sich also verwirklichen, indem die Raffinerien Zertifikate für die durch die Verbrennung der von ihnen produzierten und vertriebenen Otto- und Dieselkraftstoffe vorhalten müssen.

Option 1:	Regulierung auf der Ebene der Umwandlung – Raffinerien
Nachweispflicht:	<ul style="list-style-type: none"> Die Nachweispflicht liegt bei den Raffineriebetreibern bzw. den Mineralölgesellschaften
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> Nur kleine Anzahl zu regulierender Akteure (Mineralölgesellschaften, da Erzeugnisse bei Verarbeitung in Raffinerien weiterhin in ihrem Besitz). Verwendungszweck des Produkts bereits auf dieser Stufe zu erkennen. Über verbrauchte Kraft- und Brennstoffmengen können bei der Verbrennung entstehende CO₂-Emissionen berechnet werden. Evtl. könnten Emissionen weiterer bisher nicht erfasster Raffinerieprodukte erfasst werden.
Nachteile:	<ul style="list-style-type: none"> Für Importe (25 %) müsste eine besondere Regulierung geschaffen werden.
Fraglich:	<ul style="list-style-type: none"> Raffinerien stellen neben Kraftstoffen eine Vielzahl an Mineralölprodukten her; Integration mit dem Verkehrssektor müsste geklärt werden.

Alternativ wäre auch eine Erfassung der Emissionen von Otto- und Dieselkraftstoffe auf der Ebene des Vertriebs bei Tankstellen und Brennstoffhändlern denkbar:

Option 2:	Abdeckung der Otto- und Dieselkraftstoffe über eine Regulierung auf der Ebene des Vertriebs – Tankstellen und Brennstoffhändler
Nachweispflicht:	<p>Alternative 1: Ansatzpunkt läge bei den Tankstellenkettenbetreibern bzw. dem Bundesverband Freier Tankstellen (bft) und den Brennstoffhändlern.</p> <p>Alternative 2: Gekoppelt an die Energiesteuer bei den „Inverkehrbringern“ des Kraftstoffs, die für ‚Entnahme aus dem Steuerlager‘ oder Lieferung an den Verbraucher verantwortlich sind.</p>
Vorteile:	Strukturen der Energiesteuer könnten genutzt werden: Bei Mineralölprodukten erfolgt die Versteuerung in der Regel bei Auslieferung an Tankstellen, Brennstoffhändler bzw. Letztverbraucher.
Fraglich:	Zu klären wäre, welche der Optionen administrativ leichter zu handhaben ist.

6.3.2 Biokraftstoffe

Im Herstellungsprozess von Biokraftstoffen, wozu Biodiesel, Bioethanol und hydriertes Pflanzenöl (HVO) zählen, fallen an unterschiedlichen Stufen der Wertschöpfungskette Emissionen an (Details dazu in Anhang IV). Ein Teil der Emissionen, der beim Einsatz von Düngemitteln und Energiebereitstellung anfällt, ist bereits im jetzigen EU-ETS erfasst². Noch zu erfassende Emissionen entstehen beim Transport und als Feldemissionen beim Landwirt. Die Transportemissionen werden schon durch die Upstream-Lösungen für Mineralölkraftstoffe erfasst (vgl. Kapitel 6.3.1). Die Kontrolle der Feldemissionen bei der Rohstoffproduktion für Biokraftstoffe wird in dem Kapitel zu Emissionen in der Landwirtschaft (Kapitel 6.6) dargestellt. Lediglich die bei der Ölproduktion in einer Ölmühle durch die offene Lagerung entstehenden flüssigen Abfall- und Reststoffe (betrifft Biodiesel aus Palmöl: engl. *Palm Oil Mill Effluent*, POME) und die in einer Ethanolanlage (betrifft Bioethanol) entstehenden Methan- und N₂O-Emissionen sind dann nicht abgedeckt.

² Allerdings nur, wenn die Düngemittel in der EU hergestellt wurden.

Die RED hat für Biokraftstoffe mit der Nachhaltigkeitszertifizierung schon ein detailliertes System der Erfassung der THG-Gehalte von Biokraftstoffen eingeführt. Dieses System könnte weitgehend übernommen und in ein ETSPLUS integriert werden. Allerdings müsste es dahin angepasst werden, um Doppelzählungen bei der Berechnung zu vermeiden. Wenn bestimmte Emissionen wie diejenigen von mineralölbasierten Kraftstoffen entstehen und diese schon einer Upstream-Lösung unterliegen, dann müssen diese aus der THG-Berechnung der RED herausgenommen werden.

6.3.3 Andere Verkehrsträger

Bahnverkehr

Die relevanten Energieträger im Bahnverkehr sind Strom und Heizöl. Der Stromsektor ist bereits im jetzigen EU-ETS erfasst (vgl. Elektromobilität). Eine Erfassung von Heizöl kann analog zum Wärmemarkt (Kapitel 6.4.1) implementiert werden.

Flugverkehr

Im Flugverkehr sind grundsätzlich alle Flüge im Emissionshandel erfasst, die auf dem Hoheitsgebiet des Europäischen Wirtschaftsraumes starten oder landen. Bis Ende 2023 ist diese Regelung beschränkt auf innereuropäische Flüge. Danach wird es davon abhängen, ob mit CORSIA – einem auf Offsets basierendem Emissionshandelssystem, das von der ICAO weltweit eingeführt werden soll – ein mit dem EU-ETS vergleichbares System existiert. Damit könnten dann alle Emissionen des Flugverkehrs in einem internationalen Emissionshandel erfasst werden. Allerdings wird CORSIA nach heutigem Stand nur den über die Zeit stattfindenden Anstieg der CO₂-Emissionen erfassen und nicht die Gesamtheit der Emissionen (IATA 2018).

Schiffsverkehr

Der internationale Schiffsverkehr soll nicht in das ETSPLUS einbezogen werden. Seine Regulierung obliegt der IMO (engl. *International Maritime Organization*), die im April 2018 einen entsprechenden Beschluss zur Eindämmung von Schiffsemissionen verabschiedet hat (IMO 2018). Dieser sieht bis 2050 eine Reduktion von THG-Emissionen um 50 % im Vergleich zum Jahr 2008 vor. Die Europäische Kommission will regelmäßig prüfen, ob die eingeleiteten Maßnahmen die erforderlichen Fortschritte bringen und anderenfalls eine Einbeziehung der innereuropäischen Seeschifffahrt ins EU-ETS überdenken (vgl. Kapitel 4.1). Die CO₂-Emissionen der Binnenschifffahrt innerhalb der EU könnten, ähnlich wie die des Straßenverkehrs, über die Mineralöllieferanten in einem ETSPLUS erfasst und bepreist werden.

Elektromobilität

Da der Stromsektor bereits im jetzigen EU-ETS erfasst ist, ist auch die Elektromobilität erfasst, sodass hier keine Sonderregelungen eingeführt werden müssen.

Erdgasfahrzeuge

2016 wurden nur 0,3 % des Endenergieverbrauchs für Verkehr in Deutschland mit Gasen gedeckt. Dies entspricht insgesamt 2 TWh (Umweltbundesamt 2017). Erdgasfahrzeuge stellen somit

momentan eine Nischentechnologie im Verkehr dar. Eine mögliche Erfassung in einem ETSPLUS ließe sich leicht über die Tankstellenketten implementieren (vgl. 6.3.2, Option 2).

Alternative Antriebstechnologien

Derzeit ist der Markt für alternative Antriebstechnologien noch sehr klein, dieser könnte allerdings in der Zukunft an Bedeutung gewinnen. Zu den umweltfreundlichen Alternativen zählen beispielsweise *Power-to-liquid* oder wasserstoffbetriebene Fahrzeuge. Gemäß der Treibhausgasbilanzierung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Europäische Kommission 2009) gelten diese jedoch als emissionsfrei und müssen daher nicht in ein ETSPLUS integriert werden.

6.4 Wärme

Aus der Abbildung 4.8 in Kapitel 4.1 wird die Zusammensetzung der Energieträger im Wärmemarkt Deutschlands deutlich; demnach hat Erdgas den größten Anteil mit 43 %, gefolgt von Mineralöl (15 %), Strom (12,9 %), Kohle (10,8 %), Erneuerbaren Energien (10,4 %) und Fernwärme (8,1 %). Diese Zusammensetzung variiert allerdings zwischen den Mitgliedsstaaten. Eine mögliche Erfassung der Emissionen aus Kohle wurde bereits in Kapitel 6.2 diskutiert, sodass hier nur auf die anderen Energieträger eingegangen wird.

Bei dem größten Teil der Käufer von Wärmeenergie handelt es sich um Kleinemittenten, d. h. eine Beibehaltung des jetzigen Downstream-Systems im Emissionshandel würde bedeuten, dass jede einzelne Heizungsanlage als Anlage erfasst werden müsste. Dies ist aufgrund der großen Zahl von Emissionsquellen und den damit verbundenen unverhältnismäßig hohen Transaktionskosten jedoch nicht umsetzbar. Sinnvoll wäre hier ein Upstream-Ansatz, bei dem die Zertifikatpflicht bei den Raffinerien, den Erdgaslieferanten bzw. dem Heizölhandel liegt. Insbesondere fossile Energieträger wie Erdgas und Erdöl eignen sich für eine Upstream-Regulierung, da sie auch die wichtigsten Energieträger hinsichtlich Menge und THG-Emissionen sind. Bei Heizöl belaufen sich die Emissionen auf 2792 kg CO_{2äq}/kWh, bei Erdgas auf 2392 kg CO_{2äq}/kWh. Die Verbrennung von Holzpellets als Beispiel setzt dagegen nur 424 kg CO_{2äq}/kWh frei (IG Metall 2010).

Im Folgenden sollen die möglichen Optionen im Rahmen einer Upstream-Regelung zur Einbeziehung der jeweiligen Energieträger in ein ETSPLUS dargestellt werden. In einem Upstream-Emissionshandelssystem, das Erdgas und Erdöl abdeckt, könnte die Zertifikatpflicht entweder auf Produktions- und Importebene erfolgen oder auf der Ebene des Handels, Vertriebs und Transports (auch „Midstream“-Regulierung genannt) (Umweltbundesamt 2014).

Option 1:	Regulierung bei den Raffinerien
Regelung:	Zertifikatpflicht für THG-Emissionen bei der Erzeugung von Heizöl und bei der Verbrennung in Kleinanlagen
Nachweispflicht:	Betreiber von Raffinerien
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Anzahl der zu regulierenden Akteure ist überschaubar (derzeit 79 Raffinerien in der EU + Norwegen; concawe 2018) • Mögliche administrative Vorteile, wenn auch Kraftstoffe im Verkehrssektor und andere Mineralölprodukte über Raffinerien erfasst werden
Nachteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Verwendung von Heizöl in Kleinfeuerungsanlagen und in schon heute von dem EU-ETS erfassten Anlagen muss unterschieden werden • Heizölimporte, die keine europäischen Raffinerien durchlaufen, werden nicht erfasst
Fraglich:	Die Behandlung von Importen von Rohöl bzw. von Heizöl hängt von den Regelungen zur Erfassung der THG-Emissionen von Importen ab (vgl. Kapitel 7)

6.4.1 Heizöl

Der Einsatz von Heizöl in Kleinfeuerungsanlagen, die bisher nicht vom EU-ETS erfasst werden, verursacht neben den THG-Emissionen im Verbrennungsprozess auch Emissionen bei der Förderung und der Verarbeitung von Rohöl zu Heizöl. Hinzu kommt, dass z.B. in Deutschland 97 % des in Raffinerien veredelten Rohöls importiert werden (AG Energiebilanzen 2017). Die Wahl einer Upstream-Lösung muss diese Aspekte mit berücksichtigen. Es bieten sich dabei zwei Optionen an: Die Heizölhersteller, also die Raffinerien, werden zur Haltung von Zertifikaten für den Heizöleinsatz in Kleinanlagen verpflichtet (Option 1); oder die Heizölhändler müssen Zertifikate entsprechend ihren Verkäufen an Haushalte und Unternehmen vorhalten (Option 2).

In Option 2 werden die Emissionen über die Heizölversorger erfasst. In Deutschland wird Heizöl durch über 2000 regionale, mittelständische Unternehmen an Letztverbraucher verkauft, die es ihrerseits von Mineralölhändlern (14 Mitglieder im Mineralölwirtschaftsverband) beziehen (MWV Mineralölwirtschaftsverband 2017). Aufgrund der größeren Anzahl an zu regulierenden Unternehmen wäre diese Option mit einem hohen administrativen Aufwand verbunden. Der Vorteil dieser Option ist, dass sie konsistent mit der Lösung im Erdgasmarkt ist und somit im Wärmemarkt ein ähnlicher Ansatz der Erfassung der Emissionen gewählt wird.

Option 2:	Regulierung bei den Heizölversorgern
Regelung	Zertifikatpflicht für THG-Emissionen bei der Bereitstellung von Heizöl und bei der Verbrennung in Kleinanlagen
Nachweispflicht:	Heizölversorger (ca. 2000 in Deutschland) oder Mineralölhändlern
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Verwendungszweck der Produkte bereits bekannt • Heizölimporte werden mit erfasst, allerdings ohne die im Ausland aufgetretenen THG-Emissionen • Vergleichbar zu einer Upstream-Lösung bei Erdgas
Nachteile:	Keine

6.4.2 Erdgas

Erdgas wird gegenwärtig überwiegend im Wärmesektor eingesetzt (vgl. Kapitel 4.2.3). Dabei sind, wie im Fall des Heizöleinsatzes, die Heizungsanlagen von Haushalten und Unternehmen diejenigen, die noch nicht von dem EU-ETS erfasst sind. Alle größeren Anlagen sowie die gasbetriebenen Kraftwerke sind schon heute zertifikatpflichtig. Wie bei Heizöl ist eine Erfassung der Emissionen an der Emissionsquelle nicht praktikabel. Upstream bieten sich drei Ebenen an, an denen die Zertifikatpflicht angesiedelt werden kann: Die überregionalen Ferngasunternehmen, die regionalen Ferngasunternehmen, sowie die örtlichen Gasversorger.

Der geeignetste Weg wäre es, wenn regionale Ferngasunternehmen bzw. Gasversorger Zertifikate vorhalten müssten. Somit wären alle Emissionen aus der dezentralen Wärmebereitstellung erfasst, welche im derzeitigen EU-ETS noch nicht berücksichtigt werden. Im Wohnungssektor wurden 2017 956.000 TJ Energie aus Erdgas verbraucht, im GHD-Sektor waren es 401.000 TJ. Dies entspricht Emissionen in Höhe von 53 Mt CO₂ bzw. 22 Mt CO₂ (basierend auf einem Emissionsfaktor von 55,7 t CO₂/TJ (Jührich 2016)). Eine Erfassung auf Ebene der regionalen Ferngasunternehmen ist deshalb sinnvoll, da viele Großkunden bilaterale Verträge mit ihnen aushandeln und ihr Gas direkt von ihnen beziehen. Außerdem beliefern sie in einem weiteren Schritt örtliche Gasversorger oder treten selbst als Gasversorger auf. Haushaltkunden ist es heutzutage möglich, aus einer Vielzahl von Gasanbietern zu wählen, sodass sie ihr Gas nicht immer direkt bei ihrem örtlichen Gasversorger beziehen.

Option 1:	Überregionale Ferngasunternehmen
Regelung:	Zertifikatpflicht für alle zur Verbrennung eingesetzten Erdgasmengen
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Alle durch Erdgas verursachten Emissionen werden bei wenigen Erdgasanbietern mit Zertifikatpflicht belegt • Vergleichsweise geringe Zahl an zertifikatpflichtigen Unternehmen
Nachteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Die anlagenbezogene Zertifikatpflicht im heutigen EU-ETS muss berücksichtigt werden • Nachverfolgung zur Emissionsquelle kann schwierig sein
Fraglich:	<ul style="list-style-type: none"> • Berücksichtigung von stofflicher Verwendung von Erdgas (z.B. in der chemischen Industrie) • Befreiung von der Zertifikatpflicht für eingesetztes Erdgas in heutigen EU-ETS-Anlagen, aber nicht für andere fossile Energieträger

Option 2:	Regionale Ferngasunternehmen
Regelung:	Zertifikatpflicht für alle in der zur Verbrennung eingesetzten Erdgasmengen
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Noch vergleichsweise kleine Anzahl an Zertifikatpflichtigen Akteuren • Die von dem EU-ETS erfassten Käufe von Letztverbrauchern bei den überregionalen Ferngasunternehmen sind automatisch ausgenommen • Endkunden kaufen auch bei regionalen Ferngasunternehmen
Nachteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Viele im EU-ETS erfasste Erdgas einsetzende Anlagen kaufen bei regionalen oder örtlichen Erdgasanbietern und nicht bei den überregionalen Anbietern • Bei Verkäufen an örtliche Gasversorger ist eine Trennung zwischen Verkäufen an Kleinanlagen (nicht im EU-ETS) und EU-ETS-Anlagen schwierig
Fraglich:	Die Berücksichtigung von stofflicher Verwendung von Erdgas muss geklärt werden

Option 3:	Örtliche Gasversorger
Regelung:	Zertifikatpflicht für alle Verkäufe von zur Verbrennung eingesetzten Erdgasmengen
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Vergleichsweise große Nähe zur tatsächlichen Emissionsquelle und damit gute Verifizierung möglich • Die von dem EU-ETS erfassten Käufe von Letztverbrauchern bei den überregionalen Ferngasunternehmen sind automatisch ausgenommen
Nachteile:	Örtliche Gasversorger erfassen nur einen Teil der Endkunden mit Anlagen, die nicht vom EU-ETS erfasst sind
Fraglich:	Auch hier müsste die Berücksichtigung von stofflicher Verwendung geklärt werden

Der Erdgasmarkt ist komplex strukturiert mit Endkunden, die auf verschiedenen Ebenen der Erdgaskette kaufen. Eine Zertifikatpflicht nur bei den örtlichen Gasversorgern (Option 3) würde nur einen Teil des Marktes abdecken. Eine Stufe höher, bei den Regionalen Anbietern (Option 2), wären alle Käufe von Erdgas für nicht vom EU-ETS erfasste Kleinanlagen zertifikatpflichtig. Allerdings würde diese Option auch Verkäufe an EU-ETS-Anlagen umfassen. Option 1 mit der Anforderung an die überregionalen Ferngasunternehmen entsprechende Emissionsrechte vorzuhalten würde den gesamten Erdgasverbrauch kontrollieren. Dieser Ansatz könnte leichter umgesetzt werden, wenn die Regelung des heutigen EU-ETS mit der Erfassung großer Verbrennungsanlagen für den Erdgaseinsatz aufgegeben würde. Die Interaktion mit der Zertifikatpflicht dieser Anlagen für andere Energieträger müsste allerdings geklärt werden.

6.4.3 Erneuerbare Energien

Um für gleiche Wettbewerbschancen zu sorgen, müssen nicht nur fossile Brennstoffe sondern auch die THG-Emissionen erneuerbarer Energien (EE) durch ein erweitertes EU-ETS abgedeckt sein. Im Wärmesektor sind als EE feste Biomasse (Holz, Reststoffe), Biogas, Solarthermie, Geothermie und Wärmepumpen relevant (AG Energiebilanzen 2017). Im Folgenden werden nicht nur Emissionen aus den Verbrennungsprozessen berücksichtigt, sondern alle THG-Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Wärmeenergie.

Holzenergie macht mit 75 % den größten Anteil an der Wärmebereitstellung aus EE aus. Aufgrund schwer nachvollziehbarer Lieferketten und einer Vielzahl sehr kleiner Heizanlagen bei Rest- und Waldholz ist eine Erfassung auf Verbraucherebene nicht umsetzbar. Darüber hinaus sind die mit dem Holzeinsatz verbundenen Emissionsfaktoren um ein vielfaches niedriger als die der fossilen Energieträger, weshalb eine praktische Lösung darin bestehen kann diese THG-Emissionen nicht zertifikatpflichtig zu machen.

Bei der energetischen Nutzung von Holz wäre lediglich eine Erfassung der Emissionen von Holzpellets denkbar, die als einziges relevantes Holzprodukt industriell hergestellt werden. Es wäre prinzipiell möglich, die insgesamt 38 Presswerke in Deutschland oder den Pellet-Großhandel in ein Upstream-System zu integrieren. Dies würde jedoch nur 8,3 % des gesamten Verbrauchs von Feuerholz im Haushaltssektor abdecken (Döring et al. 2016). Auch im Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor machen Holzpellets-Anlagen nur einen kleinen Anteil von 7,3 % aller

Holzkraftwerke mit einer Leistung von 15-1000 kW aus. Dort werden überwiegend Altholz sowie Nebenprodukte aus Sägewerken aus Brennstoffe genutzt (Döring et al. 2016). Aufgrund der vielfältigen Produktions- und Vertriebswege und der Tatsache, dass es sich meist um Abfall- und Nebenprodukte handelt, scheint es vertretbar, diese Energieträger nicht in einem ETSPLUS mit einer Zertifikatpflicht zu belegen.

Andere erneuerbare Energieträger im Wärmesektor sind Solarthermie und Geothermie-Wärmepumpen. Emissionen beim Betrieb der Anlagen fallen nicht an. Der Stromverbrauch von Wärmepumpen ist über die Zertifikatpflicht der Stromerzeuger abgedeckt. Anlagenemissionen liegen außerhalb der Systemgrenzen beziehungsweise werden schon bei der Produktion der Anlagen erfasst. Aus diesem Grund sind diese Energieträger bezüglich einer Integration in ein reformiertes EU-ETS nicht relevant.

6.5 Nicht-CO₂-Emissionen

Im derzeitigen EU-ETS werden neben CO₂ nur wenige Treibhausgase erfasst, nämlich N₂O aus Säureproduktion und PFC aus der Aluminiumproduktion (vgl. Kapitel 3.2). Insgesamt machen aber Nicht-CO₂-Gase etwa 20 % der THG-Emissionen der EU aus³. Diese sollten möglichst umfassend auch im ETSPLUS erfasst werden. Mengenmäßig relevant sind dabei Methan (CH₄), Lachgas (N₂O) und Fluorkohlenwasserstoffe (HFC), während die anderen Gase (PFCs, SF₆, Mix von HFCs und PFCs, NF₃) aufgrund ihrer geringen THG-Emissionen nicht weiter berücksichtigt werden (vgl. Abbildung 4.31, Kapitel 4.4).

6.5.1 Methan (CH₄)

Über 50 % der Methan-Emissionen entstehen in der Landwirtschaft; Umsetzungsvorschläge zu ihrer Erfassung werden in Kapitel 6.6.1) beschrieben. Der verbleibende Anteil der Methan-Emissionen entsteht v.a. in den Bereichen Abfallwirtschaft (27 %) und Energieproduktion (19 %). In der Abfallwirtschaft wird Methan hauptsächlich auf Halden (80 %) emittiert, auch Emissionen aus der Abwasserbehandlung sind relevant (15 %) (vgl. Kapitel 4.4.1).

Umsetzungsvorschläge für Methan aus der Abfallwirtschaft

Nach Vorbild des neuseeländischen ETS, in dem Emissionen der Abfallwirtschaft erfasst werden, können diese Emissionen ins ETSPLUS integriert werden: Halden und Klärwerke (ab einer bestimmten Größe) werden (analog zum bisherigen System) zum Vorhalten von Zertifikaten verpflichtet. Die Menge der Emissionen wird über die Menge des abgeladenen Abfalls/eingeleiteten Abwassers (vom Anlagenbetreiber an entsprechende Behörden zu melden) und Emissionsfaktoren (z.B. vom IPCC) errechnet.

Dabei wird berücksichtigt, dass verschiedene technische Ausstattungen zu unterschiedlichen Emissionsfaktoren führen. Hierzu werden unterschiedliche Faktoren benötigt für (a) Anlagen, in denen entweichende Gase nicht aufgefangen werden; (b) Anlagen, in denen entweichende Gase aufgefangen, aber nicht genutzt, sondern bspw. abgefackelt werden; (c) Anlagen, in denen

³ Alle Angaben zu Mengen, Anteilen etc. in diesem Kapitel beruhen (sofern nicht anders angegeben) auf dem nationalen Inventarbericht der EU28 für das Jahr 2015 (UNFCCC 2017).

entweichende Gase aufgefangen und z.B. energetisch genutzt oder weitergeleitet werden. Somit gibt es für Halden und Klärwerke jeweils drei Emissionsfaktoren, die einheitlich auf alle Anlagen angewendet werden. Bei Klärwerken werden auch Klärschlamm und ähnliche Produkte mit einbezogen; auch hier finden unterschiedliche Emissionsfaktoren Verwendung, abhängig davon, ob eine weitere Nutzung z.B. in der Landwirtschaft (die dann Zertifikate aus der Verwendung des Klärschlammes halten muss) stattfindet oder der Schlamm ungenutzt emittiert. Um Anreize zur weiteren Einsparung zu geben, haben im neuseeländischen ETS Anlagenbetreiber die Möglichkeit, individuelle Emissionsfaktoren zu nutzen, wenn sie weniger emissionsintensiv operieren. Dies muss natürlich entsprechend geprüft, zertifiziert und überwacht werden.

Option:	Anlagenbezogene Einbeziehung der Emissionen aus Halden und Klärwerken
Regelung:	Es wird eine Zertifikatpflicht für Anlagen eingeführt. Diese gilt für alle Anlagen oder aber für Anlagen ab einer bestimmten Größe.
Nachweispflicht:	Betreiber von Anlagen (ab einer bestimmten Größe)
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Durch verschiedene Emissionsfaktoren und die Möglichkeit für individuelle Emissionsfaktoren besteht Anreiz zur Emissionsminderung. • Erfahrungen aus dem neuseeländischen ETS können für die Umsetzung genutzt werden.
Nachteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Große Anzahl an zertifikatpflichtigen Teilnehmern, falls alle Anlagen einbezogen werden. • Durch die Zertifikatpflicht steigen die Kosten der Entsorgung, sodass ein Anreiz für illegale Entsorgung geschaffen wird.
Fraglich:	Die Erfassung nicht gemanagter Halden ist problematisch.

Neben der Zertifikatpflicht für Anlagenbetreiber bleibt noch die Möglichkeit Abfall- bzw. Abwassererzeuger zu verpflichten, was aber angesichts der großen Zahl an Verursachern praktisch kaum umsetzbar ist.

Umsetzungsvorschläge für Methan aus der Energieproduktion

In der Energieproduktion sind ca. drei Viertel der Methan-Emissionen flüchtige Emissionen, also solche, die bei der Produktion, Verarbeitung, Transport, Lagerung und Nutzung von Brennstoffen freigesetzt werden. Die größten Posten dabei sind Kohlebergbau sowie Transport und Verteilung von Gas (vgl. Kapitel 4.4.1). Die Emissionen im Kohlebergbau umfassen dabei sowohl die beim Abbau der Kohle entstehenden Emissionen als auch die bei Transport und Lagerung anfallenden. Zur Integration in ein ETSPLUS werden unterschiedliche Ansätze für die Emissionsquellen nötig sein:

Die flüchtigen Emissionen, die bei Verbrennungsanlagen durch Lagerung und Transport entstehen, können anhand von Emissionsfaktoren der Energieproduzenten zugerechnet werden (zusätzlich zu den bei der Verbrennung entstehenden Emissionen). Die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger werden also um die dem Verbrennungsprozess vorgelagerten Emissionen erhöht. Bei dieser Lösung sind, abgesehen von der Einführung höherer Emissionsfaktoren, keine Veränderungen des derzeitigen Verfahrens zu erwarten. Der administrative Aufwand ist also gering. Die bei der Förderung von Kohle entstehenden Emissionen können den Kohle fördernden Unternehmen angelastet werden, mit der Konsequenz, dass diese ihren Emissionen entsprechende Zertifikate

vorhalten müssen. Alternativ können diese Emissionen aus dem Bergbau pauschal den Emissionen aus der Lagerung und Verbrennung der Kohle zugeschlagen werden und die Zertifikatpflicht somit bei den Energieerzeugern liegen.

Option :	Flüchtige Emissionen aus Lagerung und Transport: Anlagenbezogene Abdeckung auf Ebene der Energieproduzenten über Anpassung der Emissionskoeffizienten
Regelung:	Große Anlagen der Energieerzeugung (bereits im heutigen EU-ETS) halten Zertifikate über die bei der Bereitstellung der Brennstoffe entstehenden Emissionen vor. Dies geschieht über eine Anpassung der verwendeten Emissionsfaktoren der Brennstoffe.
Nachweispflicht:	Betreiber (großer) Anlagen.
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> • keine weit reichende Neuerung nötig, es müssen nur entsprechende Emissionskoeffizienten angewendet werden. • Emissionen der Kohleförderung können ebenfalls integriert werden. • Höhere Emissionskoeffizienten erhöhen die Anreize zu Effizienzsteigerungen bzw. zur Substitution von Energieträgern.
Nachteile:	Anlagenbetreiber haben keine direkten Anreize zur Emissionsminderung, da vermutlich weitgehend mit Standardemissionskoeffizienten gerechnet würde.

Der zweite große Bereich der flüchtigen Emissionen betrifft die Gasverteilungsnetze, dort besonders durch Leckagen. Um diese zu regulieren muss es realisierbar sein, Emissionen direkt an der Emissionsquelle zu messen. Insbesondere bei Pipelines, die über weite Strecken verlaufen und über Leckagen maßgeblich zu den flüchtigen Emissionen beitragen, ist das derzeit noch eine Herausforderung. Derzeit werden Möglichkeiten zur Erfassung von Leckagen und anderen Emissionsquellen durch Fernerkundung (Satelliten) erforscht (Fialka 2018). Gerade für Methan sind die Ergebnisse vielversprechend, sodass auch diese Option der Integration ins ETSPLUS bei Verfügbarkeit entsprechender MRV-Systeme umgesetzt werden kann.

Option:	Flüchtige Emissionen von Gasnetzen
Nachweispflicht:	Ferngasunternehmen bzw. regionale Gasunternehmen
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Möglichkeit zur Emissionsminderung direkt beim Emittenten • Direkte Anreize zur Kontrolle von flüchtigen Emissionen
Nachteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Noch ist keine etablierte Technik zur Identifikation und Quantifizierung von Leckagen verfügbar. Voraussichtlich sind aber bald satellitenbasierte Methoden zur Identifikation und Messung von Leckagen verfügbar. • Bei pauschaler Anrechnung von Standardwerten für flüchtige Emissionen kaum Anreiz zur Vermeidung solcher Emissionen
Fraglich:	Genauer Zeitpunkt der Verfügbarkeit von Messsystemen

Neben den flüchtigen Emissionen stellen v.a. Verbrennungsprozesse im Bereich Wohnen, Gewerbe und Landwirtschaft/Fischerei mit einem Anteil von 20 % einen wichtigen Beitrag zu Methan-Emissionen aus der Energieproduktion dar. Sie stammen v.a. aus der unvollständigen Verbrennung fossiler Brennstoffe beim Heizen (Wohnen und Gewerbe) sowie als Treibstoff (Landwirtschaft/Fischerei). Die Integration in ein ETSPLUS kann erreicht werden, indem an entsprechender Stelle (d.h. in den Bereichen Wärme und Verkehr) die verwendeten

Emissionsfaktoren dahingehend angepasst werden, dass sie neben CO₂- auch Methanemissionen berücksichtigen.

Option :	Verbrennungsemissionen: Anpassung der Emissionskoeffizienten in den Bereichen Wärme und Verkehr
Nachweispflicht:	konsistent zu Vorschlägen in den Bereichen Wärme und Verkehr
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Konsistent mit den Optionen in den Bereichen Wärme und Verkehr. • Keine weit reichende Neuerung nötig, es müssen nur entsprechende Emissionskoeffizienten angewendet werden.
Nachteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Die Unterschiede in der Qualität von Verbrennungsprozessen werden nicht berücksichtigt. • Anreize zur Emissionsminderung von Methan sind gering.

6.5.2 Lachgas (N₂O)

Ca. 75 % der Lachgas-Emissionen entstehen in der Landwirtschaft; Umsetzungsvorschläge zu ihrer Erfassung werden daher im Kapitel 6.6 beschrieben. Die Lachgas-Emissionen aus den übrigen Sektoren sind gering: in keinem Sektor außer in der Landwirtschaft trägt Lachgas zu mehr als 1 % zu den gesamten europäischen THG-Emissionen bei (vgl. Tabelle 4.6 in Kapitel 4.4). Zudem ist der Industriesektor wegen der bereits heute stattfindenden Erfassung von Lachgas aus der Säureproduktion zum größten Teil schon im bestehenden EU-ETS integriert (entspricht ca. 3 % der europäischen Lachgas-Emissionen). Deshalb werden an dieser Stelle keine weiteren Umsetzungsvorschläge für Lachgas gemacht.

6.5.3 Fluorkohlenwasserstoffe (HFC)

HFC werden fast ausschließlich (90 %) beim Einsatz von Kältemitteln in Kühl- und Klimaanlage freigesetzt; dabei entfallen ca. zwei Drittel auf Kühlung (v.a. kommerzielle Kühlung), ca. ein Drittel auf Klimaanlage (vgl. Kapitel 4.4.3).

Umsetzungsvorschläge für HFCs

Für die Integration der HFC in ein ETSPLUS sind verschiedene Optionen denkbar.

Zum einen können Kältemittelhändler oder -produzenten zum Vorhalten von Zertifikaten verpflichtet werden, basierend auf dem Treibhauspotential der jeweiligen Mittel. Im deutschsprachigen Raum gibt es ca. 70 Kältemittelhändler (industrystock.com o. J.), sodass der administrative Mehraufwand bei dieser Variante überschaubar erscheint. Problematisch bei dieser Variante ist jedoch, dass die tatsächlichen Emissionen auch durch die verwendete Kühl- oder Klimaanlage selbst bestimmt wird, nicht (nur) durch das verwendete Kältemittel. Die Hersteller haben also nur eingeschränkte Möglichkeiten, die Emissionen tatsächlich zu reduzieren. Nimmt man jedoch an, dass die Kältemittel früher oder später emittieren werden (unabhängig davon, ob das in der Herstellung, im Betrieb, durch einen Störfall oder in der Entsorgung geschieht), ist die Erfassung der Emissionen bei den Kältemittelhändlern oder -produzenten konsequent.

Option 1:	Erfassung auf Ebene der Kältemittelhändler oder –produzenten
Nachweispflicht:	Kältemittelhändler oder -produzenten
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Relativ niedrige Anzahl zertifikatpflichtiger Teilnehmer • Möglichkeit zur Emissionsminderung direkt beim Erzeuger • Unter der Annahme, dass irgendwann im Lebenszyklus der Kältemittel diese emittieren, ist diese Option konsequent
Nachteile:	Kältemittelhändler oder -produzenten können nur die Klimafreundlichkeit der Kältemittel verbessern, nicht aber die Anlagen, in denen sie benutzt werden. Diese sind aber wichtig im Hinblick auf Emissionen zu einem bestimmten Zeitpunkt. (Unter der Annahme, dass Kältemittel irgendwann in ihrem Lebenszyklus emittiert werden, wäre dieser Nachteil obsolet.)
Fraglich	Möglicherweise in anderen EU-Mitgliedsstaaten andere Großhandelsstruktur

Alternativ zu Option 1 können die Betreiber der Kühl- bzw. Klimaanlage zur Haltung von Zertifikaten verpflichtet werden. Sie besitzen am ehesten die Möglichkeiten ihre HFC-Emissionen zu kontrollieren. Zudem entweichen HFCs fast ausschließlich im Betrieb der Kühl- und Klimaanlage und nicht in der Herstellung oder bei der Entsorgung (vgl. Kapitel 4.4.3), was eine Zertifikatpflicht beim Betreiber nahelegt. Aufgrund der hohen Zahl von Anlagen erscheint diese Variante zunächst wenig praktikabel. Es wäre aber möglich, die Zertifikatpflicht an die bestehenden Strukturen der europäischen F-Gas-Verordnung zu koppeln, die bereits umfangreiche Verpflichtungen für Anlagenbetreiber beinhaltet (KKA Kälte Klima Aktuell 2014). Problematisch ist die Kontrolle einer Vielzahl von stationären und mobilen Kleinanlagen wie Kühlschränken und Klimaanlage in PKWs.

Option 2a:	Erfassung auf Ebene der Betreiber von Kühl- bzw. Klimaanlage aller Größen
Nachweispflicht:	Betreiber der Kühl- bzw. Klimaanlage
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Möglichkeit zur Emissionsminderung beim Anlagenbetreiber wird vermutlich zu Verringerung bei Leckagen führen. • Zertifikatpflicht im Betrieb; hier fallen 98 % der Emissionen an. • Möglicherweise ist Erfassung und MRV auf Basis der europäischen F-Gas-Verordnung möglich.
Nachteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Kein Anreiz Kältemittel direkt zu verbessern. • Hohe Anzahl zertifikatpflichtiger Teilnehmer. • Erfassung mobiler Anlagen (z.B. Klimaanlage in Autos) schwierig.

Denkbar ist auch, die Anzahl der zertifikatpflichtigen Teilnehmer und den damit verbundenen administrativen Aufwand dadurch überschaubar zu halten, dass nur Betreiber bestimmter Anlagen Zertifikate vorweisen müssen. Dies können bspw. solche Kühl- und Klimaanlage sein, die ohnehin in Anlagen verwendet werden, die bereits im heutigen EU-ETS zertifikatpflichtig sind. Es ist aber unwahrscheinlich, dass damit die maßgeblichen Emissionen aus der kommerziellen Kühlung (über 50 % der HFC-Emissionen; haupts. Kühlhäuser) erfasst wären. Daher kann auch eine Mindestgröße von Anlagen eingeführt werden, ab der das Vorhalten von Zertifikaten verpflichtend ist.

Option 2b:	Erfassung auf Ebene der Betreiber bestimmter Kühl- bzw. Klimaanlage
Nachweispflicht:	Betreiber der Kühl- bzw. Klimaanlage <ul style="list-style-type: none"> • über einer bestimmten Mindestgröße • in Anlagen, die bereits im heutigen EU-ETS zertifikatpflichtig sind
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Wie in Option 2a • Niedrigere Anzahl zertifikatpflichtiger Teilnehmer
Nachteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Kein Anreiz Kältemittel direkt zu verbessern. • Angesichts vieler Kleinanlagen werden weniger HFC-Emissionen erfasst.
Fraglich:	<ul style="list-style-type: none"> • Unklar, welche Mengen an HFC-Emissionen nicht erfasst werden. • Festlegung einer angemessenen Mindestgröße der Anlage

Die Integration zusätzlicher Gase in ein Emissionshandelssystem ist immer mit administrativem Aufwand verbunden. Es muss nicht nur eine rechtliche Basis geschaffen werden, aufgrund derer die entsprechenden Akteure zum Vorhalten von Zertifikaten verpflichtet werden. Zusätzlich muss eine Infrastruktur bereitgestellt werden, um die zertifikatpflichtigen Teilnehmer sowie die entstehenden Emissionen zu erfassen und zu kontrollieren. Je höher die Anzahl der zertifikatpflichtigen Teilnehmer, desto größer ist der Aufwand für ein solches MRV-System. Im Falle von HFC ist gerade in der oben beschriebenen Option 2a mit einer sehr hohen Anzahl von zertifikatpflichtigen Teilnehmern zu rechnen. Aufgrund der relativ geringen Emissionen (2,7 % der gesamten europäischen THG-Emissionen in CO_{2äq}) und des zu erwartenden Aufwands für MRV sollte auch in Erwägung gezogen werden, HFC nicht über ein Emissionshandelssystem zu erfassen, sondern sie stattdessen über andere Instrumente regulieren. Dies kann z.B. eine technische Regulierung sein, bspw. auf Basis der europäischen F-Gas-Verordnung.

Option 3:	Keine Aufnahme in ein ETSPLUS, sondern Erfassung über ein anderes Regulierungsinstrument
Regelung:	Keine
Vorteile:	Keine zusätzliche Regelung auf Ebene des ETSPLUS erforderlich
Nachteile:	Inkonsistenz (nicht alle wichtigen THG im ETSPLUS)
Fraglich:	Ist eine alternative Regulierung der derzeitigen HFC-Emissionen ausreichend effektiv?

6.6 Land- und Forstwirtschaft

In der Land- und Forstwirtschaft wird nur ein Bruchteil der Produktion direkt energetisch genutzt, indem Rohstoffe für die Biogas- oder Biokraftstofferzeugung bereitgestellt werden. Daneben wird beispielsweise Gülle in der Biogasproduktion eingesetzt, wobei auch THG-Emissionen teilweise vermieden werden, die bei einer direkten Entsorgung auftreten würden. Außerdem werden forstwirtschaftliche Produkte meist als Nebenprodukte oder Abfälle energetisch genutzt. Dennoch wird hier die Ausweitung des Emissionshandels auf die gesamte landwirtschaftliche Produktion untersucht. Eine gesonderte Analyse für diejenige Biomasse, die letztendlich energetisch genutzt wird, würde einen weiteren Nachweisschritt erfordern, der überprüft, welche landwirtschaftliche

Aktivität mit energetischer Nutzung zusammenhängt und welche nur für die Nahrungsmittelerzeugung oder die stoffliche Nutzung geschieht.

6.6.1 Landwirtschaft

In der Landwirtschaft sind wichtige vorgelagerte Prozessschritte, die mit relevanten Emissionen verbunden sind, sowohl in der ackerbaulichen Pflanzenproduktion, der Grünlandwirtschaft als auch bei der Produktion tierischer Produkte zu einem Teil bereits durch das EU-ETS abgedeckt und gleichzeitig auf der *Carbon Leakage* Liste vermerkt. Beispielsweise sind vorgelagerte Emissionen von in der Pflanzenproduktion eingesetzten Produktionsmitteln, wie anorganische Dünger und Pflanzenschutzmittel, durch das EU-ETS abgedeckt, soweit diese innerhalb der EU produziert wurden. Ebenso ist der Stromverbrauch in der Produktion, z.B. beim Einsatz bei der Trocknung von Erntegut oder in der Tierhaltung, bereits im aktuellen EU-ETS erfasst.

Noch nicht im EU-ETS erfasst sind hingegen **Emissionen aus Landnutzungsänderungen** (z.B. Umwandlung von Wald in Ackerland) und **Feldemissionen** (N_2O , CO_2), die bei der Nutzpflanzenproduktion, der Grünlandwirtschaft sowie bei der Saatgutproduktion anfallen. Entscheidend für die Höhe der Feldemissionen sind vor allem die Verwendung von mineralische N-Düngemittel, der Einsatzzeitpunkt und die -menge von Wirtschaftsdüngern (Festmist, Gülle, etc.), Harnstoff und die Kalkung der Böden. Hinzu kommen indirekte Emissionen durch die atmosphärische Deposition von N_2O sowie durch Oberflächenabfluss bzw. Auswaschung. In der Grünlandwirtschaft sind neben Emissionen aus Landnutzungsänderungen und Feldemissionen ferner Emission, die durch **Drainage bzw. das Management von organischen Böden (Torf)** entstehen, zu berücksichtigen.⁴

In der Tierhaltung entstehen Methanemissionen durch **Gärungs- und Verdauungsprozesse (Fermentation) von Nutztieren** (v.a. Wiederkäuer wie Kühe, Schafe). Diese sind derzeit nicht durch das EU-ETS abgedeckt. Außerdem fallen weitere Emissionen in Hinsicht auf das Management der tierischen Ausscheidungen bzw. Wirtschaftsdüngern an (Lagerung, Ausbringung bzw. Nutzung). Durch den Einsatz von Gülle in Biogasanlagen können diese Emissionen vermieden werden. Allerdings entstehen in Biogas- und Biomethananlagen durch Leckagen Emissionen, deren Höhe nicht genau bestimmt werden kann und die durch das aktuelle EU-ETS nicht abgedeckt sind. Ein weiteres Beispiel für nicht abgedeckte Emissionen sind die bei der Palmölverarbeitung entstehenden Methanemissionen, die auftreten, sofern keine Methanbindung stattfindet. Dies betrifft Importe von Palmöl, die unter anderem in der Biodieselproduktion eingesetzt werden.

Grundsätzlich sind für die wesentlichen Prozessschritte, bei denen in der Landwirtschaft bisher noch nicht im EU-ETS erfasste Emissionen anfallen, Standardwerte vorhanden. Feldemissionen, die in der Nutzpflanzenproduktion und der Grünlandwirtschaft anfallen, können mittels IPCC-Methodik berechnet werden. Diese Methodik ist beispielsweise bereits fester Bestandteil der im Biokraftstoffbereich anerkannten Berechnungsmethodik zur Ermittlung der finalen THG-Einsparungen von Biokraftstoffen im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen. Diese können für eine Berechnung genutzt werden. Um die anfallenden Emissionen zu berechnen, ist es essentiell, dass für jeden landwirtschaftlichen Betrieb die folgenden Informationen vorliegen:

- a) Grundlegende Daten des Betriebs (Anschrift, Größe, etc.)

⁴ Eine ausführliche Abschätzung der Emissionen landwirtschaftlicher Wertschöpfungsketten ist in Anhang IV enthalten.

- b) Schlagkartei (Feldplan, Feldgröße, Anbau, Düngemittleinsatz, Fruchtfolge, etc.)
- c) Informationen über Torfflächen / Nutzungsrestriktionen betrieblicher Torfflächen
- d) Nutztieranzahl und Nutzungsform (z.B.: Bullenmast vs. Milchkuhhaltung)
- e) Management und Nutzung von Wirtschaftsdünger (Lagerung, ggf. Einsatz Biogasanlage, etc.)

Die für die Punkte a) bis d) relevanten Daten werden bereits im Rahmen des *Cross Compliance* durch die entsprechenden zuständigen Behörden in den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten erhoben. Dies schließt in zahlreichen EU-Mitgliedsstaaten⁵ auch Angaben für den Düngemittleinsatz ein. Ggf. müssen die Angaben für einige EU-Mitgliedsstaaten jedoch angepasst bzw. erweitert werden. In Deutschland beispielsweise sind die Angaben spätestens seit 2017 mit der Umsetzung der Düngeverordnung im Rahmen der *Cross Compliance* implementiert worden.

Informationen zum Tierbesatz einzelnen Betriebe (Nutztierart, Anzahl der Nutztiere) liegen den zuständigen landwirtschaftlichen Behörden vor. Mittels Standardwerte können die Emissionen von Nutztieren berechnet werden, die durch Gärungs- und Verdauungsprozesse entstehen, und dem Tierhalter zugerechnet werden.

Informationen über die als Torfflächen ausgewiesenen Flächen liegen den Behörden ebenfalls vor und können mit den angegebenen Betriebsflächen abgeglichen werden. Häufig gibt es bereits nationale bzw. regionale Nutzungsbeschränkungen für Torfflächen, mit dem Ziel, Biodiversität zu erhalten, kohlenstoffreiche Flächen zu schützen, sowie unkontrollierte Emissionen zu vermeiden. Die Einhaltung dieser Nutzungseinschränkungen wird durch die zuständige Behörde überwacht.

Die unter e) notwendigen Informationen zum Management von Wirtschaftsdünger sind hingegen nicht vollumfassend (d.h. in allen EU-Mitgliedsstaaten) über *Cross Compliance* verfügbar. Durch die Angabe des Tierbesatzes ist eine Abschätzung des jährlichen Anfalls an Wirtschaftsdünger pro Betrieb möglich. Allerdings liegen den Behörden keine Informationen zur Lagerung (offenes oder geschlossenes Lager), Ausbringung (z.B. mittels Schleppschläuchen, Einarbeitung in den Boden oder über einen Prallteller) oder einer möglichen Nutzung in einer Biogasanlage vor. Folgende Informationen müssten daher von den landwirtschaftlichen Betrieben zusätzlich erfasst und / oder angegeben werden:

- Technologie der Lagerung von Wirtschaftsdünger
- Nutzung von Wirtschaftsdünger in einer Biogasanlage (inklusive Mengenangabe)
- Technologie der Ausbringung von Wirtschaftsdünger

Für die Erfassung und Integration dieser landwirtschaftlichen Emissionen in das zukünftige ETSPPLUS gibt es drei Optionen:

- 1) Zertifikatsvorhaltung beim landwirtschaftlichen Betrieb
- 2) Zertifikatsvorhaltung bei der zuständigen landwirtschaftlichen Verwaltung
- 3) Zertifikatsvorhaltung nur für die entstehenden Feldemissionen
 - a. Für mineralische Dünger bei Düngemittelherstellern
 - b. Für organische Dünger an der Anfallstelle (z.B. Viehhaltung, landwirtschaftlichen Betrieb)
 - c. Für Emissionen von „Feuchtgebieten“ beim Landbesitzer (landwirtschaftlichen Betrieb)

⁵ Ausnahmen aktuell nicht bekannt

Option 1:	Zertifikatpflicht auf Ebene des landwirtschaftlichen Betriebs
Nachweispflicht:	Landwirt
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> Nähe zur tatsächlichen Emissionsstelle; Möglichkeit zur Emissionsminderung direkt beim Verursacher Berechnung nach IPCC-Methode möglich Verwendung von Standardwerten möglich
Nachteile:	<ul style="list-style-type: none"> Hoher Aufwand für einzelne Landwirte, sich am Zertifikatshandel zu beteiligen Hohe Anzahl zertifikatspflichtiger Betriebe Ggf. zusätzlicher Auditaufwand
Fraglich	<ul style="list-style-type: none"> Möglicherweise sehr hoher Aufwand für einen einzelnen landwirtschaftlichen Betrieb (z.B. Teilerwerbslandwirte) Kontrolle der Zertifikatsvorhaltung notwendig, die ggf. im Rahmen der <i>Cross Compliance</i> Datenerfassung bzw. -kontrolle oder durch eine andere Verwaltungseinheit durchgeführt werden kann

Option 2:	Zertifikatpflicht auf Ebene der landwirtschaftlichen Verwaltung
Nachweispflicht:	Landwirtschaftliche Verwaltung auf z.B. kommunaler oder Länderebene (z.B. NUTS 2 Ebene)
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> Entlastung der einzelnen landwirtschaftlichen Betriebe, da sie nicht in den Zertifikathandel eingebunden sind Geringe Anzahl von Einheiten, die das Management und die Verwaltung der Zertifikate vornehmen Option für Landwirte, die Emissionen selbst zu berechnen
Nachteile:	<ul style="list-style-type: none"> Verursacher der Emission nicht direkt in den Vorgang eingebunden Koordination zwischen Betrieben, die selbstständig am Emissionshandel teilnehmen wollen, und dem Rest möglicherweise schwierig
Fraglich	Rechtliche Umsetzung (Teilnahme von landwirtschaftlichen Behörden am Emissionshandel)

Bei den ersten beiden vorgestellten Optionen ist grundlegend, dass der zuständigen nationalen landwirtschaftlichen Verwaltung in jedem EU-Mitgliedsstaat die notwendigen Informationen zur Berechnung und Kontrolle der Emissionen für einen landwirtschaftlichen Betrieb (inklusive der bei der Tierhaltung entstehenden Fermentations-Emissionen) vorliegen. Bei Option 1 berechnet die zuständige Verwaltung die Höhe der Emissionen und teilt diese dem landwirtschaftlichen Betrieb mit. Auf Wunsch bzw. Antrag berechnet der landwirtschaftliche Betrieb die Höhe der vorzuhaltenden Zertifikate selbst (*actual values*) und hält diese vor (eigenständiger Erwerb auf dem freien Markt). Sowohl die Berechnung, als auch das Vorhalten der Zertifikate wird durch eine Zertifizierung nachgewiesen (bestätigt) und unterliegt der Kontrolle durch die zuständige landwirtschaftliche Behörde oder einer anderen Verwaltungseinheit (z.B. parallel zur *Cross Compliance* Kontrolle).

Alternativ werden die notwendigen Zertifikate für den landwirtschaftlichen Betrieb von der zuständigen landwirtschaftlichen Verwaltung vorgehalten (Option 2). Bei dieser Option berechnet die zuständige landwirtschaftliche Verwaltung auf Basis der durch das *Cross Compliance* übermittelten Daten aller landwirtschaftlichen Betriebe einer Region/Verwaltungseinheit die Höhe der Emissionen für die einzelnen Betriebe. Gleichzeitig erwirbt die Verwaltung eine entsprechende Menge an CO₂-Zertifikaten auf dem freien Markt, um diese entsprechend für alle landwirtschaftlichen Betriebe, entsprechend ihrer verursachten Emissionen, vorzuhalten. Die Kosten für die Zertifikate könnten über EU-Mittel für die Landwirtschaft je EU-Mitgliedsstaat verrechnet werden (Einführung einer „dritten Säule“ der gemeinsamen Agrarpolitik in der EU) oder dem Landwirt direkt in Rechnung gestellt werden. Auch bei dieser Option sollte, analog zum Vorschlag für Option 1, der Landwirt die Möglichkeit haben, auf Wunsch die Emissionen seines Betriebes auf Basis der vorliegenden Betriebsdaten zu berechnen (*actual values*) und diese Berechnung durch ein Zertifizierungssystem kontrollieren bzw. bestätigen zu lassen.

Bei den derzeit nicht durch das aktuelle EU-ETS abgedeckten Emissionen im Landbau (Nutzpflanzenproduktion, Grünlandwirtschaft) sind vor allem die Feldemissionen relevant. Alle weiteren, nicht abgedeckten Emissionsquellen, spielen, aufgrund der dabei entstehenden Emissionsmengen keine große Rolle (siehe Anhang IV). Als dritte Option wird daher vorgeschlagen, sich ausschließlich auf die entstehenden Feldemissionen zu konzentrieren. Je nach den Quellen der Emissionen, werden verschiedene Betriebe zertifizierungspflichtig. Die beim Einsatz von mineralischem Dünger anfallenden Emissionen können bei den Düngemittelherstellern erfasst werden. Die durch den Einsatz von organischen Düngemitteln entstehenden Emissionen werden an der Anfallstelle des Materials, vor allem folglich bei den viehhaltenden, landwirtschaftlichen Betrieben, erfasst. Nutzen landwirtschaftliche Betriebe außerdem „Feuchtgebiete“ für den Anbau von Nutzpflanzen, so werden diese Feldemissionen ebenfalls bei den Landwirten, bzw. generell bei den Besitzern der Flächen, erfasst.

Option 3:	Ausschließlich Erfassung der Feldemissionen
Nachweispflicht:	Je nach Quelle der Emissionen, bei den Düngemittelherstellern, dem landwirtschaftlichen Betrieb und dem Nutzer von Feuchtgebieten
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Erfassung der wesentlichen Emissionsquellen direkt beim Verursacher • Nutzung von Standardwerten sowie individuelle Berechnung möglich
Nachteile:	Hohe Anzahl an Betrieben, wenn diese die Zertifikate vorhalten müssen
Fraglich	Fokussierung auf Feldemissionen unter Nichtberücksichtigung anderer Emissionsquellen

Auch bei der Erfassung der Feldemissionen gibt es die Möglichkeit, dass nicht der Landwirt, sondern die landwirtschaftliche Verwaltung die entsprechenden Zertifikate vorhalten müssen. Die zuständige landwirtschaftliche Verwaltung berechnet auf Basis der von den Landwirten durch das *Cross Compliance* gemeldeten Daten die Höhe der Feldemission für den einzelnen Betrieb und erwirbt auf dem freien Markt eine entsprechende Menge an Zertifikaten. Die Kosten für die Zertifikate werden dann dem Landwirt wieder in Rechnung gestellt, bzw. mit den dem Landwirt zustehenden EU-Mitteln verrechnet. Auf Wunsch sollte die Möglichkeit bestehen, dass der Betrieb die Emission auf Basis der

Betriebsdaten selber kalkuliert und diese Berechnung durch ein Zertifizierungssystem kontrolliert wird.

Option 4:	Zertifikatspflicht für Feldemissionen auf Ebene der landwirtschaftlichen Verwaltung
Nachweispflicht:	Landwirtschaftliche Verwaltung auf z.B. kommunaler oder Länderebene (z.B. NUTS 2 Ebene)
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> • Erfassung der wesentlichen Emissionsquellen • Entlastung der einzelnen landwirtschaftlichen Betriebe • Geringe Anzahl von Einheiten, die das Management und die Verwaltung der Zertifikate vornehmen • Option für Landwirte, die Emissionen selbst zu berechnen
Nachteile:	Verursacher der Emission nicht verpflichtend in die Berechnung der Emissionen sowie den Zertifikathandel eingebunden
Fraglich	Fokussierung auf Feldemissionen ohne Berücksichtigung anderer Emissionsquellen

6.6.2 Forstwirtschaft

Da forstliche Biomasse in allen EU-Mitgliedsstaaten von 2010 bis 2015 zunahm (Forti 2017) und somit EU-weit mehr Biomasse nachwächst als eingeschlagen wird, stellt die **Forstwirtschaft in der EU eine CO₂-Senke dar**. Das Umweltbundesamt berechnet beispielsweise im Hinblick darauf jährlich die Höhe der eingesparten Treibhausgasemissionen (in t CO_{2äq}) für den Bereich der Wälder in Deutschland.

Grundlage für die Berechnung ist die Annahme der CO₂-Neutralität von forstlicher Biomasse. Aktuell wird jedoch der **Carbon Debt Ansatz** diskutiert, der diese CO₂-Neutralität in Frage stellt (Achatech 2019). Aufgrund der laufenden wissenschaftlichen Diskussion und des Fehlens wissenschaftlich anerkannter Standardwerte zum *Carbon Debt* von Holz wird dieser Ansatz im Rahmen der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt.

Bei der Ernte (Transport, Maschineneinsatz bei der Fällung) oder anderen Managementmaßnahmen im Wald (z.B. Anlegen von Zäunen, Durchforstungen) fallen Emissionen an, die über das EU-ETS derzeit abgedeckt sind oder aufgrund ihrer Höhe vernachlässigbar sind. Landnutzungsänderungen stellen hingegen eine potentielle Emissionsquelle in der Forstwirtschaft dar, die derzeit nicht über das EU-ETS abgedeckt ist. In den (meisten) EU-Mitgliedsstaaten⁶ ist eine Umwandlung von Wäldern in andere Landnutzungsformen verboten bzw. nicht ohne ausdrückliche Zustimmung der relevanten nationalen Behörden möglich. Sollte ein Wald abgeholzt werden und die Fläche zukünftig anders genutzt werden, ist diese Umwandlung den zuständigen Behörden bekannt. Der Besitzer der Fläche kann durch die Vorhaltung einer entsprechenden Menge an Zertifikaten die entstehenden Emissionen abdecken. Allerdings sollten illegale Landnutzungsänderungen nicht im Nachhinein durch ein Zertifikat sozusagen legalisiert werden.

Des Weiteren sind **Waldbrände** eine mögliche Quelle von THG-Emissionen (CO₂, CH₄, CO, N₂O, NO_x), wobei es sinnvoll ist, Waldbrände in einem zukünftigen EU-ETS als Störfälle anzusehen. Eine Vorhaltung von Zertifikaten ist dementsprechend nicht notwendig.

⁶ Ausnahmen aktuell nicht bekannt

Aus unserer Sicht muss die Forstwirtschaft im Rahmen eines zukünftigen ETSPLUS daher nicht betrachtet werden, da alle relevanten Emissionen bereits abgedeckt sind, die Umwandlung von Wäldern in Acker- oder Grasland schon gesetzlich geregelt ist und die nicht erfassten Emissionen vernachlässigbar sind. Inwieweit Wälder als Kohlenstoffsenke in den Genuss von Zertifikaten für „negative Emissionen“ in ein Emissionshandelssystem integriert werden können (Achatech 2019), hängt auch davon ab, wie die Diskussion um den *Carbon Debt* der Holznutzung sich entwickelt und wie diese in einen regulatorischen Rahmen eingebunden wird.

Literaturverzeichnis

AG Energiebilanzen e. V. (2017): Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2016. Unter Mitarbeit von Hans-Joachim Ziesing, Clemens Rohde, Heinrich Kleeberger, Lukas Hardi, Bernd Geiger, Manuel Frondel et al. Berlin (Projektnummer: 072/15). Online verfügbar unter https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwilt4Gtt5ncAhXBzqQKHVz_DrcQFggxMAE&url=https%3A%2F%2Fag-energiebilanzen.de%2Findex.php%3Farticle_id%3D29%26fileName%3Dageb_-_zusammenfassender_bericht_fu____r_die_endenergiesektoren_2013_-_2016.pdf&usg=AOvVaw3Z1YWDEgVvXUL3GGBO0HXO, zuletzt geprüft am 12.07.2018.

concaawe (2018): Fig. 33. Online verfügbar unter https://www.fuelseurope.eu/wp-content/uploads/2018/08/FUEELSEUROPE-_Graph_2018-34.pdf, zuletzt geprüft am 26.02.2019.

Döring, Przemko; Glasenapp, Sebastian; Mantau, Udo (2016): Energieholzverwendung in privaten Haushalten 2014. Marktvolumen und verwendete Holzsortimente. Abschlussbericht. Hg. v. Universität Hamburg. Universität Hamburg, Zentrum Holzwirtschaft, Arbeitsbereich Ökonomie der Holz- und Forstwirtschaft. Hamburg. Online verfügbar unter http://www.seemla.eu/wp-content/uploads/2016/03/Energieholzverw_Privathaushalte_2014_Mantau_Feb2016-1.pdf, zuletzt geprüft am 26.07.2018.

Europäische Kommission (2009): 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. Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex%3A32009L0028>, zuletzt geprüft am 06.11.2018.

Fialka, John (2018): Meet the Satellites That Can Pinpoint Methane and Carbon Dioxide Leaks. European and Canadian orbiters can work together to catch wayward emissions. Hg. v. Scientific American (E&E News). Online verfügbar unter <https://www.scientificamerican.com/article/meet-the-satellites-that-can-pinpoint-methane-and-carbon-dioxide-leaks/>, zuletzt geprüft am 15.11.2018.

Forti, Roberta (2017): Agriculture, forestry and fishery statistics. 2017 edition. 2017 edition. Luxembourg: Publications Office (Agriculture, forestry and fishery statistics, 2017).

IATA (2018): Fact Sheet Climate Change. International Air Transport Association (IATA), zuletzt geprüft am 26.02.2019.

IG Metall (2010): Heizungsindustrie 2010. Eine Branche, die sich den klimapolitischen Herausforderungen stellen muss. Branchenreport. Online verfügbar unter https://www.igmetall.de/0160414_Branchenanalyse_Heizungsindustrie_b7c4e00a852869ed991f93b697e7fff6f7482c82.pdf, zuletzt geprüft am 02.11.2018.

IMO (2018): International safety management code. With guidelines for its implementation. 2018 edition, Fifth edition. London: International Maritime Organization (IMO publication).

industrystock.com (o. J.): Kältemittel. Online verfügbar unter <https://www.industrystock.de/html/K%C3%A4ltemittel/product-result-de-21325-0.html>, zuletzt geprüft am 15.11.2018.

Juhrich, Kristina (2016): CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Climate Change, 27/2016). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf, zuletzt geprüft am 11.12.2018.

KKA Kälte Klima Aktuell (2014): Die novellierte F-Gase-Verordnung. Umsetzung, Auswirkungen, Kosten. Online verfügbar unter http://www.kka-online.info/artikel/kka_Die_novellierte_F-Gase-Verordnung_2021988.html, zuletzt geprüft am 15.11.2018.

MWV Mineralölwirtschaftsverband e. V. (Hg.) (2017): Jahresbericht 2017. MWV Mineralölwirtschaftsverband e. V. Berlin. Online verfügbar unter https://www.mwv.de/wp-content/uploads/2017/09/170918_Mineraloelwirtschaftsverband_Jahresbericht-2017.pdf, zuletzt geprüft am 22.08.2018.

Umweltbundesamt (Hg.) (2014): Ausweitung des Emissionshandels auf Kleinemittenten im Gebäude- und Verkehrssektor. Gestaltung und Konzepte für einen Policy mix. Unter Mitarbeit von Hauke Hermann, Johanna Cludius, Hannah Förster, Felix Christian Matthes, Katja Schumacher, Georg Buchholz et al. Öko-Institut e.V.; GGSC; FH-ISI. Dessau-Roßlau (Climate Change, 03/2014). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_03_2014_komplett_27.3.14.pdf, zuletzt geprüft am 23.10.2018.

Umweltbundesamt (Hg.) (2017): Endenergieverbrauch 2016 nach Sektoren und Energieträgern. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/4_abb_eev-sektoren-et_2018-02-14.pdf, zuletzt aktualisiert am 09/2017, zuletzt geprüft am 23.10.2018.

UNFCCC (2017): National Inventory Submissions 2017: EU28. United Nations Framework Convention on Climate Change. Online verfügbar unter http://unfccc.int/national_reports/annex_i_THG_inventories/national_inventories_submissions/items/10116.php, zuletzt geprüft am 10.10.2018.

7. Optionen für die Behandlung von Importen in einem ETSPLUS

In Kapitel 5 wurden die Aspekte des Welthandelsrechts in Bezug auf die Kontrolle von in Importen enthaltenen THG-Emissionen und die heutige Behandlung möglicher Wettbewerbseffekte durch das EU-ETS dargestellt. Dabei wurde deutlich, dass die handelsrechtliche Zulässigkeit von Maßnahmen von deren konkreten Ausgestaltung abhängt. Im Folgenden werden verschiedene Optionen dargestellt und ihre Umsetzungsmöglichkeiten diskutiert. Die Beurteilung der verschiedenen Optionen bezüglich ihrer Kompatibilität mit dem internationalen Recht und der Prinzipien der WTO schließen das Kapitel ab.

7.1 Umsetzungsalternativen

Es kommen im Prinzip vier Optionen in Betracht, mit denen die Importe in die EU bezüglich ihrer THG-Emissionen reguliert werden können:

- **Option 1:** Weiterentwicklung der *Carbon Leakage* Liste (CLL)
- **Option 2:** Positivliste mit Gütern, für die beim Import Zertifikatpflicht vorliegen soll
- **Option 3:** Grenzsteuerausgleich in Höhe des THG-Gehalts der importierten Produkte
- **Option 4:** Ausweitung der Zertifikatpflicht auf alle Importe auf Basis der im Produkt enthaltenen THG-Mengen

Bei Option 1 handelt es sich im Prinzip um die Beibehaltung und graduelle Weiterentwicklung des gegenwärtigen Systems, bei dem der Außenhandel nicht direkt in den Emissionshandel einbezogen wird, sondern die von möglichen Wettbewerbseffekten betroffenen Branchen von den Kosten des EU-ETS entlastet werden. Die anderen Optionen stellen direkte Eingriffe in den Außenhandel dar und unterliegen damit auch den Vorgaben des Welthandelsrechts.

Option 1: Weiterentwicklung der Carbon Leakage Liste (CLL)

Die CLL bewirkt, dass Importe in keiner Weise mit ihren THG-Emissionen belastet werden. Um die Wettbewerbsfähigkeit inhereuropäischer Hersteller nicht durch die Kosten des EU-ETS zu belasten, erhalten alle Anlagen in Sektoren, die auf der CLL aufgeführt sind, den Großteil¹ ihrer Emissionsrechte kostenlos zugeteilt. Während im heutigen EU-ETS eine Zuteilung von Emissionsrechten nur für große Anlagen gilt, würden stattdessen alle Emissionen in den auf der CLL aufgeführten Sektoren eine freie Zuteilung erhalten. Dabei können verschiedene Konkretisierungen vorgenommen werden, die zu unterschiedlichen Umfängen von frei zugeteilten Emissionsrechten führen.

Umsetzungsalternativen:

- **Heute geltenden Kriterien für die Aufnahme in die CLL beibehalten:**

Wie in Kapitel 5.2.2 dargestellt, sind praktisch alle Importe von Produkten des verarbeitenden Gewerbes sowie alle Produkte der Grundstoffindustrien auf der CLL vertreten. Da dies bisher nur

¹ Basierend auf sektoralen *Benchmarks*, vgl. Kapitel 3.2.3.

für große Anlagen gilt, würden in einem ETSPLUS, das auch kleinere Anlagen einschließt, viele THG-Emissionen zusätzlich eine freie Zuteilung erhalten. Während lokale Dienstleistungen wie die Wärmeproduktion sowie der Straßenverkehr gar nicht auf der CLL gelistet sind, stieg insbesondere der Anteil der Emissionen aus dem verarbeitenden Gewerbe stark an. Dies steht im Widerspruch zum Ziel der langfristig angestrebten vollständigen Versteigerung der Emissionsrechte im Rahmen des reformierten EU-ETS. Eine Alternative zu einer Ausweitung der frei zugeteilten Emissionsrechte bestünde in einer an die Bedingungen eines ETSPLUS angepassten CLL mit neuen Kriterien.

- **Kriterien für die Aufnahme in die CLL werden überarbeitet und die Anforderungen für die Freistellung verschärft:**

Eine angepasste CLL müsste einen Kompromiss finden zwischen dem Ziel zu einer vollständigen Versteigerung aller Emissionsrechte zu kommen und dem Ziel unerwünschte negative Wettbewerbseffekte und *Carbon Leakage* zu reduzieren. Dies bedeutet, dass etliche Sektoren von der CLL gestrichen werden müssen, wofür auch die Kriterien für die Aufnahme in die CLL überarbeitet werden müssen. Dabei entstehen durch die Ausweitung des ETSPLUS auf alle THG emittierenden Anlagen neue Herausforderungen für die Entscheidung über die Aufnahme auf die CLL. Während im heutigen EU-ETS nur eine überschaubare Anzahl von Anlagen in die Entscheidung über die Aufnahme auf die CLL eingehen, muss in einem ETSPLUS ein Erfassungs- und Kontrollsystem (Monitoring, Reporting, Verification (MRV)) installiert werden, mit dem die Anlagen identifiziert werden können, die eine freie Zuteilung erhalten sollen.

Ein negativer Wettbewerbseffekt wird im EU-ETS erwartet, wenn „die Summe der durch die Durchführung dieser Richtlinie verursachten direkten und indirekten zusätzlichen Kosten einen erheblichen Anstieg der Produktionskosten, gemessen in Prozenten der Bruttowertschöpfung“ verursacht (Richtlinie 2003/87/EG §10a). Dies ist im ETSPLUS weitaus schwieriger als bei den bisher im EU-ETS erfassten Anlagen, denn komplexe Produkte der verarbeitenden Industrie müssen mit ihren Wertschöpfungsketten erfasst werden. Allerdings ist dieses Kriterium nur in wenigen Fällen zum Tragen gekommen, weil die Mehrzahl der NACE4-Sektoren wegen ihres Importanteils von mehr als 30 % in die CLL aufgenommen worden sind. Dieser Importanteil wäre dementsprechend neu zu bestimmen.

Option 2: Positivliste mit Gütern, für die beim Import Zertifikatpflicht vorliegen soll

Ähnlich wie bei der CLL wird bei dieser Option eine Liste der Sektoren bzw. Gütergruppen erstellt, die im ETSPLUS besonders behandelt werden. Allerdings dient diese Liste dazu, diejenigen Produktgruppen zu identifizieren, deren Importe unter die Regelungen des ETSPLUS fallen sollen. Für alle Güter auf dieser Liste müssen dann beim Import für die in den Produkten enthaltenen THG-Emissionen entsprechende Emissionsrechte erworben werden. Auch in diesem Fall müssen Kriterien für die Aufnahme entwickelt und ein entsprechendes MRV-System für die dem ETSPLUS unterliegenden Importe eingerichtet werden. Für die Umsetzung sind folgende Alternativen vorstellbar:

Umsetzungsalternativen:

- **Heute geltende Kriterien der CLL beibehalten:**

Dabei würden voraussichtlich fast alle Importe zertifikatpflichtig werden, denn heute stehen etwa 90 % aller Industrieprodukte auf der CLL. Als Konsequenz muss ein umfassendes MRV-System für die Bestimmung und Kontrolle der zertifikatpflichtigen THG-Emissionsgehalte eingerichtet werden. Dies ist in der Praxis schwer umsetzbar, da die CLL-Kriterien auf alle Güter des verarbeitenden Gewerbes sowie der Landwirtschaft angewendet werden müssen, die teilweise komplexe globale Wertschöpfungsketten vorweisen. Diese Umsetzungsalternative ähnelt schon fast der Option 4, in der alle Importe zertifikatpflichtig werden.

- **Neuer Kriterienkatalog für die Positivliste:**

Angesichts der umfangreichen CLL und der komplexen Wertschöpfungsketten vieler Importgüter wird ein Kriterienkatalog erstellt, der nur besonders emissionsintensive und in starkem internationalem Wettbewerb stehende Produkte enthält. Die Kriterien müssen deutlich strikter sein als es für die derzeitige CLL der Fall ist. Nur für Importe dieser gegenüber der heutigen CLL reduzierten Positivliste muss ein MRV-System eingerichtet werden.

Die Anforderungen an ein MRV-System für die Identifikation der Gütergruppen, die auf eine Positivliste kommen, sind bei Beibehaltung der heutigen CLL die gleichen wie bei Option 1. Für die Umsetzung der Zertifikatpflicht für die auf der Positivliste befindlichen Gütergruppen muss darüber hinaus ein MRV-System für die Kontrolle der Importe eingeführt werden. Je kürzer die Positivliste, desto geringer wird der Aufwand für ein MRV-System. Mehrere mögliche Ausgestaltungen sind dabei vorstellbar. In Anlehnung an bestehende MRV-Systeme, beispielsweise die Zertifizierungssysteme bei Biokraftstoffen, können sowohl unternehmens-spezifische individuelle THG-Bilanzen erstellt und verifiziert werden als auch Standardwerte angesetzt werden. Mögliche Umsetzungsalternativen für ein MRV zeigt Tabelle 7.1.

Tabelle 7.1 MRV-System für die Umsetzung einer Positivliste von Importgütern.

	Individueller Nachweis	Standardwerte
Monitoring	Experteur berechnet THG-Gehalt	Europäische Institution bestimmt Standardwerte, die für eine Gütergruppe anzusetzen sind
Reporting	Meldung der THG-Importmengen durch Importeur an zuständige Stelle (z.B. DEHSt, Zollamt)	Importeur meldet Importmengen an zuständige Stelle (z.B. DEHSt)
Verification	THG-Gehalt durch Zertifizierung bestätigen; vergleichbar zu Biokraftstoffzertifizierung nach RED	Abgleich der erforderlichen Emissionsrechte durch Emissionshandelsstelle mit Zollämtern
Praxis im ETSPLUS	Experteur oder Importeur erwerben Zertifikate gemäß dem zertifizierten THG-Gehalt der Güter	Experteur oder Importeur erwerben Zertifikate gemäß den durch die Zollämter festgelegte Mengen

Eine Besonderheit bei der Bestimmung von Standardwerten für einzelne Gütergruppen liegt darin, dass sowohl unterschiedliche regionale Produktionsbedingungen als auch unterschiedliche klimapolitische Maßnahmen im Exportland nicht berücksichtigt sind. Nur wenn die Positivlisten spezifisch nach Exportländern differenziert werden, können beide Aspekte hinreichend berücksichtigt werden. Dies führt allerdings zu einer großen Zahl an Positivlisten, die alle bilateralen Handelsbeziehungen abdecken müssen.

Die verschiedenen Umsetzungsvarianten erfordern unterschiedlich komplexe MRV-Systeme. Die Beibehaltung der heutigen CLL würde nahezu alle Importgüter unter die Regelungen des ETSPLUS bringen, mit der Konsequenz, dass ein umfangreiches Kontrollsystem eingerichtet werden muss. Eine kurze Positivliste mit ausschließlich den Gütergruppen, die besonderem Wettbewerbsdruck und hohem Risiko von *Carbon Leakage* unterliegen und für die Standardemissionswerte eingeführt werden, hätte den geringsten administrativen Aufwand. Allerdings ist zu prüfen, inwieweit eine solche Positivliste mit Standardemissionswerten kompatibel mit den Regeln der WTO ist.

Option 3: Grenzsteuerausgleich in Höhe des THG-Gehalts der importierten Produkte

Anstatt die THG-Gehalte von bestimmten Importgütern zertifikatpflichtig zu machen, kann die gleiche Regelung über einen Grenzsteuerausgleich erfolgen. Dabei wird auf alle Importe eine Abgabe in Höhe der in den importierten Gütern enthaltenen THG-Mengen erhoben. Die Höhe der Abgabe bestimmt sich aus der Höhe des aktuell herrschenden Zertifikatpreises des ETSPLUS. Auch dabei sind verschiedene Umsetzungsmöglichkeiten zu untersuchen.

Umsetzungsalternativen:

- **Alle Importe in die EU werden mit dem gleichen Betrag belastet, d.h. durch produktspezifische Standardemissionswerte**

Diese Option berücksichtigt nicht:

- Unterschiedliche regionale Produktionsbedingungen, die zu unterschiedlichen THG-Gehalten der Importe führen können.
- Unterschiedliche klimapolitische Regime in den Exportländern, die zu einer Diskriminierung von Importen aus Ländern mit klimapolitischen Maßnahmen führen, die denen der EU vergleichbar sind.

Dies kann ein mögliches Argument für eine nach WTO-Recht unzulässige Diskriminierung von Importen sein.

- **Bilaterale Importe werden mit jeweils unterschiedlichen Steuersätzen belastet, die in Abhängigkeit von den im Exportland geltenden Produktionsbedingungen der einzelnen Gütergruppen und den damit verbundenen THG-Gehalten festgesetzt werden.**

Beide Umsetzungsalternativen erfordern eine Erfassung der THG-Gehalte von Importen, allerdings mit unterschiedlich stark differenziertem Aufwand und entsprechendem MRV-System. Je nach Ausgestaltung sind die Informationsanforderungen unterschiedlich stringent, wie Tabelle 7.2 illustriert.

Tabelle 7.2 MRV-System für die Erhebung eines Grenzsteuerausgleichs von Importgütern.

	Erfassung bilateraler Importe	Gleichbehandlung aller Importe
Monitoring	Exporteur berechnet THG-Gehalt bzw. nutzt länderspezifischen Standardwert; Verrechnung der THG-Gehalte nach im Exportland geltenden CO ₂ - bzw. THG-Preisen mit den ETSPLUS-Preisen	Europäische Institution bestimmt Standardwerte, die für eine jeweilige Gütergruppe anzusetzen sind; Länderspezifische Klimaschutzmaßnahmen werden nicht berücksichtigt
Reporting	Bei Selbstdeklaration durch Exporteur: Meldung von Mengen sowie Nachweis des THG-Gehalts und der schon erfolgten Klimaabgaben. Bei Standardwerten: Meldung der THG-Importmengen und des Herkunftslands durch Importeur an zuständige Stelle (z.B. DEHSt, Zollamt)	Importeur meldet Importmengen an zuständige Stelle (z.B. DEHSt)
Verification	THG-Gehalt sowie Nachweis über Klimaabgaben durch Zertifizierung bestätigen; individuelle Steuererklärung des Exporteurs bzw. des Importeurs bei dem Zollamt	Berechnung der Höhe des Grenzsteuerausgleichs durch Emissionshandelsstelle, Erhebung durch Zollämter

Die Umsetzungsalternativen unterscheiden sich sowohl hinsichtlich der Komplexität ihrer Datenerfassung und Überprüfung, als auch in ihrer Zielgenauigkeit in Bezug darauf, dass sie tatsächlich die in Importen enthaltenen THG-Gehalte erfassen. Darüber hinaus kann es zu einer Doppelbelastung von THG-Emissionen führen, wenn der Klimaschutz im Exportland, z.B. durch ein Emissionshandelssystem, nicht berücksichtigt wird. Die Möglichkeit von diskriminierenden den WTO-Regeln widersprechenden Maßnahmen könnte damit gegeben sein. Andererseits ist auch eine Nichtgleichbehandlung von Importen eine, wenn auch andere Form, der Diskriminierung.

Option 4: Ausweitung der Zertifikatpflicht auf alle Importe auf Basis der im Produkt enthaltenen THG-Mengen

Die konsequenteste und theoretisch präziseste Maßnahme ist eine Ausweitung der Zertifikatpflicht nicht nur auf alle innerhalb der EU entstandenen THG-Emissionen, sondern auch auf die aller importierten Produkte. Dies bedeutet, dass für jedes in die EU importierte Produkt in Höhe der entlang der Wertschöpfungskette enthaltenen THG-Emissionen Emissionsrechte vorgehalten werden müssen. Verhindert wird damit *Carbon Leakage*, also unerwünschte Wettbewerbseffekte durch weniger ambitionierte Klimapolitiken in den Exportländern.

Bei dieser Option muss jeder Exporteur oder Importeur für in der EU in den Verkehr gebrachte importierte Produkte Emissionsrechte in dem Umfang vorhalten, wie THG-Emissionen in der Wertschöpfungskette im Ausland verursacht worden sind.

Diese Option erfordert in jedem Fall eine Abschätzung der in Importen enthaltenen THG, bestimmt über die gesamte Wertschöpfungskette. Auch hier sind verschiedene Umsetzungsvarianten vorstellbar. Die THG-Werte eines Importgutes können über Standardwerte bestimmt werden, oder durch Selbstdeklaration der Exporteure mit individueller THG-Berechnung. Es können die klimapolitischen Regulierungen in einem Exportland in die Berechnung der zu haltenden Zertifikate eingehen, indem Emissionen, die im Exportland schon mit einem CO₂-Preis belegt sind, aus der Berechnung des THG-Gehalts herausgenommen werden. Alternativ können die vollständigen THG-Gehalte der Importe zertifikatpflichtig gemacht werden, womit allerdings besonders Produkte, die in einem Land mit Emissionshandel oder CO₂-Steuern ihrerseits einen Wettbewerbsnachteil erleiden. Je nach Umsetzungsalternative sind die Informationsanforderungen unterschiedlich stark und vergleichbar mit den Anforderungen bei dem Grenzsteuerausgleich.

Tabelle 7.3 MRV-System für die Integration von Importgütern in ein ETSPLUS.

		Berücksichtigung der Klimapolitik im Exportland	Gleichbehandlung aller Importe
Monitoring	Individueller Nachweis	Exporteur berechnet THG-Gehalt; falls erfolgt, werden im Ausland erhobene Klimaabgaben gegengerechnet	Ausschließlich der von jedem Exporteur berechnete THG-Gehalt der Importe wird berücksichtigt
	Standardwerte	Auf der Basis von Standard-emissionswerten von Gütergruppen und Gutschriften für im Ausland umgesetzte CO ₂ - bzw. THG-Preise Berechnung der zu haltenden Zertifikate	Europäische Institution bestimmt Standardwerte von THG-Gehalten, die für eine Gütergruppe anzusetzen sind
Reporting	Individueller Nachweis	Meldung von implizit importierten THG-Mengen sowie der schon erfolgten Klimaabgaben	Ausschließlich Meldung der importierten THG-Mengen
	Standardwerte	Meldung der THG-Importmengen (berechnet nach Standardwerten) durch Importeur an zuständige Stelle (z.B. DEHSt, Zollamt)	Importeur meldet Importmengen an zuständige Stelle (z.B. DEHSt)
Verification	Individueller Nachweis	Exporteur lässt THG-Gehalt sowie Nachweis über Klimaabgaben durch Zertifizierung bestätigen; Nachweis entsprechender Emissionsrechte	Ausschließlich THG-Gehalt der Importe wird bestätigt; Nachweis entsprechender Emissionsrechte
	Standardwerte	wie bei individuellem Nachweis, aber Berechnung der THG-Gehalte mit Standardwerten für Gütergruppen sowie für güterspezifische Klimaschutzabgaben	wie bei individuellem Nachweis

7.2 Diskussion und Vergleich der Alternativen

Die vorgestellten vier Optionen und ihre weiteren möglichen Umsetzungsalternativen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Effektivität, *Carbon Leakage* und unerwünschte Wettbewerbseffekte zu vermeiden. Sie sind damit aus gesamtwirtschaftlicher Sicht unterschiedlich effizient. Auf der anderen Seite sind sie mit unterschiedlichen Herausforderungen bezüglich ihrer Umsetzbarkeit konfrontiert. Dies betrifft Erfahrungen mit einem entsprechenden MRV-System aber auch Unklarheit darüber, ob einzelne Maßnahmen eindeutig mit dem internationalen Handelsrecht vereinbar sind. Schließlich unterscheiden sich die vier Optionen auch darin, wieviel administrativer Aufwand betrieben werden muss, um eine entsprechende Option umzusetzen. Die Tabelle 7.4 gibt einen Überblick über diese verschiedenen Aspekte und präsentiert eine Einschätzung der verschiedenen Aspekte.

Tabelle 7.4 Optionenvergleich für die Integration von Importgütern in ein ETSPLUS.

	Effektivität	Effizienz	Risiken der Umsetzbarkeit	Administrativer Aufwand
Option 1: <i>Carbon Leakage</i> Liste	Verringert <i>Carbon Leakage</i> für die gelisteten Güter	Hat keine Auswirkung auf Importpreise, dadurch ineffiziente Allokation	Gering, da schon etabliert; Prozess der Erstellung eine CLL aufwändig	gering
Option 2: Positivliste	Wirkt nur für gelistete Güter	Effizient für gelistete Gütergruppen; verbleibende Ineffizienz von nicht gelisteten Gütergruppen	Wie bei CLL Entscheidung über Positivliste komplex; MRV-System erforderlich	Abhängig vom Umfang der Positivliste; MRV-System muss eingerichtet werden
Option 3: Grenzsteuer- ausgleich	Bei exportland-spezifischen Abgaben zielgenau; bei pauschalen Abgaben weniger zielgenau	Abhängig von der exportland-spezifischen oder import-spezifischen Umsetzung	Erfordert umfangreiches MRV-System; Kompatibilität mit WTO-Regeln noch nicht in der Praxis bestätigt	Hoher MRV-Aufwand
Option 4: Integration in das ETSPLUS	Hoch	Vergleichsweise hoch; Effizienz abhängig von der Berücksichtigung ausländischer Klimaschutzmaßnahmen	Umfangreiches MRV-System	Hoher MRV-Aufwand

Option 1 hält grundsätzlich das Prinzip der CLL bei und definiert die freie Zuteilung an innereuropäische Emittenten nach einer sektoralen Nomenklatur. Dadurch sind keine weiteren zusätzlichen Kontrollmaßnahmen mehr erforderlich. Alle drei folgenden Optionen erfordern, obwohl sie in unterschiedlicher Weise die Importe erfassen, ein System, bei dem für Importe ihr THG-Gehalt gemeldet und kontrolliert oder zumindest berechnet wird. Sie können also nicht ohne ein - je nach Option unterschiedlich detailliert gestaltetes - MRV-System eingeführt werden. Der Umfang und die

Komplexität der MRV-Systeme hängen vom Umfang der zu kontrollierenden Importe und dem Detailgrad der zu meldenden Informationen ab.

Den geringsten Aufwand hätte die Positivliste (Option 2), wenn nur eine kleine Zahl von Gütergruppen in die Liste aufgenommen wird, die Klimapolitik in den Exportländern unberücksichtigt bleibt und die THG-Gehalte der Importe mit standardisierten Emissionswerten berechnet werden. Dabei bleibt die Effektivität, tatsächlich die in Importen enthaltenen Emissionen zu erfassen, gering. Außerdem kann dadurch *Carbon Leakage* bei den nicht auf der Liste erfassten Importen nicht verhindert werden. Schließlich wären rechtliche Bedenken wegen einer doppelten Regulierung von Emissionen im Export- und im Importland zu berücksichtigen. Der Vorteil dieser Option wäre, dass die größten Gefahren von *Carbon Leakage* kontrolliert werden können, ohne dass zu massiv in den internationalen Handel eingegriffen wird. Allerdings müsste sichergestellt sein, dass nur diejenigen Gütergruppen erfasst werden, bei denen ein scharfer internationaler Wettbewerb vorliegt.

Das komplexeste MRV-System wird bei einer kompletten Integration von in Importen enthaltenen THG-Emissionen in den Emissionshandel erforderlich, insbesondere, wenn statt Standardwerten nach Gütergruppen eine spezifische produktbezogene THG-Berechnung verlangt wird und etwaige klimapolitische Regulierung in den Exportländern berücksichtigt werden.

Die Optionen 3 und 4, Grenzsteuerausgleich und Integration in das ETSPLUS, unterscheiden sich hinsichtlich der praktischen Anforderungen nicht, da für beide in gleicher Weise ausreichend Informationen über den THG-Gehalt der Importe einschließlich einer möglichen Berücksichtigung von im Exportland vorgeschriebenen Klimaschutzabgaben bereitgestellt werden müssen. Allerdings können ihre rechtliche, aber auch politische Umsetzbarkeit unterschiedlich ausgeprägt sein.

7.3 WTO-rechtliche Einordnung der Optionen zur Behandlung von Importen

Zur Eingrenzung von *Carbon Leakage* und zur Vermeidung von Wettbewerbsnachteilen europäischer Unternehmen aufgrund unterschiedlicher klimapolitischer Rahmenbedingungen sind die oben aufgeführten vier Optionen entwickelt worden. Ihre Umsetzung wird die Anwendung ganz verschiedener WTO-Vorschriften nach sich ziehen, die im Folgenden diskutiert werden.

Im Hinblick auf Option 1 und die damit vorgesehene kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten an Unternehmen in bestimmten Sektoren ist darauf hinzuweisen, dass die WTO nicht nur den Import von Waren regelt, sondern im Interesse der internationalen Wettbewerbsgleichheit auch Regeln über Subventionen enthält. Das einschlägige WTO-Übereinkommen über Subventionen und Ausgleichmaßnahmen (engl. *Agreement on Subsidies and Countervailing Measures*) definiert Subventionen als Leistung öffentlicher Institutionen, die den begünstigten Unternehmen einen Vorteil bringen und als spezifisch anzusehen sind. Wenn Unternehmen in bestimmten Sektoren wegen des *Carbon-Leakage*-Risikos ausnahmsweise Emissionsrechte kostenlos zugewiesen bekommen, spricht viel dafür, eine Subvention anzunehmen (Howse und van Bork 2006). Solche Subventionen sind verboten, wenn sie direkt eine Exportförderung oder die Importsubstitution bezwecken, was hier nicht anzunehmen ist. Alle übrigen Subventionen und damit auch die hier in Rede stehende kostenfreie Zuteilung von Emissionsrechten sind nach dem Übereinkommen nicht verboten, können aber von anderen WTO-Mitgliedern wegen möglicher Nachteile im

Streitschlichtungsverfahren angefochten werden (Rubini und Jegou 2012; Howse und van Bork 2006; Trachtman 2016; Parker, Larry & Grimmer, Jeanne J. 2010; Holzer 2016; Howse und van Bork 2006). Dies gilt natürlich bereits für die bestehende *Carbon Leakage* Liste (CLL). Die mit Option 1 vorgeschlagene Änderung würde das rechtliche Risiko nicht wesentlich erhöhen. Insofern begegnet Option 1 aus WTO-rechtlicher Sicht keinen durchgreifenden Bedenken.

Die Optionen 2 und 4 betreffen die Einführung einer Zertifikatspflicht für Importgüter, wobei sich Option 2 auf bestimmte gelistete Güter – möglicherweise nach dem Vorbild der CLL – beschränkt, während Option 4 alle Güter einbeziehen würde. Hier könnte man zunächst an die Anwendung des WTO-Übereinkommens über Technische Handelshemmnisse (engl. *Agreement on Technical Barriers to Trade*, TBT) denken, das u.a. für technische Vorschriften gilt. Nach seinem sehr präzise umrissenen Anwendungsbereich wäre das der Fall, wenn produktbezogenen Vorgaben, u.a. über die Herstellungsweise gemacht würden. Überwiegend wird aber angenommen, dass Vorgaben, die sich auf das Produktionsverfahren beziehen und die sich nicht im Produkt niederschlagen aus dem Anwendungsbereich des Abkommens herausfallen.² Die Optionen 2 und 4 knüpfen an dem Kohlenstoff-Fußabdruck von Produkten an, der allerdings keinen engen Zusammenhang mit dem Produkt aufweist. Deswegen ist das TBT-Übereinkommen mit großer Wahrscheinlichkeit nicht anwendbar, sodass die allgemeineren Regeln des GATT (Allgemeines Zoll- und Handelsabkommen, engl. *General Agreement on Tariffs and Trade*) zum Zuge kommen. Sollte man dies anders sehen, ergeben sich in der rechtlichen Beurteilung keine wesentlichen Unterschiede, weil die in Betracht kommenden Regeln in beiden Abkommen nach allgemeiner Ansicht nicht weit voneinander abweichen.

Im GATT ist zunächst Art. XI einschlägig, der quantitative Beschränkungen an der Grenze verbietet. Wenn vorgesehen würde, dass der Erwerb entsprechender Emissionsrechte bereits für die Einfuhr nachgewiesen und an der Grenze kontrolliert würde, käme unter weiteren Voraussetzungen schon ein Verstoß gegen Artikel XI GATT in Betracht.

Daneben liegt ein Verstoß gegen Artikel III:4 GATT nahe. Die in dieser Vorschrift geregelte sogenannte Inländerbehandlung bestimmt, dass auf dem inländischen Markt importierte Güter nicht schlechter als Güter aus einheimischer Herstellung behandelt werden dürfen. Davon kann allerdings nur die Rede sein, wenn es sich um vergleichbare, gleichartige Güter handelt. Es bedarf keiner absolut identischen Behandlung, wohl aber einer nicht ungünstigeren Behandlung, das heißt, es dürfen dadurch keine Wettbewerbsnachteile von Importwaren entstehen (Korea – *Various Measures on Beef*, Appellate Body, WT/DS161/AB/R - WT/DS169/AB/R, Ziff. 136.). Dazu gehört auch, dass eine mögliche Flexibilität bei der Berechnung von Emissionswerten für inländische Waren gleichermaßen für Importwaren gelten muss (US – *Gasoline*, Panel, WT/DS2/R, Ziff. 6.16).³ Sofern keine Unterschiede gemacht werden, ist sowohl die individuelle THG-Bilanzierung als auch die Nutzung von Standardwerten zulässig.

Die möglicherweise unterschiedliche Anlastung von THG-Emissionen bei ausländischen gegenüber inländischen Produkten stellt die Vergleichbarkeit und damit die Möglichkeit einer Diskriminierung

² Entscheidend ist, ob ein hinreichender „Nexus“ zwischen der Produktionsweise und dem finalen Produkt besteht, ohne dass dieses sich in diesem physisch niederschlägt. Nur dann kann das TBT zur Anwendung kommen.

³ Insgesamt dürfen die Regelungen keine Ungleichbehandlung enthalten, seien es Fristen von Einhaltungskontrollen oder ähnliches.

nicht in Frage: In dem Bemühen protektionistische Regulierungen einzudämmen, greift das WTO-Recht bei der Bestimmung der Gleichheit oder Verschiedenheit von Waren nicht auf Kategorisierungen der jeweiligen Regulierung zurück. Vielmehr wird die Gleichheit bzw. Vergleichbarkeit autonom nach formalen Kriterien der Eigenschaften, Qualität und Natur des Produkts, Endverwendungsmöglichkeiten, Neigung und Gewohnheiten der Verbraucher sowie der Zolltarifklassifikation bestimmt. Danach liegt es nahe, anzunehmen, dass die auf der Positivliste aufgeführten Importgüter (Option 2) bzw. alle in Betracht kommenden Importgüter (Option 4) regelmäßig ein gleichartiges "Pendant" aus heimischer Produktion haben. Vergleicht man die Behandlung jeweils eines importierten und eines gleichartigen Produkts aus heimischer Erzeugung so ist festzustellen, dass für das importierte Produkt Emissionsrechte vorzuhalten sind, während dies für einheimische Produkte nicht gilt. Der Umstand, dass die heimische Produktion dem Emissionshandelssystem mit seinen Belastungen unterworfen ist und dass diese sich am Ende wirtschaftlich gesehen auch in den Produkten niederschlagen, bleibt für diese Betrachtung nach dem Recht der WTO unberücksichtigt. Insgesamt liegt deswegen ein Verstoß gegen die Inländerbehandlung vor.

Ferner könnten die Optionen 2 und 4 einen Verstoß gegen Art. I:1 GATT mit sich bringen, der die Meistbegünstigung regelt und – grob – besagt, dass eine vorteilhafte Behandlung gegenüber einzelnen oder bestimmten Staaten ausnahmslos allen Staaten zu Teil werden muss. Das Meistbegünstigungsgebot bezieht sich nicht allein auf eine formelle Gleichbehandlung, sondern schließt faktische Diskriminierungen ein. Die vorteilhafte Behandlung kann beispielsweise in der Ausnahme von einer Belastung liegen (Herdegen 2017). In dieser Hinsicht besteht eine besondere Herausforderung in der Frage, wie mit ausländischen Klimaschutzmaßnahmen umgegangen werden kann, ohne dass ein Verstoß gegen das Meistbegünstigungsprinzip vorliegt (im Hinblick auf die Zertifikatpflicht im Rahmen des ETSPLUS ausführlich in Kapitel 5.1.2). Eine Ausnahme von einer Belastung für Waren aus Ländern mit bestimmten Klimaschutzstandards berührt grundsätzlich das Gebot der Meistbegünstigung nur, wenn diese Ausnahme diskriminierend wirkt (Vranes 2016). Eine generelle Kategorisierung von Importländern bspw. nach üblichen Produktionsmethoden bzw. dort generell geltenden Klimaschutzstandards und -maßnahmen (z.B. CO₂-Steuern) dürfte einen solchen Verstoß darstellen (vgl. Pauwelyn 2013). Die Erstellung und das Anknüpfen an einer Liste, welche pauschal nach Herkunftsländern differenziert, würde somit mit einiger Wahrscheinlichkeit gegen WTO-Recht verstoßen.⁴ Ebenso wäre die Berücksichtigung der auf den Transport entfallenden THG-Emissionen problematisch.

Option 3 betrifft den klimabezogenen Grenzsteuerausgleich. Diese Vorschläge machen sich die Tatsache zunutze, dass im Außenhandel regelmäßig ein Ausgleich indirekter Steuern vorgenommen wird und nach dem GATT zulässig ist, Art. II Abs. 2 Buchst. a GATT. In der Fachöffentlichkeit ist vielfach diskutiert worden, unter welchen Umständen Belastungen durch Klimaschutzmaßnahmen auf diesem Wege ausgeglichen werden können (Holzer 2014; Pirlot 2017; Umweltbundesamt 2008). Diese scheint zunächst gut möglich, wenn intern eine produktbezogene Kohlenstoffsteuer besteht, an die ein Ausgleich anknüpfen kann. Weniger klar ist die Lage, wenn es sich um ein Emissionshandelssystem wie das EU-ETS handelt, das nicht bei Produkten, sondern bei der Produktion ansetzt und dafür Emissionsrechte verlangt. Es ist vereinzelt argumentiert worden, dass die zunächst anlagenbezogen anfallenden Kostenlasten sich auch auf die einzelnen Produkte

⁴ Stattdessen sollte an der Treibhausgas-Intensität der einzelnen Ware angeknüpft werden, grundsätzlich unabhängig vom Herkunftsland.

niederschlagen und insoweit auch als produktbezogene „Steuer“ verstanden werden können. Dies dürfte allerdings hoch umstritten sein.

Greifen die besonderen Vorschriften über den Grenzsteuerausgleich nicht ein, wäre die Kostenanlastung für Importprodukte entweder als Einfuhrbeschränkung an der Grenze und damit als Verstoß gegen Artikel XI GATT oder als diskriminierende Regulierung importierter Waren nach Artikel III:4 GATT zu verstehen.

7.4 Das Kernproblem: Regulierungsspielräume für Klimaschutzmaßnahmen nach der Ausnahmvorschrift der Art. XX GATT

Mit dem Verstoß gegen die strengen Beschränkungs- bzw. Diskriminierungsverbote ist noch kein abschließendes Urteil über die vorgeschlagenen Maßnahmen gefällt. Das GATT enthält nämlich – ebenso wie das TBT-Übereinkommen – Ausnahmeregelungen, die den WTO-Mitgliedern Regulierungsspielräume für besonders anerkannte Politikziele unter besonderen Voraussetzungen einräumen und als Rechtfertigung herangezogen werden können.

Hier ist Artikel XX GATT einschlägig, der eine Liste von verschiedenen Regelungszielen enthält, die unter weiteren Voraussetzungen Maßnahmen rechtfertigen können, die sonst gegen andere Vorschriften des GATT verstoßen.

In Betracht kommt zunächst Artikel XX lit. b, nach dem eine Rechtfertigung für

„Maßnahmen, die für den Schutz des Lebens oder der Gesundheit von Personen und Tieren oder die Erhaltung des Pflanzenwuchses erforderlich sind“.

. Allerdings ist in diesem Fall das Kriterium der Erforderlichkeit – besser übersetzt „Notwendigkeit“ („*necessary*“ im authentischen englischen Text) - sehr eng auszulegen. Eine Rechtfertigung nach dieser Vorschrift wird deswegen zurecht weithin für zweifelhaft erachtet.

Sehr viel wahrscheinlicher ist, dass sich die mit der Option 2 verbundenen Maßnahmen nach Artikel XX lit. g GATT rechtfertigen lassen. Die Vorschrift bezieht sich auf

"Maßnahmen zum Schutz natürlicher Hilfsquellen, bei denen die Gefahr der Erschöpfung besteht, wenn solche Maßnahmen gleichzeitig mit Beschränkungen der einheimischen Produktion oder des einheimischen Verbrauchs durchgeführt werden".

Die altertümliche Begrifflichkeit "natürliche Hilfsquellen" lässt sich nach heutigem Verständnis besser als "natürliche Ressourcen" fassen. Es ist insoweit schon lange anerkannt, dass damit nicht allein Bodenschätze, sondern auch biologische Ressourcen und Umweltgüter erfasst werden können. Im Hinblick auf die hier in Rede stehenden Maßnahmen und ihre Ziele wird angenommen, dass entweder das Weltklima oder die Kapazität des atmosphärischen Systems zur Speicherung von CO₂ als solche „natürliche Hilfsquelle“ angesehen werden können (u.a. Pauwelyn 2013). Aufgrund des Wortlauts könnte man sich außerdem fragen, ob die EU befugt ist, sich auf den Schutz natürlicher Ressourcen zu berufen, obwohl das Weltklima nicht ihr selbst zugeordnet ist, sondern eine globale Umweltressource darstellt. In der Tat ist die Vorschrift wohl ursprünglich geschaffen worden, um Staaten freie Hand bei der Ausbeutung ihrer Bodenschätze zu geben. Es ist inzwischen aber längst anerkannt, dass die Vorschrift auch globale Umweltgüter schützen kann, wenn nur irgendeine

Verbindung besteht. Dies ist erstmals für amerikanische Importbeschränkungen für Shrimps entschieden worden, die sich vor allem auf Exporte aus Ost- und Südasiens richtete. Die Maßnahme bezweckte den Schutz von Meeresschildkröten, die bei der Shrimpsfischerei gefährdet werden können. In der Entscheidung ist die Tatsache, dass sich solche Meeresschildkröten bisweilen auch in amerikanischen Gewässern aufhalten als genügender Bezug - „*sufficient nexus*“ - angesehen worden (United States – *Import Prohibition of Certain Shrimp and Shrimp Products*, Appellate Body, WT/DS58/AB/R, Ziff. 133).

Es wird weiterhin gefordert, dass die den Handel betreffende Maßnahme einen Bezug zum Zweck des Schutzes natürlicher Ressourcen aufweisen muss. Diese Anforderung ist erfüllt, weil die Belastung des Imports bestimmter Waren mit einer Pflicht zum Erwerb entsprechender Emissionsrechte eindeutig mit dem Ziel des Schutzes des Klimas und damit einer „natürlichen Hilfsquelle“ aufweist.

Als zusätzliches Kriterium für eine Rechtfertigung sieht Artikel XX lit. g vor, dass die in Rede stehenden Maßnahmen gleichzeitig mit Beschränkungen der einheimischen Produktion oder des einheimischen Verbrauchs durchgeführt werden müssen. Das kann man im Hinblick darauf bejahen, dass die Industrie in der EU in das Emissionshandelssystem einbezogen ist und dadurch Beschränkungen der einheimischen Produktion und des einheimischen Verbrauchs stattfinden.

Nachdem die Voraussetzungen des Artikel XX lit. g GATT erfüllt sind, müssen auch die weiteren Anforderungen des Art. XX vorliegen. Für eine Rechtfertigung ist erforderlich, dass die Maßnahme noch den Anforderungen des Einleitungssatzes des Art. XX entspricht. Dieser Einleitungssatz lautet:

„Unter dem Vorbehalt, dass die nachstehenden Maßnahmen nicht in einer Weise durchgeführt werden, dass sie ein Mittel zur willkürlichen oder ungerechtfertigten Diskriminierung zwischen den Ländern, bei denen die gleichen Verhältnisse vorliegen, oder eine verschleierte Beschränkung im internationalen Handel darstellen, soll keine Bestimmung des vorliegenden Abkommens so ausgelegt werden, dass sie einen Vertragspartner hindern würde, folgende Maßnahmen zu beschließen oder durchzuführen:“

Dieser Satz ist nach der neueren Streitschlichtung und Literatur so zu verstehen, dass er für eine Rechtfertigung verlangt, dass zusätzlich zu dem Eingreifen der einzelnen Tatbestände des Art. XX – hier lit. g – erforderlich ist, dass die entsprechende Maßnahme keine willkürliche oder ungerechtfertigte Diskriminierung und auch keine verschleierte Beschränkung des internationalen Handels darstellt. Letztere ist nicht ersichtlich.

Entscheidende Bedeutung hat deswegen das Gebot, dass eine nach Artikel XX GATT zu rechtfertigende Maßnahme keine willkürliche oder ungerechtfertigte Diskriminierung hervorrufen darf. Die Bedeutung dieses Kriteriums ist erst in jüngerer Zeit entfaltet worden. Zunächst stellt sich dabei die Frage, in welchem Verhältnis diese Diskriminierungsregel zu dem ursprünglichen Verstoß gegen die Inländerbehandlung steht, die ja zur Anwendung des Rechtfertigungstatbestandes des Artikel XX GATT Anlass gibt. Es ist insoweit anerkannt, dass die Diskriminierung, um die es im Einleitungssatz von Artikel XX GATT geht, anders zu verstehen ist. Sie bezieht sich nicht auf die Behandlung importierter gegenüber einheimischen Produkten, wie diesen Art. III:4 GATT der Fall ist, sondern bezieht sich nach dem Wortlaut eher auf „Länder, bei denen die gleichen Verhältnisse vorliegen“. Es ist inzwischen geklärt, dass Diskriminierungsregel sich sowohl auf Verhältnisse zwischen dem WTO-Mitglied, um dessen Maßnahme es geht und einem betroffenen Staat als auch

zwischen dritten Staaten untereinander bezieht. Ebenso wird zutreffend angenommen, dass die Diskriminierungsregel zwei unterschiedliche Aussagen enthält indem sie gleichermaßen verbietet Gleiches ungleich und Ungleiches gleich zu behandeln.

Die Streitschlichtung im Hinblick auf umweltbezogene Maßnahmen im *Shrimp-Turtle* Fall hat eine Reihe von Gesichtspunkten entwickelt. Daraus ergibt sich zunächst das Erfordernis, auf die unterschiedlichen Bedingungen in den jeweiligen Exportstaaten Rücksicht zu nehmen und die eigenen Maßnahmen so flexibel zu halten, dass Ausgangslagen und Regelungsansätze in den Exportstaaten angemessen berücksichtigt werden. Eine wichtige Rolle spielt insofern, ob im jeweiligen Exportstaat bereits Klimaschutzmaßnahmen ergriffen worden sind. Wo dies der Fall ist und mit anderen Worten einem Produkt bereits die bei seiner Produktion anfallenden THG-Emissionen angelastet worden sind, wäre die unterschiedslose Heranziehung zum Erwerb von Emissionsrechten für die gesamte THG-Menge beim Import in die EU diskriminierend und damit unzulässig (Pauwelyn 2013; Umweltbundesamt 2008).

Im Hinblick auf die unterschiedlichen Bedingungen in einzelnen Ländern wird weiter diskutiert, ob auch die besondere Lage von Entwicklungsländern eine Rolle spielen könnte, die sich aus ihrem bisher historisch gesehen geringeren Verursachungsbetrag ergeben könnten, der beispielsweise auch von dem UN-Klimarahmenübereinkommen anerkannt ist (Pauwelyn 2013).

Weiterhin ist in der WTO-Streitschlichtung kritisch betrachtet worden, dass solche Handelsmaßnahmen zum Schutz globaler Umweltgüter andere Staaten bewusst oder als Folge zwingen können, ihre Umweltpolitik zu ändern. Mit Blick auf die ganz anderen wirtschaftlichen Bedingungen in den Exportländern ist beispielsweise im *Shrimp-Turtle*-Fall die Vorgabe der USA, eine bestimmte Technologie zum Schutz der Meeresschildkröten einzusetzen, als diskriminierend angesehen worden. Im hier vorliegenden Fall dürfte diese Zwangswirkung wohl weniger kritisch zu beurteilen sein, weil der Zweck der Maßnahme nicht primär in der Erzwingung eines Politikwechsels, sondern eher in der Verhinderung von *Carbon Leakage* liegt. Zumindest ergäbe sich daraus eine starke Rechtfertigung.

Darüber hinaus ist aber im *Shrimp-Turtle*-Fall mit Blick auf eine solche kritische Zwangswirkung gleichsam das Primat der internationalen Umweltpolitik hervorgehoben worden. Danach sind Handelsmaßnahmen nur dann und nur solange zulässig, wie sich der jeweilige Staat in fairen Verhandlungen um eine wirksame internationale Regelung zum Schutz bemüht und diese noch nicht erreicht worden ist. Im vorliegenden Fall dürfte diese Voraussetzung erfüllt sein, weil sich die EU und ihre Mitgliedstaaten aktiv in die weiteren Verhandlungen in den Institutionen des UN-Klimarahmenübereinkommens bzw. des Pariser Übereinkommens einbringen und diese Systeme bisher von einem wirksamen Schutz des Weltklimas noch weit entfernt sind.

Schließlich wird im Sinne des Diskriminierungsgebotes gefordert, dass die entsprechenden Handelsmaßnahmen in einer Weise gestaltet und angewendet werden, die grundlegenden Anforderungen der Fairness und der Rechtsstaatlichkeit entsprechen (Pauwelyn 2013). Dies bedeutet vor allem, dass eine Doppelbelastung importierter Produkte in der Form vermieden wird, dass sichergestellt ist, dass bei der Heranziehung von Importprodukten zur Pflicht, Emissionsrechte vorzuhalten eine bereits erfolgte Anlastung der Emissionen im Exportland berücksichtigt wird.

Insgesamt ist daher die Konformität von Option 2 mit dem Recht der WTO nicht eindeutig und abschließend zu bejahen. Eindeutig ist, dass die Regelung so gestaltet sein muss, dass eine im

Exportland bereits erfolgte Anlastung der THG-Emissionen berücksichtigt wird. Darüber hinaus liegt es nahe, auch den Entwicklungsstand des Exportlandes in Rechnung zu stellen. Die verbleibenden Unsicherheiten stellen ein Risiko dar. Es ist gut denkbar, dass andere Staaten gegen die EU vor der WTO-Streitschlichtung Beschwerde führen. Dies kann andererseits aber auch zu einer wichtigen Klärung der zahlreichen offenen Rechtsfragen führen. Im Falle einer Beanstandung bliebe der EU eine Frist zur Korrektur. Erst nach deren erfolglosem Ablauf könnten die beschwerdeführenden Mitglieder der WTO Handelsanktionen ergreifen. In diesem Sinne erscheint das Risiko insbesondere deswegen als tragbar, weil damit die Möglichkeit einer weiteren Klärung die vielfältigen offenen Rechtsfragen erreicht werden könnte.

Literaturverzeichnis

Herdegen, Matthias (2017): Internationales Wirtschaftsrecht. Ein Studienbuch. 11., überarbeitete und erweiterte Auflage. München: Beck (Kurzlehrbücher für das juristische Studium).

Holzer, Kateryna (2014): Carbon-related border adjustment and WTO law. Cheltenham: Edward Elgar.

Holzer, Kateryna (2016): WTO law issues of emissions trading. National Centre of Competence in Research on Trade Regulation, World Trade Institute of the University of Bern (NCCR Trade Working Paper, 2016/1). Online verfügbar unter https://www.wti.org/media/filer_public/6e/88/6e884b29-f5e2-4a25-85a6-a6edb5c25ed9/working_paper_short_version.pdf, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

Howse, Robert; van Bork, Petrus (2006): WTO Disciplines and Biofuels: Opportunities and Constraints in the Creation of a Global Marketplace. International Food & Agricultural Trade Policy Council (IPC Discussion Paper). Online verfügbar unter http://www.agritrade.org/Publications/DiscussionPapers/WTO_Disciplines_Biofuels.pdf, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

Parker, Larry & Grimmer, Jeanne J. (2010): Climate Change: EU and Proposed U.S. Approaches to Carbon Leakage and WTO Implications. Congressional Research Service (CRS Reports for Congress, R40914). Online verfügbar unter <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc503510/>, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

Pauwelyn, Joost (2013): Carbon leakage measures and border tax adjustments under WTO law. In: Geert van Calster und Marie Denise Prévost (Hg.): Research handbook on environment, health and the WTO. Cheltenham: Edward Elgar (Research handbooks on the WTO), S. 448–506.

Pirlot, Alice (2017): Environmental border tax adjustments and international trade law. Fostering environmental protection. Cheltenham, UK: Edward Elgar Publishing (New horizons in environmental and energy law series).

Rubini, Luca; Jegou, Ingrid (2012): Who'll Stop the Rain? Allocating Emissions Allowances for Free: Environmental Policy, Economics, and WTO Subsidy Law. In: *Transnational Environmental Law (TEL)* 1 (02), S. 325–354. DOI: 10.1017/S2047102512000143.

Trachtman, Joel P. (2016): WTO Law Constraints on Border Tax Adjustment and Tax Credit Mechanisms to Reduce the Competitive Effects of Carbon Taxes. Resources for the Future (Discussion

Paper, 16-03). Online verfügbar unter <http://www.rff.org/files/document/file/RFF-DP-16-03.pdf>, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

Umweltbundesamt (Hg.) (2008): Grenzsteuerausgleich für Mehrkosten infolge nationaler/europäischer Umweltschutzinstrumente – Gestaltungsmöglichkeiten und WTOrechtliche Zulässigkeit (Climate Change, 05/2008). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/grenzsteuerausgleich-fuer-mehrkosten-infolge>, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

Vranes, Erich (2016): Carbon taxes, PPMs and the GATT. In: Panagiotis Delimatsis (Hg.): Research handbook on climate change and trade law. Northampton, MA: Edward Elgar Pub (Research handbooks in climate law), S. 77–108.

8. Notwendige Reformschritte für den Übergang zu einem ETSPLUS

In diesem Kapitel soll die Umsetzung der in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Optionen aus rechtlicher Sicht betrachtet werden. Dazu ist zunächst eine Zusammenschau der Optionen im Hinblick auf die damit verbundenen Gestaltungsaufgaben anzustellen (Kapitel 8.1). Im Anschluss daran sind Regelungsformen und tragende rechtliche Gesichtspunkte zu erörtern, die insbesondere bei der Verwirklichung im Rahmen der Emissionshandelsrichtlinie eine Rolle spielen (Kapitel 8.2). Abschließend sind die Grenzen der möglichen Regelungsoptionen anhand der Europäischen Grundrechte und übergeordneten Prinzipien zu bestimmen (Kapitel 8.3).

8.1 Regelungsoptionen und Gestaltungsaufgaben

Die vorgeschlagenen Optionen beziehen sich auf bestimmte Sektoren, auf bestimmte Energieträger und auf Importprodukte, die alle relevanten THG-Emissionsquellen darstellen. Sie reichen von der Beibehaltung des Status quo im EU-ETS bis hin zu umfangreichen Ergänzungen, beispielsweise Upstream-Regelungen in bisher nicht erfassten Sektoren.

Für den Energieträger **Kohle** wurde entweder die Beibehaltung des Status quo auf europäischer Ebene (vgl. Kapitel 6.2, Option 1) oder die Ausweitung auf sämtliche Kohleverwendungsarten vorgeschlagen, die insbesondere eine Erfassung von Kleinverbrauchern bezwecken soll (vgl. Kapitel 6.2, Option 2). Letztere Option knüpft an die in Deutschland bereits bestehende und für sämtliche Verwendungen von Kohle geltende Steuerpflichtigkeit nach dem Energiesteuergesetz an.

Für den Sektor **Verkehr** wurden Optionen einer Einbeziehung von Kraftstoffen (Otto-, Diesel- und Biokraftstoffe), also ein Upstream- bzw. Midstream-Ansatz erwogen. Nachweispflichten könnten bei Betreibern von Raffinerien (vgl. Kapitel 6.3.1, Option 1) oder auf Ebene des Vertriebs bei Betreibern von Tankstellen und Brennstoffhändlern (vgl. Kapitel 6.3.1, Option 2) angesetzt werden. Auch viele nicht-CO₂-Emissionen sollen über Upstream-Lösungen kontrolliert werden. Im Hinblick auf die Biokraftstoffe und Nicht-CO₂-Emissionen der Landwirtschaft wurde vorgeschlagen an die Nachhaltigkeitszertifizierung unter der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) anzuknüpfen.

Im **Wärmesektor** wurde eine Einbeziehung der Energieträger Heizöl sowie Erdgas vorgeschlagen. Die Optionen folgen einem Upstream- oder Midstream-Ansatz, da sie entweder eine Zertifikatpflicht für Raffinerien vorsehen (vgl. Kapitel 6.4.1, Option 1) oder auf Ebene der Versorger bzw. Händler ansetzen (vgl. Kapitel 6.4.1, Option 2). Im Hinblick auf den Energieträger Erdgas bestehen die vorgeschlagenen Optionen in der Einbeziehung der Ferngasunternehmen auf überregionaler oder regionaler Ebene (vgl. Kapitel 6.4.2, Optionen 1 u. 2) oder der örtlichen Versorger (vgl. Kapitel 6.4.2, Option 3). Zertifikate müssten demnach für alle zur Verbrennung eingesetzten Erdgasmengen bzw. deren Verkauf vorgehalten werden.

Außerdem wurden Erweiterungen auf derzeit nicht erfasste **Methan-, Lachgas- und Fluorkohlenwasserstoffemissionen** vorgeschlagen (vgl. Kapitel 6.5). Die Erfassung von Methanemissionen würde sich auf die Sektoren Abfallwirtschaft, Energieproduktion und Landwirtschaft erstrecken (vgl. Kapitel 6.5.1). In der Abfallwirtschaft bietet sich eine Einbeziehung der Methanemissionen in Klärwerken und Halden an, die unmittelbar in der Anlage im

Zusammenhang mit der Verarbeitung des Abfalls/Abwassers entstehen. In der Energieproduktion könnten Methanemissionen vor allem durch die Erfassung von flüchtigen Emissionen bereits erfasster Anlagen bzw. Tätigkeiten einbezogen werden (vgl. Kapitel 6.5.1.). Dabei geht es insbesondere darum, dass die Anlagenbetreiber auch Zertifikate für Lagerung und Transport sowie für Leckagen und andere Quellen flüchtiger Emissionen bei Gasnetzen vorhalten. Darüber hinaus wurde eine Erfassung der Methanemissionen (zusätzlich zu den erfassten CO₂-Emissionen), die bei den Verbrennungsprozessen in den Sektoren Wärme und Verkehr entstehen, vorgeschlagen. Lachgasemissionen sind bei der Einbeziehung des Sektors Landwirtschaft ein wichtiger Faktor (vgl. Kapitel 6.5.2). Im Hinblick auf eine Einbeziehung von Fluorkohlenwasserstoffemissionen in das EU-ETS wurde vorgeschlagen, entweder spätere Emissionen durch die Einbeziehung von Kältemittelherstellern oder -händlern zu erfassen (vgl. Kapitel 6.5.3, Option 1). Das entspräche einem Upstream- bzw. Midstream-Ansatz. Alternativ wurde vorgeschlagen, alle oder lediglich große Kühl- und Klimaanlage für die unmittelbar aus der Anlage stammenden Emissionen mit einer Zertifikatpflicht zu belegen (vgl. Kapitel 6.5.3, Optionen 2a u. 2b).

Für den Sektor **Landwirtschaft** wurden Optionen vorgeschlagen, um Emissionen von CO₂, Lachgas und Methan zu erfassen, die bei Landnutzungsänderungen, Nutzpflanzenproduktion, Grünlandwirtschaft, Saatgutproduktion sowie bei der Nutztierhaltung entstehen. Die vorgeschlagenen Alternativen sind eine Einbeziehung sämtlicher genannten Emissionen oder eine teilweise Einbeziehung, die sich nur auf die Feldemissionen aus Nutzpflanzenproduktion und Grünlandwirtschaft erstreckt. Dabei käme eine Einbeziehung an der unmittelbaren Quelle der Emissionen in Betracht. Zertifikatpflichtiger Akteur wäre der landwirtschaftliche Betrieb, Düngemittelhersteller oder Nutzer von Feuchtgebieten (vgl. Kapitel 6.6.1, Optionen 1 u. 3). Alternativ wurde vorgeschlagen die landwirtschaftliche Verwaltung (vgl. Kapitel 6.6.1, Optionen 2 und 4) zu verpflichten Zertifikate für alle untergeordneten Betriebe vorzuhalten.

Die in Kapitel 7 vorgeschlagene Einbeziehung von **Importen** in das EU-ETS sieht vier Optionen vor. Zum einen wurde eine weitgehende Beibehaltung des Status quo mit einer Weiterentwicklung der bestehenden *Carbon Leakage* Liste erwogen (vgl. Kapitel 7.1, Option 1). Eine weitere Option wurde mit der Schaffung einer Positivliste betrachtet, die eine Zertifikatpflicht für den Import bestimmter Güter verbindlich konkretisieren soll (vgl. Kapitel 7.1, Option 2). Darüber hinaus bietet sich eine Gesamterfassung entsprechend der im EU-ETS erfassten Emissionsquellen an. Vorgeschlagen wurden als Alternativen eine Grenzsteuerausgleichsregelung in Höhe des THG-Gehalts der importierten Produkte (Kapitel 7.1, vgl. Option 3) und eine Ausweitung der Zertifikatpflicht auf alle Importe auf Basis der im Produkt enthaltenen THG-Mengen (Kapitel 7.1, vgl. Option 4).

Die dargestellten Optionen spiegeln teilweise Regelungselemente, die sich bereits in den bestehenden EU-ETS Regelungen finden. Zu einem gewissen Teil greifen die Regelungsoptionen allerdings über die bestehenden Regelungsmuster hinaus und stellen damit neue Gestaltungsaufgaben:

Erstens gehen die Optionen zum Teil über die bisherige Systematik des Emissionshandelssystems hinaus, das den Betreibern die Emissionen ihrer Anlagen zurechnet. Vorgesehen sind neben dem Downstream-Ansatz auch Upstream- und Midstream-Ansätze, bei denen Emissionen an anderen Stellen der Wertschöpfungskette angelastet werden. Abweichend vom Ansatz des unmittelbaren Emittenten verorten einige Optionen die Zertifikatpflicht beim entsprechenden Akteur auf Produktions- (Raffinerien, Kältemittelhersteller etc.) oder Vertriebssebene (Erdgasversorger,

Tankstellen etc.). Die Gestaltungsaufgabe besteht darin, zu bestimmen, bei wem und wie eine Messung oder Berechnung der Emissionen bzw. eine Zertifikatspflicht angeordnet wird.

Zweitens wird die Erfassung der Emission weiterer Treibhausgase vorgeschlagen. Im Status quo werden in vielen Sektoren lediglich CO₂-Emissionen erfasst. Die Erfassung der Emissionen weiterer THG (z.B. Lachgas und Methan) mag in einigen Fällen durch Ergänzung des bestehenden Regelungsansatzes zu bewerkstelligen sein. In vielen Fällen wird sich aber eine größere Gestaltungsaufgabe stellen, weil diese anderen THG in nicht erfassten Sektoren oder bei nicht erfassten Tätigkeiten anfallen. So erfordert die Erfassung von Methanemission die Einbeziehung des Sektors der Landwirtschaft und die Erfassung von Fluorkohlenwasserstoffemissionen weite Bereiche der Kühl- und Klimatechnik. In diesem Bereich bestehen keine Regelungsansätze oder gar Regelungen, an die angeknüpft werden könnte.

Drittens wird vorgeschlagen die bisher geltende Beschränkung auf größere Anlagen für einige Sektoren und Tätigkeiten aufzugeben und insbesondere auch Kleinanlagen zu erfassen. Dafür müssen handhabbare und angemessene Regelungen gefunden werden, Emittenten unabhängig von ihrer Relevanz zu erfassen.

Viertens wird die Einbeziehung von Importen durch unterschiedliche Regelungsoptionen vorgeschlagen. Dafür ist eine neu zu schaffende Verankerung im Emissionshandelsrechts erforderlich, die den Anforderungen des WTO-Rechts entsprechen muss.

8.2 Verwirklichung der Gestaltungsaufgaben im Rahmen der Emissionshandelsrichtlinie

In Anbetracht der Regelungsoptionen und Gestaltungsaufgaben stellt sich die Frage, wie diese umgesetzt werden können. Dafür käme das bestehende System der Emissionshandelsrichtlinie in Betracht. Ließen sich Optionen in diesem Rahmen durch Änderungen der Richtlinie sowie von Folgeregulungen umsetzen, wäre keine umfassende Neuregelung mit möglichen Verwerfungen und Rechtsunsicherheiten erforderlich.

Unter der vorgeschlagenen Ausweitung auf weitere Sektoren, Energieträger und Treibhausgase ist im Sinne der Emissionshandelsrichtlinie zunächst eine Erweiterung des Geltungsbereichs derselben zu verstehen (Art. 2 in Verbindung mit Anhang I), genauer die Einbeziehung weiterer Tätigkeiten oder bislang nicht erfasster Treibhausgase im bestehenden Geltungsbereich. Primärer Gegenstand eines Änderungsvorhabens wäre somit der Anhang I der Richtlinie, der die einbezogenen Tätigkeiten und dabei erfassten Treibhausgase aufführt und damit den Geltungsbereich des EU-ETS ausgestaltet. Die Änderung müsste insoweit auf dem Wege des ordentlichen Gesetzgebungsverfahrens (Art. 294 AEUV) vorgenommen werden.

Dies ist insbesondere auch deshalb erforderlich, weil eine Einbeziehung nicht lediglich eine Änderung der Anhänge mit sich bringt, sondern regelmäßig weitere flankierende Regelungen erfordert. Das gilt insbesondere für Regelungsoptionen, in denen vom unmittelbaren Anlagenbezug Abstand genommen wird. Die Einbeziehung des Luftverkehrssektors in das EU-ETS und damit letztlich die Inpflichtnahme von Luftfahrzeugbetreibern erforderte neben kleineren Anpassungen in der Formulierung der Emissionshandelsrichtlinie weitgehende Neuregelungen und Anpassungen. So wurden mit der am 2.2.2009 in Kraft getretenen Richtlinie 2008/101/EG unter anderem die

Definition von „Emissionen“ in Art. 3 erweitert und Art. 3 a-h hinzugefügt sowie einige weitere Vorschriften ergänzt, um Besonderheiten des Sektors im Hinblick auf Gesamtmenge, Zuteilung, Überwachung, Verwaltung und Sanktionen rechtlich zu berücksichtigen (dazu ausführlich, u.a. (Pegatzky und Nixdorf 2009; Bartlik 2011). Insgesamt hat der stark verankerte Bezug zur „Anlage“ somit bereits eine Relativierung bzw. Verschiebung in Richtung der Erfassung bestimmter „Tätigkeiten“ erfahren. In Ausgestaltung der Richtlinie hat die Kommission rechtsverbindliche Auslegungsleitlinien erlassen (Europäische Kommission 08.06.2009). Die Reform kann als Modell für die Ausweitung auf weitere Sektoren und Treibhausgasemissionen herangezogen werden.

Es lassen sich einige Kernfragen bestimmen, die für die Umsetzung der konkreten Regelungsoptionen wesentlich sind:

Lockerung des Regelungsbezugs zwischen Anlagentätigkeit und Zertifikatpflicht

Wie bereits in Kapitel 3.1.1 beschrieben, sieht die Emissionshandelsrichtlinie eine enge Beziehung vor zwischen der (juristischen oder natürlichen) Person des Zertifikatpflichtigen und der in einer Anlage stattfindenden Tätigkeit (Anhang I), sowie zwischen dieser anlagenbezogenen Tätigkeit und den erfassten Emissionen (Art. 3 b). Das heißt, nach bisherigem Ansatz hat der Akteur, bei dem die Regelung ansetzt, relative Kontrolle und relative Gewissheit über die Höhe der geregelten Emissionen. In einigen Sektoren (siehe oben) sehen die Optionen aber teilweise Upstream- oder Midstream-Ansätze vor. Einbezogen werden sollen Emissionen aus Tätigkeiten, die allerdings nicht mit den unmittelbaren Tätigkeiten des regulierten Akteurs übereinstimmen. Im Hinblick auf dieses Auseinanderfallen müssen in der Emissionshandelsrichtlinie die erforderlichen strukturellen Anpassungen vorgenommen werden.

Einbeziehung von kleineren Anlagen

Nach der Emissionshandelsrichtlinie beschränkt sich das gegenwärtige EU-ETS auf Großemittenten und lässt Kleinemittenten beiseite. Anhang I sieht lediglich eine Erfassung der „Verbrennung von Brennstoffen in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von über 20 MW“ vor und nimmt damit kleinere Anlagen aus dem Geltungsbereich der Richtlinie aus. Allerdings eröffnet die Richtlinie den Mitgliedstaaten grundsätzlich die Möglichkeit von Abweichungen. So können gemäß den Anforderungen des Art. 24 I a) größere Anlagen einbezogen werden oder gemäß den Anforderungen von Art. 27 Anlagen bis zu einer Feuerungswärmeleistung von 35 MW ausgenommen werden. Die sekundärrechtliche Beschränkung auf Großemittenten ist teilweise auf den grundrechtlichen Rahmen zurückzuführen und dient der Vermeidung von unverhältnismäßigen Eingriffen in Grundrechte, wird aber ansonsten nicht von übergeordneten Prinzipien getragen (ausführlicher zur Konformität mit Grundrechten und Prinzipien vgl. Kapitel 8.2.2). Dieser Regelungsansatz gilt in vergleichbarer Form auch für den Flugverkehr. Ausgenommen werden Flüge von geringerer Startmasse (Anhang I, Ausnahme h) und solche, in denen der Betreiber jährliche Gesamtemissionen von weniger als 10 000 Tonnen hat (Anhang I, Ausnahme j).

Für die Einbeziehung auch kleinerer Anlagen folgt daraus, dass diese grundsätzlich möglich ist. Sie muss entweder über eine sektorspezifische Ausnahme, wie im Hinblick auf den Luftverkehr geschehen, erfolgen oder der für die Ausnahme geltende Schwellenwert der Feuerungswärmeleistung müsste herabgesetzt oder gänzlich abgeschafft werden. Eine

sektorspezifische Ausnahme ist rechtlich weniger problematisch, bietet sich aber eher für begrenzte und abgrenzbare Sektoren an.

Für die hier erarbeiteten Einbeziehungsoptionen erscheinen aus rechtlicher Sicht nachfolgende Reformschritte sinnvoll. Eine Herabsetzung des Schwellenwerts erscheint sinnvoll für die Einbeziehung von kleineren Anlagen bei der Kohleverbrennung (vgl. Kapitel 6.2, Option 2), die Einbeziehung von kleineren Halden und Klärwerken (vgl. Kapitel 6.5.1) und kleineren Kühl- und Klimaanlageanlagen (vgl. Kapitel 6.5.3, Option 2a). Dies kann als Ausnahmeregelung für die jeweilige Tätigkeit in Anhang I erfolgen. Da die Einbeziehung landwirtschaftlicher Betriebe (vgl. Kapitel 6.6.1, Option 1), ähnlich wie die Einbeziehung des Luftverkehrs, möglicherweise weitergehende sektorspezifische Anpassungen der Richtlinie erforderlich macht, könnte sich hier eine gesonderte Einbeziehung ohne Größeneingrenzung anbieten. Bei den Regelungen ist insbesondere der Gleichbehandlungsgrundsatz (aber auch andere Grundrechte) zu beachten (vgl. Kapitel 8.3).

Einbeziehung von Biomasseemissionen

Weiterhin sehen einige Optionen, insbesondere im Wärmesektor (vgl. Kapitel 6.4.3), vor, dass Biomasse in das EU-ETS einbezogen wird. Dies ist bisher nicht der Fall. Absatz 1 des Anhang I der Richtlinie sieht nämlich vor, dass „Anlagen oder Anlagenteile, [...] die ausschließlich Biomasse nutzen“ nicht unter diese Richtlinie fallen. Die entsprechenden Änderungen wären aber ohne weiteres möglich.

Änderungsverfahren

Die Anpassung bzw. Einführung der Regelungselemente muss auf EU-Ebene im Wege des ordentlichen Gesetzgebungsverfahrens gemäß Art. 294 AEUV durchgeführt werden. Die Änderung der Emissionshandelsrichtlinie müssten in der Folge im Rahmen des Gestaltungsspielraums der Mitgliedstaaten national umgesetzt werden. In Deutschland müsste wesentlich das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) entsprechend angepasst werden.

8.3 Europäische Grundrechte und Prinzipien als Gestaltungsgrenzen

Die konkreten Umsetzungsoptionen müssen schließlich auch im Einklang mit den übergeordneten Grundrechten und Prinzipien des Unionsrechts stehen. Fragen, wie die Gleichbehandlung im Hinblick auf die Einbeziehung oder Nicht-Einbeziehung von Sektoren wurden in Rechtsprechung des EuGH bereits behandelt. Es wird davon ausgegangen, dass eine Vergleichbarkeit grundsätzlich durch die Verursachung von THG-Emissionen durch wirtschaftliche Tätigkeit - und zwar unabhängig von der Höhe des THG-Ausstoßes – besteht und damit auch eine Benachteiligung gegenüber nichteinbezogenen Sektoren nahelegt (EuGH, Urteil vom 16.12.2008, C-127/07, ECLI:EU:C:2008:728, Rdnr. 23 ff.)¹. Allerdings wurde diese in bislang relevanten Fällen als gerechtfertigt angesehen, weil der Gesetzgeber eine Unterscheidung in der Emissionshandelsrichtlinie im Hinblick auf einen erheblich unterschiedlichen Verwaltungsaufwand, erschwerte Steuerung oder erheblich

¹ Der Gerichtshof hatte über die Einbeziehung des Stahlsektors in den Anwendungsbereich der Emissionshandelsrichtlinie und die Nichteinbeziehung der Sektoren Chemie und Nichteisenmetalle zu entscheiden.

unterschiedliche Menge direkter Emissionen hinreichend plausibel gemacht hat. Bei der Beurteilung dieser Kriterien hat der Gesetzgeber außerdem einen erheblichen Spielraum (Küll 2009; Epiney 2010; Queisner 2014). Die Bewertung lässt sich auch auf andere Grundrechtseingriffe im Rahmen des bestehenden EU-ETS anwenden, sodass der Status quo als grundrechtskonform betrachtet werden kann. Davon ausgehend können die relevanten Änderungsoptionen dahingehend betrachtet werden, ob sich die grundrechtliche Wertung durch einzelne Regelungselemente verschiebt.

Aus grundrechtlicher Perspektive sind besonders die Vorschläge im Hinblick auf das Regelungselement Zertifikatpflicht und damit einhergehende Berichts- und Überwachungspflichten relevant. Den konkreten Grundrechtsmaßstab bilden in dieser Hinsicht die **unternehmerische Freiheit (Art. 16 GRCh)** und das **Eigentumsrecht (Art. 17 GRCh)** (Epiney 2010; Küll 2009). Durch eine Differenzierung zwischen Akteuren, innerhalb des EU-ETS und im Hinblick auf nicht-einbezogene Akteure, wird zudem eine Vergleichsdimension geschaffen und damit auch der Maßstab des **allgemeinen Gleichheitsgrundsatzes** eröffnet. Das unionsrechtlich verankerte **Verursacherprinzip (Art. 191 Abs. 2)** enthält dabei Wertungen, die mögliche Regelungsoptionen – wie auszuführen ist – jedoch nur wenig einschränken und im Wesentlichen im Verhältnismäßigkeitsgrundsatz im Rahmen der Grundrechtsprüfung aufgehen.

Wie oben dargestellt, wird der Grundrechtsträger grundsätzlich mit einer Pflicht zum Erwerb von Zertifikaten als Bedingung der Nutzung seines Eigentums bzw. Ausübung seiner unternehmerischen Freiheit belastet. Die vorgeschlagenen Regelungsoptionen im Hinblick auf die Zurechnung von späteren Emissionen, insbesondere im Rahmen einer Upstream- oder Midstream-Erfassung können diese Belastungswirkung verstärken. Im Vergleich zur Downstream-Regelungsoption ist die Eingriffsintensität regelmäßig durch mangelnde Einfluss- und Überwachungsmöglichkeiten des Akteurs – im Hinblick auf die Ausübung der Tätigkeit ebenso wie hinsichtlich der Ermittlung der tatsächlichen Emissionen – erhöht. Die erhöhte Eingriffsintensität stellt erhöhte Anforderungen an die Rechtfertigungsgründe, die im Rahmen einer Verhältnismäßigkeitsprüfung (Art. 52 Abs. 1 GRCh) mit der Gestalt und Intensität des Eingriffs abgewogen werden müssen. Mit Blick auf die regelmäßig geringere Anzahl von Akteuren bei einer Upstream-Regelung erscheint diese Regelungsoption aufgrund des geringeren Verwaltungsaufwands grundsätzlich plausibel. Dafür kann auch die Möglichkeit der Nutzung bzw. dem Ausbau von existierenden Strukturen relevant sein. Daran wäre möglicherweise im Falle der Kühl- und Klimaanlageanlagen und bei Kleinemittenten in der Kohleverbrennung zu denken. Für die spezifischen Fälle, in denen der Unterschied im Hinblick auf den Verwaltungsaufwand nicht erheblich genug ist, um den erhöhten Rechtfertigungsanforderungen gerecht zu werden, kann die Regelung dennoch angemessen sein. Es besteht die Möglichkeit der Weitergabe von Kosten der Zertifikatpflicht an die (Mit)Verursacher auf späteren Produktions- bzw. Verbrauchsebenen. Dadurch kann die Belastung für den Akteur durch eigene Gestaltung verringert werden (Epiney 2010). Das unionsrechtlich in Art. 191 Abs. 2 AEUV übergeordnete Verursacherprinzip ist zwar auch im Kontext einer Zertifikatpflicht für Emissionen anwendbar (Nettesheim 2010-), erfordert jedoch lediglich eine Nähe des Kostentragenden zur Emission im Sinne des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes. Es steht einer Auswahl eines Akteurs auf Produktionsebene nicht grundsätzlich entgegen, selbst wenn die Emission bei einem anderen Akteur geschieht. Dies gilt insbesondere, wenn die Möglichkeit besteht, dass der Belastete die Kosten wie beschrieben weitergeben kann.

Relevante grundrechtliche Grenzen können für die Regelungsoptionen auch bei der Einbeziehung von Kleinemittenten bestehen.² Zunächst müssten Kleinemittenten nach dem Gleichheitsgrundsatz, sofern vergleichbar, für alle Sektoren und Tätigkeiten gleich einbezogen werden. Gegebenenfalls müsste eine abweichende Regelung gerechtfertigt sein. Im Hinblick auf die Rechtfertigung kann auf die Ausführungen oben verwiesen werden. Sofern eine schrittweise oder begrenzte Einbeziehung aufgrund des Bestehens praktikabler Optionen für eine umfassende Einbeziehung nicht notwendig erscheint, ist die umfassendere Einbeziehung aus Sicht des legitimen Ziels Klimaschutz vorzugswürdig (vgl. Queisner 2014). Unter Umständen müssten Ausnahmen und Sonderregelungen geschaffen werden oder jedenfalls durch Mitgliedstaaten geschaffen werden dürfen, um besonders einschneidende Wirkungen auf Grundrechtspositionen einzelner Klein- und Kleinstemittenten abzumildern. Bei der Einbeziehung landwirtschaftlicher Betriebe (vgl. Kapitel 6.6.1, Option 1) könnte das beispielsweise für Teilerwerbslandwirte bzw. Kleinstbetriebe erforderlich sein.

Im Hinblick auf die Importregelungsoptionen steht der Neufassung oder Abschaffung der *Carbon Leakage* Liste aus grundrechtlicher Sicht nichts entgegen, da aus der Aufnahme in die *Carbon Leakage* Liste bereits keine eigentumsähnlichen Rechtspositionen entstehen, die Bestandsschutz genießen könnten.

Schließlich sind im Hinblick auf die Umsetzung der Regelungsoptionen im Rahmen der Richtlinie und Folgeregelungen auf Europäischer Ebene die Grundsätze von Subsidiarität und Verhältnismäßigkeit (Art. 5 Abs. 3 und 4 EUV) zu beachten. Die EU hat eine geteilte Regelungskompetenz im Bereich des Emissionshandels, sodass bei Anpassungen das Maß der Erforderlichkeit unionseinheitlicher Regelsetzung einzuhalten ist. Dies erscheint allerdings für alle vorgeschlagenen Regelungsoptionen unproblematisch, jedenfalls soweit bei der Konkretisierung ein Ausgestaltungsspielraum für die Mitgliedstaaten verbleibt.

Literaturverzeichnis

Bartlik, Martin (2011): Die Einbeziehung des Luftverkehrs in das EU-Emissionshandelssystem. In: *Europarecht (EuR)* 46 (2), S. 196–226.

Epiney, Astrid (2010): Zur Entwicklung des Emissionshandels in der EU. In: *Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR)* 21 (5), S. 236–244.

Europäische Kommission (08.06.2009): Entscheidung der Kommission vom 8. Juni 2009 zur genauen Auslegung der in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates aufgeführten Luftverkehrstätigkeiten. Entscheidung 2009/450/EG. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 149/69), S. 69–72. Online verfügbar unter <http://data.europa.eu/eli/dec/2009/450/oj>, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

Hermann, Hauke; Cludius, Johanna; Förster, Hannah; Matthes, Felix Christian; Schumacher, Katja; Buchholz, Georg et al. (2014): Ausweitung des Emissionshandels auf Kleinemittenten im Gebäude- und Verkehrssektor. Gestaltung und Konzepte für einen Policy mix. Hg. v. Umweltbundesamt (Climate Change, 03/2014). Online verfügbar unter

² Ausführlich zu den grundrechtlichen Implikationen einer Einbeziehung von Kleinemittenten aus der Perspektive der deutschen Grundrechte, siehe Hermann et al. 2014.

<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/ausweitung-des-emissionshandels-auf-kleinemittenten>, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

Küll, Carolin (2009): Grundrechtliche Probleme der Allokation von CO₂-Zertifikaten. Berlin: Springer (Schriftenreihe Natur und Recht, Bd. 10).

Nettesheim, Martin (2010 -): Art. 191 AEUV. In: Eberhard Grabitz, Meinhard Hilf und Martin Nettesheim (Hg.): Das Recht der Europäischen Union. Kommentar. [Onlineausgabe]. 65. EL August 2018. München: Beck.

Pegatzky, Claus; Nixdorf, Benjamin (2009): Aktuelle Entwicklungen beim Emissionshandel für die Luftfahrt. In: *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht (NVwZ)* 28 (22), S. 1395–1399.

Queisner, Georg (2014): Umweltverträgliche Landwirtschaft durch Einbeziehung von ihr verursachter Treibhausgasemissionen in das Europäische Emissionshandelssystem? In: *Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR)* 25 (6), S. 336–344.

9. Sektorale und gesamtwirtschaftliche Effekte eines ETSPLUS

9.1 Preiseffekte des ETSPLUS auf wichtige Endenergien

Innerhalb der letzten zwei Jahre konnte der CO₂-Zertifikatpreis des EU-ETS eine erhebliche Steigerung verzeichnen. Lag er im Mai 2017 noch bei unter 5 €/t CO_{2äq}, erreichte er dagegen im September 2018 sein Maximum von 24,85 €/t CO_{2äq}. Derzeit liegt er bei ca. 20 €/t CO_{2äq} (Stand Dezember 2018; vgl. Kapitel 3.2; EEX (2018)). Die Gestehungskosten der verschiedenen (insbesondere fossiler) Energieträger hängen in unterschiedlichem Maße von der Höhe des CO₂-Preises ab. Das führt dazu, dass sich die Wettbewerbsbedingungen in verschiedenen Preisszenarien verschieben. Mithilfe einer statischen Analyse sollen diese Preiseffekte im Folgenden für den Stromsektor, den Wärmemarkt und den Transportsektor dargestellt werden. Dabei werden Rückkopplungseffekte noch nicht berücksichtigt.

9.1.1 Preiseffekte im Stromsektor

Tabelle 9.1 zeigt, dass Braunkohle nur bei einem sehr geringen Preis für CO₂ (wie hier im Beispiel 6 €/t) die niedrigsten Stromgestehungskosten hat. Bereits bei einem Preis von 25 €/t CO₂, der im September 2018 nahezu erreicht wurde, liegen die Stromgestehungskosten von Onshore-Windenergie unterhalb derer von Braunkohle. Mit steigendem CO₂-Preis verstärkt sich dieser Effekt, da die Kosten für Windenergie (genau wie für Photovoltaik und Wasserkraft) weitestgehend unabhängig vom CO₂-Preis sind und somit konstant bleiben, während die Kosten für fossile Energieträger stetig steigen. In grün sind die jeweils wettbewerbsfähigsten Energieträger mit ihren Kosten bei unterschiedlichen CO₂-Preisen angezeigt.

Tabelle 9.1 Stromgestehungskosten unterschiedlicher Energieträger.

Quellen: AEE (2014), Fraunhofer ISE (2013), Lappeenranta University of Technology (LUT) (2017), Höfling (2016) BMWi (2015), Delzeit et al. (2016), Biograce (2015a), Joint Research Centre et al. (2014) und Wagner et al. (2007).

Stromgestehungskosten (€/MWh)								
	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas (GuD)	Wind (On- shore)	Photo- voltaik	Biogas Mais (BHKW)	Biogas Gülle (BHKW)	Wasser- kraft
Kosten* inkl. ETS CO ₂ Kosten	39 – 54 47	40 – 80 60	49 – 98 Ø74	32 – 91 62	49 – 160 Ø 105	80 – 169 120	110	55 – 178 Ø 120
Ø Emissionen** in t CO _{2äq} /MWh	0,93	0,86	0,4	0,002	0,003	0,19	- 0,31	0,002
Ø Kosten bei EUA = 6 EUR/t	48	61	74	62	105	121	108	120
Ø Kosten bei EUA=25 EUR /t	65	78	82	62	105	124	102	120
Ø Kosten bei EUA=50 EUR/t	89	99	92	62	105	130	95	120
Ø Kosten bei EUA=75 EUR/t	112	121	102	62	105	134	87	120
Ø Kosten bei EUA=100 EUR/t	135	142	112	62	105	139	79	120

* Auf Basis Agentur für Erneuerbare Energien (2014), Fraunhofer ISE (2013), LUT (2017), KfW Research (2016), BMWi (2015), Klepper et al. (2016)

** Auf Basis Biograce, JEC 2014, Gemis 4.9, Wagner et al. (2007)

9.1.2 Preiseffekte im Wärmemarkt

Im Wärmemarkt weisen Holzhackschnitzel und Holzpellets bereits heute die geringsten Brennstoffkosten von 25 €/MWh auf (Tabelle 9.2). Die fossilen Energieträger Erdgas und Heizöl sind mit weitaus höheren Kosten verbunden. Da die in der Herstellung biogener Energieträger deutlich weniger THG-Emissionen anfallen als bei fossilen Energieträgern, wirkt sich eine Steigerung des CO₂-Preises auf z. B. 100 €/t CO₂ nur geringfügig auf die Brennstoffkosten aus. Mit anderen Worten, je höher der CO₂-Preis, desto wettbewerbsfähiger wird die Bioenergie im Wärmesektor.

Tabelle 9.2 Brennstoffkosten unterschiedlicher Energieträger.

Quellen: DEPV (2017), Umweltinstitut München e. V. (2017), Bund der Energieverbraucher (2018), Biograce (2015b) und Joint Research Centre et al. (2014).

	Brennstoffkosten (€/MWh)					Gestehungskosten (€/MWh)
	Heizwerke (Ind.) (Holzhackschn.)	Pellets (HH)	Erdgas (Zentralheizung)	Fernwärme	Heizöl Zentralheizung	Solarthermie
Kosten* inkl. ETS CO ₂ Kosten	25 25	39 – 50 45	59 - 65 62	82 82	50 - 60 55	131 131
∅ Emissionen** in t CO _{2äq} /MWh	0,015	0,05	0,27	0,29	0,35	0,01
∅ Kosten bei EUA = 6 EUR/t	25	45	64	83	57	131
∅ Kosten bei EUA=25 EUR /t	25	46	69	88	64	131
∅ Kosten bei EUA=50 EUR/t	26	48	76	96	73	132
∅ Kosten bei EUA=75 EUR/t	26	49	82	103	81	132
∅ Kosten bei EUA=100 EUR/t	27	50	89	110	90	132

9.1.3 Preiseffekte im Transportsektor

Bei einem CO₂-Preis von 6 €/t CO_{2äq} ist Diesel der Kraftstoff mit den geringsten Gestehungskosten, dicht gefolgt von Biodiesel aus Palmöl und Benzin. Bei einem CO₂-Preis von 25 €/t CO_{2äq}, der 2018 bereits erreicht wurde, ist Biodiesel aus Palmöl bereits der günstigste Kraftstoff (Tabelle 9.3). Erst ab einem Preis von 100 €/t CO_{2äq} wird Biodiesel aus UCO (Altspeiseöl) am günstigsten sein. Die Preisunterschiede zwischen biogenen und fossilen Brennstoffen sind im Transportsektor allerdings weniger deutlich als im Strom- und Wärmesektor.

Tabelle 9.3 Gestehungskosten unterschiedlicher Kraftstoffe.

Quellen: DBFZ (2016), IISD (2013), Delzeit et al. (2016), Biograce (2015b) und Joint Research Centre et al. (2014).

Gestehungskosten Kraftstoffe (€/MWh)								
	Biodiesel Raps	Biodiesel Palmöl	Biodiesel UCO	Bioethanol Mais	Pflanzenöl (HVO)	Strom Wind	Diesel	Benzin
Kosten* inkl. ETS CO ₂ Kosten	57 – 81 69	53 53	54 – 71 63	61 61	57 – 86 72	32 – 150 91	50 50	50 – 57 54
Ø Emissionen** in t CO _{2äq} /MWh	0,17	0,17	0,06	0,16	0,16	0,002	0,3	0,3
Ø Kosten bei EUA = 6 EUR/t	70	54	63	62	72	91	52	56
Ø Kosten bei EUA=25 EUR/t	73	57	65	65	76	91	58	61
Ø Kosten bei EUA=50 EUR/t	77	62	66	69	80	91	65	69
Ø Kosten bei EUA=75 EUR/t	82	66	68	73	84	91	73	76
Ø Kosten bei EUA=100 EUR/t	86	70	69	77	88	91	80	84

* Auf Basis DBFZ (2016), IISD (2013), Delzeit et al. (2016)

** Auf Basis Biograce (2015b), Joint Research Centre et al. (2014)

9.2 Wettbewerbseffekte auf dem Strommarkt für erneuerbare Energien

9.2.1 Funktionsweise des Strommarktes

Prinzipiell ist der Strommarkt ein Markt wie jeder andere auch. Ein Produkt wird von Erzeugern bereitgestellt und von Verbrauchern gekauft, und es stellt sich ein Gleichgewicht ein, welches den Marktpreis bestimmt. Allerdings weist der Strommarkt die Besonderheit auf, dass aufgrund der begrenzten Speicherbarkeit von Strom zu jedem Zeitpunkt Erzeugung und Verbrauch gleich sein müssen.

Generell kann Strom am Großmarkt (Wholesale Market) auf zwei verschiedene Weisen gehandelt werden, und zwar an einer Strombörse oder direkt bilateral zwischen Erzeuger und Verbraucher (Over-the-counter-Handel, OTC). Dabei entstehen verschiedene Stromprodukte:

- Termingeschäfte (meist Langzeitlieferverträge), die die Lieferung von Energie für einen Zeitraum in der Zukunft definieren – diese werden bei Börsenhandel als Futures und im OTC-Geschäft als Forwards bezeichnet;
- Der Handel am Spotmarkt, der kurzfristige Geschäfte bis zu zwei Tage im Voraus beinhaltet und zumeist an der Börse stattfindet.

Prinzipiell lohnen sich Termingeschäfte in der Regel für Großkunden (entweder Industriekunden oder größere *Retailer*) zur Abdeckung gut planbarer Grund- oder Mittellast. Über Langzeitlieferverträge kann Strom günstiger bezogen werden, da der Erzeuger eine langfristige Abnahmegarantie und somit sicheres Einkommen erhält.

Der Spotmarkt dient zum eher kurzfristigen Einkauf von Strom. In Europa existieren hier typischerweise Day-Ahead-Märkte und Intra-Day-Märkte. Der Unterschied besteht in den beiden Größen der Lead Time und der zeitlichen Auflösung der Produkte.

Der europäische Strommarkt ist in Gebotszonen untergliedert, von denen jede einzeln einen Markträumungspreis ermittelt. Die Gebotszonen sind in vielen Fällen deckungsgleich mit den Staatsgrenzen (Frankreich, Spanien, Polen etc.), können aber auch mehrere Länder umfassen (Deutschland und Österreich, Irland und Nordirland), ebenso gibt es in manchen Ländern (Italien, Schweden) aus geographischen oder historischen Gründen mehrere Gebotszonen. Innerhalb einer Gebotszone wird das physikalische Stromnetz vom Markt nicht berücksichtigt, es wird komplett frei gehandelt. Handel zwischen Gebotszonen ist möglich, berücksichtigt aber die Übertragungskapazität zwischen den Zonen.

Innerhalb der Gebotszonen kommt die physikalische Komponente erst nach Marktschluss zum Tragen. Die vom Markt ermittelten Kraftwerksfahrpläne werden an die Übertragungsnetzbetreiber übermittelt, die die technische Machbarkeit überprüfen müssen. Führt der Kraftwerksfahrplan zu Netzüberlastungen oder anderen technischen Problemen, darf der Netzbetreiber eingreifen. Dies wird in Deutschland als Redispatch bezeichnet (Dispatch bezeichnet die Ermittlung des Kraftwerksfahrplans, Redispatch ist also dessen Anpassung). Die Transaktionen am Markt bleiben davon unangetastet, die finanzielle Last des Redispatch trägt der Übertragungsnetzbetreiber, in dessen Regelzone der Engpass auftritt.

9.2.2 Modellierung des Strommarktes

Im Rahmen des Unterauftrags „Die Rolle des Netzmanagements für die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Strommengen“ hat Energynautics vereinfachte Strommarktsimulationen mit verschiedenen Zertifikatspreisen für das Jahr 2030 durchgeführt. Zugrunde gelegt wurde das Szenario A 2030 des Netzentwicklungsplans (NEP) 2030 der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur 2017; Deutsche Übertragungsnetzbetreiber 2017a) (siehe Tabelle 9.4). Dieses Szenario sieht einen moderaten Ausbau der Erneuerbaren vor, während noch vergleichsweise hohe konventionelle Kapazitäten, vor allem Kohlekraftwerke, am Netz sind.

Die prinzipielle Idee hinter der Szenarioauswahl ist die, dass zur Ermittlung der Tauglichkeit von Emissionshandelsstrategien zur Transformation der Elektrizitätsversorgung ein Szenario betrachtet werden muss, in dem noch keine durch andere Mechanismen forcierte grundlegende Umstrukturierung stattgefunden hat. Im Szenario A 2030 sind Kohlekraftwerke entsprechend ihrer derzeit vorgesehenen Betriebsdauer noch am Netz, während die anderen Szenarien einen weitgehenden Kohleausstieg vorsehen.

Tabelle 9.4 Installierte Kapazitäten.
 Quelle: Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2017b).

Energieträger	Installierte Leistung Referenz 2015, NEP 2017 [GW]	Installierte Leistung Szenario A 2030, NEP 2017 [GW]
Kernenergie	10,8	0,0
Braunkohle	21,1	11,5
Steinkohle	28,6	21,7
Erdgas	30,3	30,5
Öl	4,2	1,2
Pumpspeicher	9,4	11,9
Sonstige	2,3	1,8
Wind onshore	41,2	54,2
Wind offshore	3,4	14,3
PV	39,3	58,7
Biomasse/Biogas	7,0	7,7 (5,5) ¹
Wasserkraft	5,6	4,8

Zur Simulation des europäischen Strommarktes wurde ein vereinfachtes Modell auf Basis einer linearen Optimierung (*linear programming*, LP) verwendet. Die Zielfunktion der Optimierung bildet dabei die Summe der Erzeugungskosten der einzelnen Stunden eines Tages, die tageweise minimiert werden soll. Diese ist mit folgenden Randbedingungen beaufschlagt:

- Verfügbarkeit der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Gebotszonen, NTC-basiert;
- Zeitliche Verfügbarkeit der einzelnen Kraftwerke (vor allem geplante Wartungszeiträume bei Großkraftwerken);
- Ressourcenverfügbarkeit von Wind, Sonne und Wasserkraft (Laufwasser) als Zeitreihen;
- Verfügbarkeit und Ladestand von Speichertechnologien (Pumpspeicher und Speicherwasser, letztere Kapazitäten werden auf Basis von Zeitreihen aus natürlichen Zuflüssen nachgeladen).

Das Modell beinhaltet alle Kraftwerke > 100 MW in Europa und alle Kraftwerke > 1 MW in Deutschland, mit Brennstoff, Technologie und Effizienz. Letztere Werte sind für Kraftwerke außerhalb Deutschlands teilweise auf Basis von Baujahr und Technologie geschätzt. Die europäische Kraftwerkliste wurde von Energynautics auf Basis online verfügbarer Daten² zusammengestellt

¹ Der NEP sieht 5,5 GW vor, es wurden zur besser aufgelösten Darstellung der einzelnen Technologien in der Simulation 2,0 GW flexibilisierte Biogasanlagen und 0,2 GW Güllekleinanlagen hinzugefügt.

² Hauptquellen: Global Energy Observatory (<http://globalenergyobservatory.org/>) und Sourcwatch (<http://www.sourcwatch.org>).

(Energynautics 2014), die detailliertere Liste für Deutschland ist eine Entwicklung der *Open Power System Data-Initiative* (Neon Neue Energieökonomik, Technische Universität Berlin et al. o.J.).

Für die Modellierung des Verhaltens von Erzeugungseinheiten am Markt und die Auswertung der Ergebnisse müssen zwei verschiedene Kostenberechnungen verwendet werden:

- Am Markt bieten Kraftwerke klassischerweise mit ihren Grenzkosten an, bieten also mit den variablen Kosten, die zur Erzeugung einer weiteren Einheit (MWh) anfallen. Dies beinhaltet in der Regel die Brennstoffkosten, erwartete laufzeitbedingte Wartungskosten und den Preis der notwendigen Emissionszertifikate.
- Für die Wirtschaftlichkeit sind die Vollkosten (*levelized cost of electricity*, LCOE) ausschlaggebend, die die auf die erzeugte Einheit umgelegten Fixkosten (Kapitalkosten, fixe Wartungskosten, Personal) beinhalten. Diese liegen naturgemäß über den Grenzkosten. Die Differenz muss über die Marge zwischen Marktpreis und Grenzkosten eingefahren werden. Alle Einheiten erhalten den Preis der teuersten abgerufenen Einheit (marginaler Markt mit marginaler Einheit). Diese wird daher ihre Kosten nicht decken können, während alle anderen Einheiten höhere Preise als ihre Grenzkosten erzielen.

Daher wurde in dieser Studie die Methodik verfolgt, Kraftwerke am Markt unabhängig von ihren LCOE mit den Grenzkosten agieren und die Wirtschaftlichkeit anhand der erzielten Marktpreise ex-post untersucht wurde.

Die Grenzkosten, mit denen konventionelle Kraftwerke am Markt bieten, beinhalten (vereinfacht) die Brennstoffkosten und die Preise für Emissionszertifikate. Auf Basis verschiedener Datenquellen wurden die in Tabelle 9.5 dargestellten und referenzierten Werte ermittelt.

Tabelle 9.5 Brennstoffkosten konventioneller Kraftwerke und beispielhafte Berechnung der Grenzkosten für zwei Szenarien.

Quellen: Neon Neue Energieökonomik, Technische Universität Berlin et al. (o.J.), Beckman (2015), DEBRIV Bundesverband Braunkohle (2017), Ernst & Young (2014), Statista (2006) und Statista (2018).

Brennstoff	Energieinhalt [MWh/-t], Durchschnittswerte	Preis heute [€/t]	Preis heute [€/MWh therm.]	CO ₂ -Ausstoß [t/MWh therm.]	Effizienz ³	Grenzkosten bei 15 €/t CO ₂ [€/MWh el.]	Grenzkosten bei 50 €/t CO ₂ [€/MWh el.]
Braunkohle ⁴	3,19	2,2	0,69	1,03	30 - 42 %	39 - 54	124 - 174
Steinkohle	8,14	45,56	5,60	0,86	30 - 45 %	41 - 62	109 - 163
Erdgas	11,2	-	23,20	0,48	30 - 62 %	49 - 98	80 - 161
Diesel	11,9	1220	102,52	0,27	30 - 40 %	266 - 355	409 - 545
Schweröl	11	581	52,82	0,289	30 - 40 %	143 - 191	211 - 282
Abfall gemischt	2,78	0	0,00	0,5	Ca. 33 %	Ca. 23	Ca. 76

Die Vollkosten thermischer Kraftwerke sind stark von der Anzahl der jährlichen Volllaststunden abhängig, mit denen die Einheit betrieben wird. Dies ist besonders für Kohleblöcke der Fall, bei denen die Fixkosten einen vergleichsweise großen Anteil der Gesamtkosten ausmachen. Bei Gaskraftwerken, die vergleichsweise günstig zu bauen und zu unterhalten sind, aber hohe Brennstoffkosten aufweisen, liegen Grenz- und Vollkosten deutlich näher beieinander.

Die Grenzkosten von Windkraft- und PV-Anlagen sind stets nahe 0, da kein Brennstoff verbraucht wird. Dementsprechend werden vorhandene Anlagen am Markt unabhängig vom Preis einspeisen. Eine Ausnahme stellen negative Strompreise dar, in diesem Fall ergibt es wirtschaftlichen Sinn, auch Windkraft- und PV-Anlagen marktbedingt abzuregeln. Entsprechend wurden die Grenzkosten mit 0 modelliert, während die Einspeiseleistung auf historischen Zeitreihen beruht.⁵

Dem gegenüber stehen hauptsächlich kapitalkostenbedingte Vollkosten. Ebenso wie die Kosten von Kohlekraftwerken sind diese stark von den erzielten Volllaststunden abhängig, welche hier jedoch durch den Standort (lokale Sonneneinstrahlung bzw. Windausbeute) und weniger durch den Markt bedingt sind. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit auf Basis der am simulierten Markt erzielten

³ Abhängig von Alter und Bauart der Anlage, in der Simulation blockscharf verfügbar.

⁴ Da Braunkohle nicht gehandelt wird, sind verlässliche Daten zu Brennstoffkosten nicht frei verfügbar. Es wurde daher eine konservative Annahme (niedrige Kosten) auf Basis mehrerer Quellen verwendet. Die sich ergebenden Grenzkosten für 2018 decken sich weitgehend mit dem Bieterverhalten von Braunkohleeinheiten am deutschen Markt, wobei beachtet werden sollte, dass ein Großteil des Grundlaststroms aus Braunkohle über Forwards und Futures gehandelt werden. Deren Preise liegen aber in der Regel im Bereich der Grundlastpreise am Spotmarkt.

⁵ Datenset: <https://www.esrl.noaa.gov/psd/repository>, Verwendung auch in <https://www.greenpeace.de/files/publications/201402-power-grid-report.pdf>

Erlöse wurden vom Fraunhofer ISE publizierte Projektionen der Vollkosten erneuerbarer Energieträger wie in Abbildung 9.1 dargestellt herangezogen (Fraunhofer ISE 2018).

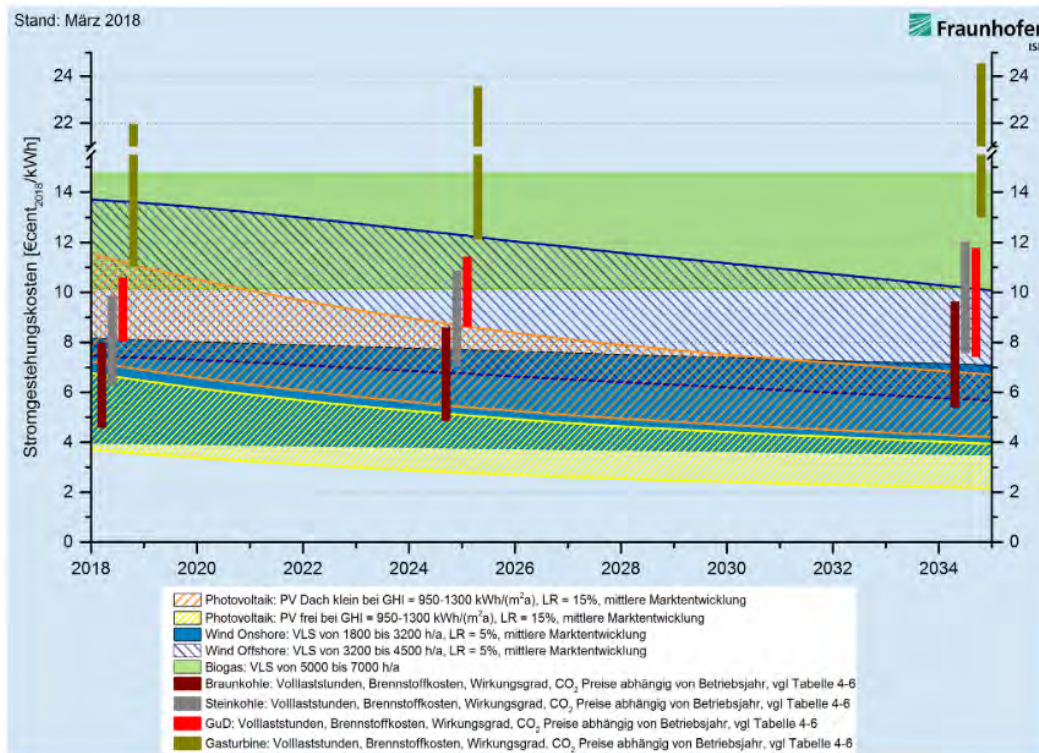


Abbildung 9.1: Projektion der Vollkosten verschiedener erneuerbarer Energieträger bis 2035.
Quelle: Fraunhofer ISE (2018).

Diese liegen im Jahr 2030 bei 25 – 50 €/MWh für große PV-Anlagen, 50 – 80 €/MWh für Dachanlagen, 40 – 70 €/MWh für Onshorewind und 60 – 120 €/MWh für Offshorewind (Fraunhofer ISE 2018). Da Anlagen (mit Ausnahme von Dach-PV) potentiell eher an den günstigen Standorten gebaut werden, sind eher die jeweils unteren Werte zu erwarten.⁶

Bei Bioenergieanlagen spielen sowohl die Fixkosten als auch die Brennstoffkosten eine nennenswerte Rolle. Beide unterscheiden sich je nach Technologie und Brennstoff stark. Für diese Studie wurden sechs repräsentative Modelltechnologien untersucht. Die Kostenannahmen basieren hauptsächlich auf Untersuchungen des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) (Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) 2014) und der Bundesinitiative Bioenergie (Fichtner 2002) und sind in Tabelle 9.6 dargestellt. Die Kraftwerksklassen sind mit den geschätzten installierten Kapazitäten von 2018 nach Lage der Quellen modelliert, wobei angenommen wurde, dass ein größerer Teil der Biogasanlagen > 500 kW im Jahr 2030 bereits flexibilisiert worden ist.

⁶ Außerhalb Deutschlands werden ähnliche Kostenwerte für Wind an sehr günstigen Standorten bereits heute erreicht bzw. in Ausschreibungen angeboten. PV-Preise sind in heißen, trockenen Regionen oft noch niedriger, was aber auch der deutlich höheren Ausbeute geschuldet ist.

<https://www.agora-energiewende.de/presse/neuigkeiten-archiv/windstrom-an-land-wird-zum-kostenbrecher/>
<https://www.pv-magazine.de/2017/10/09/saudi-arabien-wie-weit-koennen-photovoltaik-ausschreibungspreise-noch-sinken/>
<https://www.pv-magazine.de/2018/03/20/fraunhofer-ise-photovoltaik-hat-niedrigsten-stromgestehungskosten-in-deutschland/>

Bioenergieeinheiten bieten im Modell am Markt stets mit ihren Grenzkosten, sind aber darüber hinaus auf höhere Deckungsbeiträge angewiesen (vgl. Grenz- und Vollkosten in Tabelle 9.6). Weiterhin sind Biogasanlagen in der Realität bauartbedingt in ihrer Flexibilität limitiert, wodurch existierende Anlagen zum Großteil auch bei zu niedrigen Marktpreisen einspeisen und die Verluste zu Hochpreiszeiten wieder ausgleichen müssen.

Tabelle 9.6 Kostenannahmen für die beispielhaft verwendeten Bioenergie-Technologien.
 Quellen: Biograce (2015a), (Fichtner 2002), (Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) 2014).

Technologie	Brennstoff	Gärrestespeicher	Grenzkosten ohne CO ₂ [€/MWh] (beinhaltet Wärmegutschrift)	Vollkosten ohne CO ₂ [€/MWh] (beinhaltet Wärmegutschrift) ⁷	CO ₂ -Bilanz [t/MWh elektrisch]	Installierte Kapazität im Modell [MW]
Biomasse HKW < 5 MW	Restholz Kat. AI-II ⁸	-	35	149	0,268	974
Biomasse HKW > 5 MW	Restholz Kat. III-IV ⁹	-	22	94	0,268	360
Biogas-BHKW < 500 kW	90 % NaWaRo ¹⁰ / 10 % Gülle	Offen	100	200	0,508	1711
Biogas-BHKW > 500 kW	90 % NaWaRo / 10 % Gülle	Geschlossen	90	180	0,268	2469
Biogas-BHKW > 500 kW, flexibilisiert	90 % NaWaRo / 10 % Gülle	Geschlossen	90	320	0,268	2000
Micro-Biogas < 75 kW	85 % Gülle / 15 % Maissilage	Offen	107	262	0,043	180

⁷ Bei 8000 Volllaststunden im Jahr, bzw. 4000 VLS für die Flex-Anlage.

⁸ Nicht chemisch behandeltes Abfallholz.

⁹ Beinhaltet chemisch kontaminierte Holzabfälle. Solche werden aufgrund der dadurch notwendig werdenden Rauchgasnachbehandlung nur in Großanlagen verfeuert.

¹⁰ In der Regel verschiedene Arten Silage (Mais, Raps, Gras).

9.2.3 Ergebnisse

Merit Order

Durch den unterschiedlichen spezifischen CO₂-Ausstoß der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien und Brennstoffe ergeben sich mit steigenden Preisen für Emissionszertifikate Veränderungen in der Merit Order der Grenzkosten der Kraftwerke. Spätestens seit den 70er Jahren waren Kernenergie und Braunkohle die günstigsten Erzeuger, gefolgt von erdgasbefeuerten GuD-Einheiten in Kraft-Wärme-Kopplung, Steinkohle, Gaskraftwerken und, als teuren Spitzenlasteinheiten, offenen mit Gas oder Öl befeuerten Gasturbinen. Mit der Einführung neuer erneuerbarer Energien ändert sich die Merit Order zunächst nicht, wird allerdings nach rechts verschoben (sofern Erneuerbare als mit Grenzkosten 0 bietend berücksichtigt werden) bzw. die vom in der Merit Order dargestellten konventionellen Kraftwerkspark zu deckende Last sinkt.

Mit der Einführung einer CO₂-Bepreisung ändern sich allerdings die Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke unterschiedlich stark, mit weitreichenden Folgen für die Merit Order. Bereits bei einem Preis von 25 €/t wird die Erzeugung aus Braunkohle so teuer, dass sich die Kraftwerke im mittleren Bereich der Merit Order wieder finden, während viele GuD- und Steinkohleeinheiten günstiger produzieren können (Abbildung 9.2). Damit finden sich die Braunkohlekraftwerke theoretisch im Bereich der Mittellasterzeugung wieder, die tägliche bzw. wöchentliche Flexibilität erfordert, der nicht alle Einheiten gewachsen sind.¹¹

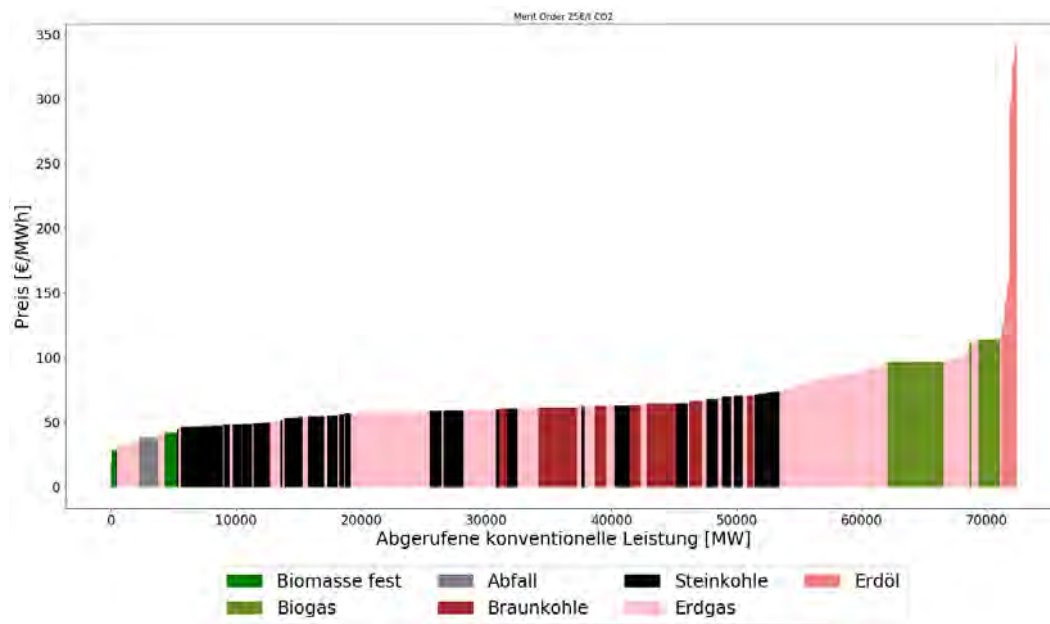


Abbildung 9.2: Merit Order-Kurve Deutschland für 25 €/t CO₂, Simulationsergebnis.

Entsprechend weiter verschieben sich die Verhältnisse bei Preisen von 50 bzw. 75 €/t CO₂, bei denen sich zunehmend Gaskraftwerke im Grundlastbereich wiederfinden, während die Braunkohle in die Spitzenlast verdrängt wird (Abbildung 9.3). Ein solcher Betrieb ist mit den Kraftwerken weder

¹¹ In der Realität haben sich die meisten Kraftwerksbetreiber über Langzeitlieferverträge und Hedgingstrategien im gewissen Maße gegen solche Effekte abgesichert, weshalb es üblicherweise einige Jahre dauert, bis solche Verschiebungseffekte am realen Markt beobachtbar sind.

technisch sinnvoll noch ökonomisch realisierbar, weswegen der größte Teil der Braunkohleeinheiten ab einem CO₂-Preis von 50 €/t mittelfristig vom Markt und vom Netz genommen würde.

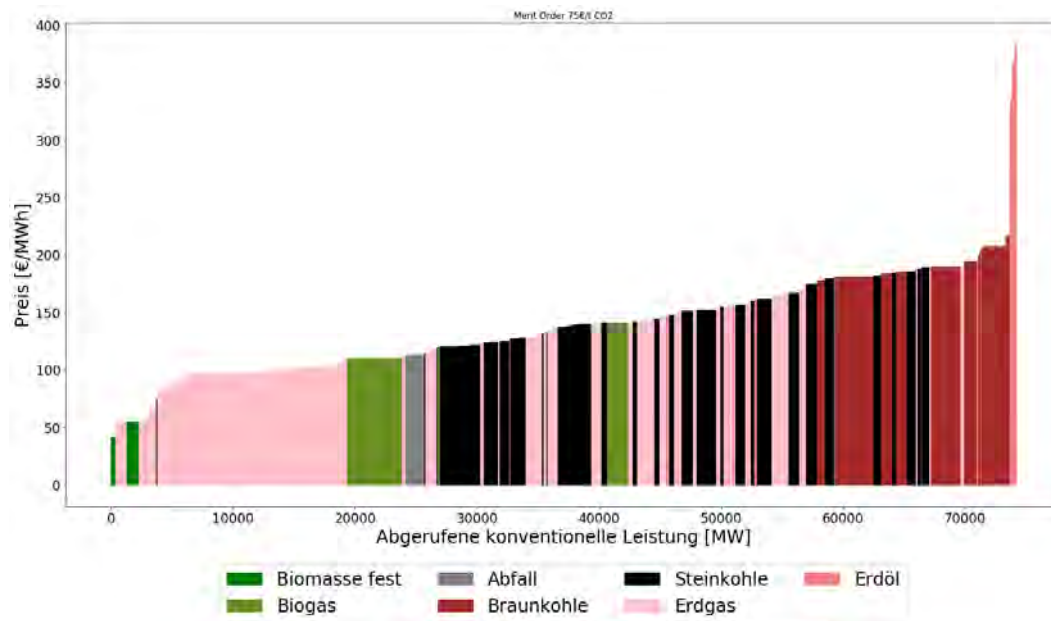


Abbildung 9.2: Merit Order-Kurve Deutschland für 75 €/t CO₂, Simulationsergebnis.

Die Profitabilität konventioneller Einheiten ist nicht Kernthema dieser Studie und wurde entsprechend nicht im Detail ausgewertet. Es ergeben sich durch Veränderungen der Grenzkosten allerdings einige Effekte, die für die resultierende Rentabilität der Erneuerbaren von Bedeutung sind. Braunkohlekraftwerke und ein Teil der älteren Steinkohlekraftwerke rücken ab CO₂-Preisen von etwa 50 €/t in einen Bereich der Merit Order, die ein Einsatzprofil erfordern, das für solche Einheiten weder technisch noch ökonomisch sinnvoll realisierbar ist. Damit fallen diese Einheiten aus dem Markt und werden nicht länger eingesetzt, womit sich die Merit Order-Kurve aus Abbildung 9.4 ergibt.

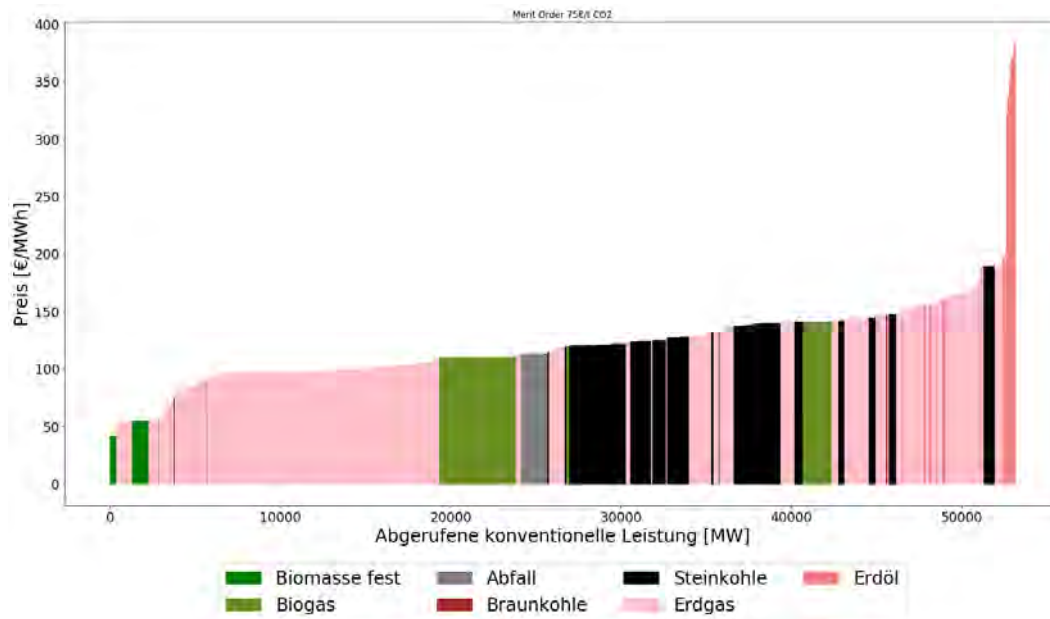


Abbildung 9.3: Merit Order-Kurve Deutschland für 75 €/t CO₂, Braunkohle und alte Steinkohle stillgelegt, Simulationsergebnis.

Marktergebnisse

Alle im Folgenden dargestellten Marktergebnisse wurden mit Biogaseinheiten im preisunabhängigen Grundlastbetrieb ermittelt.¹² Negative Strompreise wurden mit der vereinfachten Marktsimulation nicht ermittelt, allerdings sinkt der Preis stets auf 0 sofern nur noch Kraftwerke unter Must-Run-Constraints außerhalb des Marktes am Netz sind.¹³

Am Strommarkt zeigen sich mit dem CO₂-Preis von 2018, 14 €/t, gegenüber dem heutigen Stand ähnliche Preise. Einerseits agieren teurere Gaskraftwerke im NEP-Szenario wieder stärker am Markt, andererseits drücken aber die höheren Erneuerbaren-Kapazitäten die Preise wieder nach unten (Abbildung 9.5).

¹² Es wurden noch weitere theoretische Fälle mit beliebig flexiblen Biogasanlagen berechnet, die aber in dieser Kurzfassung keine weitere Erwähnung finden. Siehe dazu Anhang V.

¹³ Dies beinhaltet die Stabilitätsbedingung, dass stets 8 GW an Synchrongeneratoren in 2030 am Netz sein müssen (Deutsche Energie-Agentur (DNA) 2014).

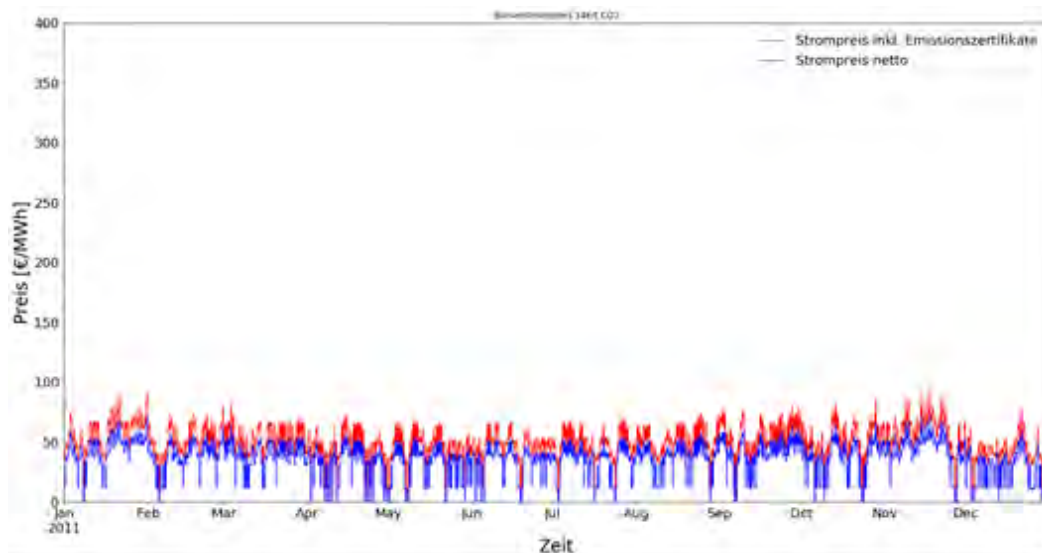


Abbildung 9.5: Jahresverlauf Strompreise 2030, CO₂-Preis von 14 €/t, Simulationsergebnis.

Mit einem Preis von 25 €/t steigt der Strompreis an, mit einem Schnitt von 66 €/MWh gegenüber den 50 €/MWh im 14 €-Szenario (+32 %) machen sich die erhöhten Zertifikatspreise deutlich bemerkbar. Mit 50 €/t CO₂ steigt der Durchschnittspreis auf ca. 100 €/MWh (+51 % / +100 %). Hier macht sich neben den höheren Zertifikatspreisen auch die durch diesen bedingte Abschaltung der Braunkohlekraftwerke in Form höherer Nettopreise bemerkbar, da zu Zeiten niedriger Erneuerbaren-Verfügbarkeit Spitzenlaststrom aus dem Ausland importiert werden muss und in Deutschland auch (teils ölbefeuerte) offene Gasturbinen zum Decken der kurzzeitigen Lastspitzen verwendet werden müssen. Eine Erzeugungslücke tritt hier jedoch nicht auf, die fehlende Leistung kann durch Importe gedeckt werden.

Auch mit 75 €/t treten keine nennenswerten Engpässe auf, der Strompreis steigt allerdings auf einen Durchschnittswert von 132 €/MWh (+32 % / +100 % / +264 %) (Abbildung 9.6).

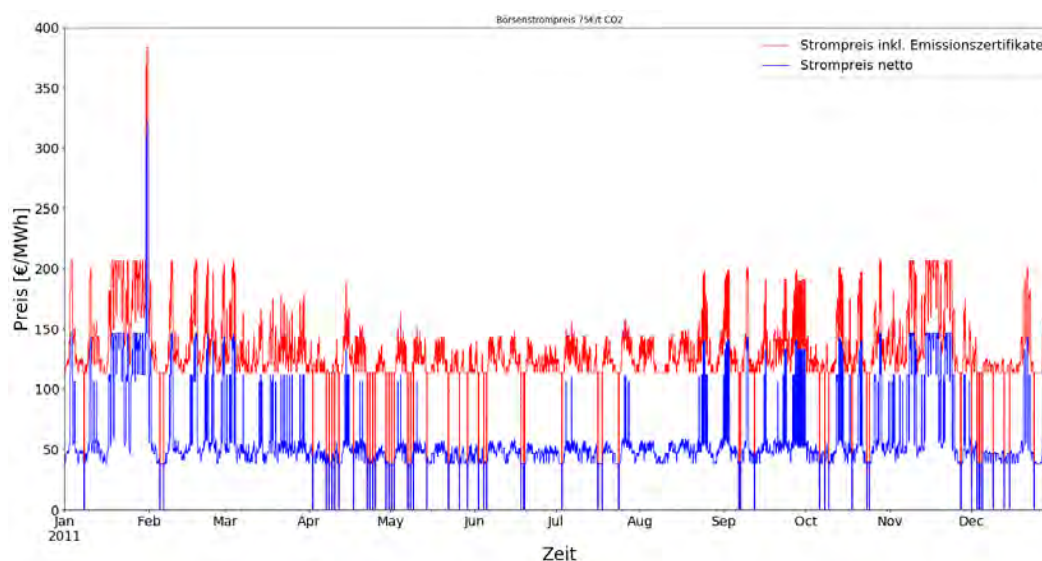


Abbildung 9.4: Jahresverlauf Strompreise 2030, CO₂-Preis von 75 €/t, Simulationsergebnis.

Steigende CO₂-Preise wirken sich auch auf die Außenhandelsbilanz des deutschen Strommarktes aus. In allen Szenarien bleibt Deutschland Nettoexporteur von Elektrizität, allerdings sinken die Exporte mit steigenden CO₂-Preisen, da Deutschland kaum noch billigen Kohlestrom exportieren kann.

Erzeugungsmix

In Abbildung 9.7 ist der deutsche Erzeugungsmix nach Szenarien dargestellt, mit den Biogasanlagen im (finanziell defizitären) Grundlasteinsatz (realistischer Fall) .

Dabei zeigen sich folgende Effekte:

- Unabhängig vom Betrieb der Biogasanlagen verdrängen Gaskraftwerke ab einem Zertifikatspreis von 50 €/t CO₂ die Braunkohle komplett. Auch der Steinkohleanteil sinkt stark.
- Speisen Biogasanlagen nur zu Zeiten ein, in denen der Marktpreis ihre Grenzkosten überschreitet, spielt Stromerzeugung aus Biomasse erst ab 50 €/t CO₂ eine nennenswerte Rolle.
- Fahren Biogasanlagen (mit Ausnahme der größeren Flexanlagen) in Grundlast, was realistisch, aber wirtschaftlich defizitär ist, trägt Biomasse stets einen Anteil von ca. 10 % an der Gesamterzeugung oder 18-20 % der erneuerbaren Erzeugung bei.

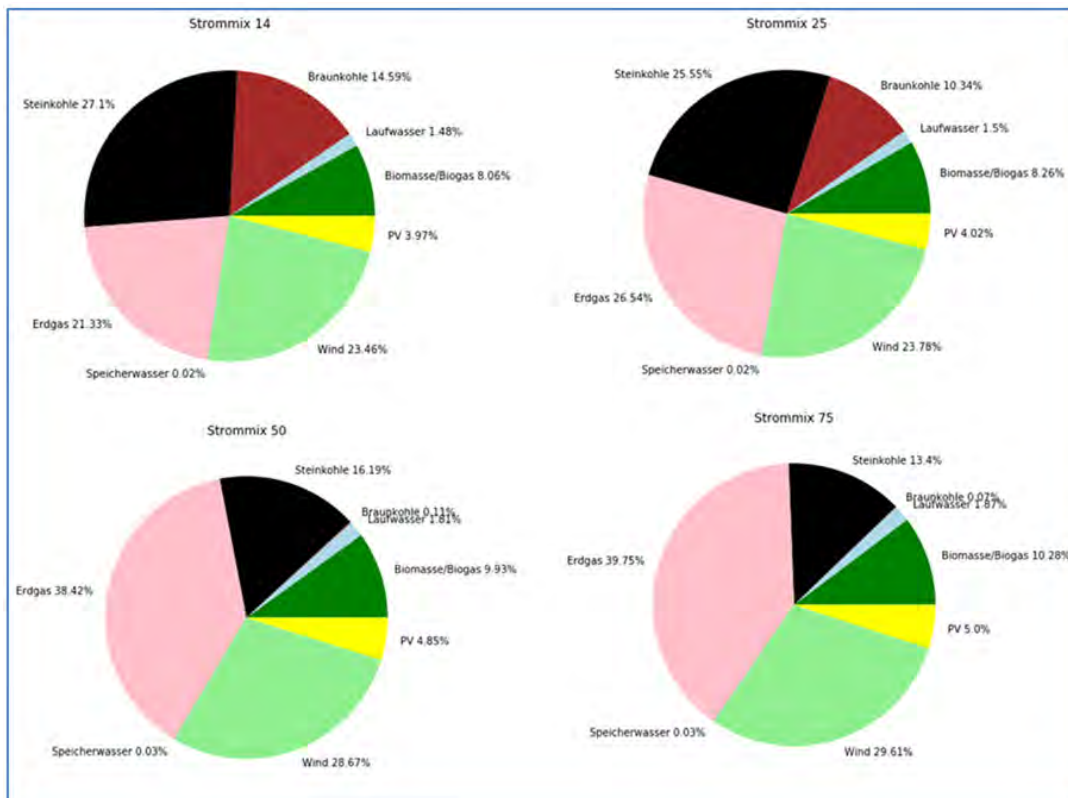


Abbildung 9.7: Anteile an der Nettoerzeugung in Deutschland in den verschiedenen Preisszenarien nach Energieträger, Biogas nicht flexibel betrieben (realistisch aber defizitär). Der EE-Anteil an der Gesamterzeugung steigt mit steigenden Zertifikatspreisen bei gleichen Kapazitäten leicht an, da die Gesamterzeugung durch ein Zurückgehen der Exporte sinkt. Simulationsergebnisse.

Profitabilität erneuerbarer Energien

Mit den zuvor dargestellten Marktergebnissen ergeben sich die durchschnittlichen Erlöse in Abbildung 9.8 für die unterschiedlichen Technologien (die tatsächlichen Erlöse variieren etwas mit dem Standort und der dadurch unterschiedlichen Wind- bzw. Sonneneinstrahlungscharakteristik). Mit erwarteten Vollkosten von 5-8 ct/kWh für Dach-PV, 2,5-5 ct für Freiflächen-PV, 4-7 ct für Wind onshore und 6 – 12 ct für Wind offshore¹⁴ (Fraunhofer ISE 2018) rentieren sich Freiflächen-PV und Onshorewind an guten Standorten in allen Szenarien, Dach-PV und Offshorewind ab ca. 50 €/t CO₂. Dazu ist zu bemerken, dass Projektionen der Kosten von Wind- und PV-Strom in die Zukunft in der Vergangenheit die tatsächlich eintretenden Preise stets deutlich überschätzten. Es ist daher zu erwarten, dass die Profitabilität in der Realität schon bei niedrigeren CO₂-Preisen eintritt. Allerdings gilt dies für Anlagen, die um 2030 herum neu gebaut werden, während vor allem ältere Bestandsanlagen selbst mit hohen Zertifikatspreisen ohne Förderung ggf. wirtschaftliche Probleme bekommen.

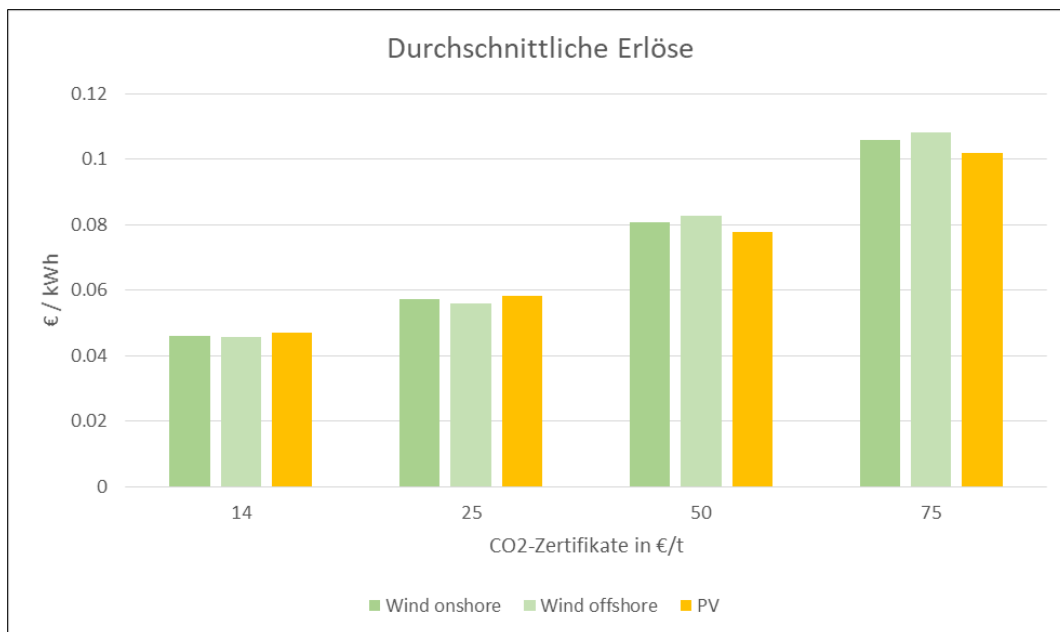


Abbildung 9.8: Am Markt erzielte Erlöse von PV und Wind abhängig vom CO₂-Preis, Simulationsergebnis.

Bioenergie kann unter allen Szenarien trotz der steigenden CO₂-Preise größtenteils als nicht wirtschaftlich betreibbar bezeichnet werden. Werden wie in Tabelle 9.4 dargestellt die Anlagen ganzjährig beschickt und können nur die inhärente Flexibilität ihrer Gasspeicher nutzen um den Betrieb zu optimieren, sind Biogasanlagen in fast allen Szenarien gezwungen, unterhalb ihrer Grenzkosten zu bieten. Die Vollkosten können so nicht gedeckt werden. Deckung der Vollkosten ist lediglich für große, mit Abfallholz befeuerte Kraftwerke ab einem Zertifikatspreis von ca. 50 €/t möglich.

¹⁴ Im öffentlichen Diskurs werden derzeit oft Preise von 4,5 ct/kWh für Wind und Freiflächen-PV in Deutschland 2019 genannt. Dies sind allerdings die Auktionsergebnisse für die Marktprämie – dieser Wert wird also zusätzlich zum Markterlös gezahlt, womit sich Gesamtpreise von 10-12 ct/kWh ergeben.

Tabelle 9.7 Simulationsergebnisse Kosten und Erlöse von Bioenergie, Biogasanlagen ganzjährig beschickt (Grundlastbetrieb, Must Run).

	Grenzkosten [€/MWh]				Auslastung [%]				Vollkosten [€/MWh]				Durchschnittliche Erlöse [€/MWh]			
	14	25	50	75	14	25	50	75	14	25	50	75	14	25	50	75
CO ₂ -Preis [€/t]																
Biomasse HKW < 5 MW	38,75	41,70	48,40	55,10	85%	85%	85%	85%	151,99	144,35	151,05	157,75	53,64	66,32	100,65	130,36
Biomasse HKW > 5 MW	25,75	28,70	35,40	42,10	100%	100%	100%	100%	89,14	92,09	98,79	105,49	50,31	66,32	100,65	130,36
Biogas-BHKW < 500 kW	107,69	113,73	127,45	141,18	90%	90%	90%	90%	215,79	221,76	235,38	248,97	50,73	66,78	101,73	131,73
Biogas-BHKW > 500 kW	93,75	96,70	103,40	110,10	90%	90%	90%	90%	191,70	194,63	200,98	207,64	50,74	66,79	101,92	132,27
Biogas-BHKW > 500 kW, flexibilisiert	93,75	96,70	103,40	110,10	45%	45%	45%	45%	317,73	320,73	323,99	329,07	52,25	68,50	108,39	139,33
Micro-Biogas < 75 kW	109,42	111,33	115,65	119,98	90%	90%	90%	90%	256,38	258,06	262,16	265,92	50,74	66,78	101,78	132,09

Hinsichtlich des signifikanten Beitrags der Bioenergie zur Gesamterzeugung muss daher, auch unter dem Gesichtspunkt zusätzlichen Nutzens wie der Entsorgung von Gülle sowie verlässlich verfügbarer Erzeugungskapazität, über eine zusätzlicher Förderung nachgedacht werden. Rein über den durch höhere Zertifikatspreise steigenden Großhandelspreis für Strom lassen sich vor allem Biogaskraftwerke nicht finanzieren.

9.3 Gesamtwirtschaftliche Effekte eines ETSPLUS

In den bisherigen Kapiteln 9.1 und 9.2 wurden einzelne Aspekte der Auswirkungen beleuchtet, welche durch die Einführung eines ETSPLUS bzw. durch höhere Zertifikatspreise zu erwarten sind. Neben der Betrachtung dieser isolierten Effekte ist es ebenso notwendig die gesamtwirtschaftlichen Effekte zu analysieren, um mögliche Wechselwirkungen zwischen einzelnen Wirtschaftszweigen und potentielle Effizienzgewinne in der THG-Vermeidung durch eine Einführung des ETSPLUS abzuschätzen.

Für die Analyse dieser Wechselwirkungen - und somit für eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung der Folgen eines ETSPLUS bzw. höherer Zertifikatspreise - sind CGE (*Computable General Equilibrium*)-Modelle besonders geeignet. Ein CGE-Modell beinhaltet mehrere Industriesektoren und kann idealerweise eine komplette Ökonomie mit all ihren wechselseitigen Beziehungen abbilden. Für die vorliegende Studie nutzen wir das CGE-Modell DART (*Dynamic Applied Regional Trade*), das am Institut für Weltwirtschaft entwickelt wurde. Das Modell und die Implementierung des ETSPLUS werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

9.3.1 Modellbeschreibung DART

DART (*Dynamic Applied Regional Trade*) ist ein globales CGE (*Computable General Equilibrium*)-Modell anhand dessen globale Handelsströme, Produktionsmengen und Preise verschiedener Güter nachvollzogen und Einflüsse externer Schocks (bspw. politischer Maßnahmen) analysiert werden können. In dem Modell ist die Welt in mehrere Regionen unterteilt, in denen unterschiedliche Güter produziert und konsumiert werden. Jede dieser Regionen ist durch ihre Ökonomie charakterisiert, deren Beschreibung auf den aktuellen Daten von GTAP (*Global Trade Analysis Project*; GTAP o.J.) beruht. In GTAP werden Daten zur Produktion in den verschiedenen wirtschaftlichen Sektoren sowie zum Handel mit Gütern und Produkten gesammelt und bereitgestellt. Die ökonomische Struktur in DART kann somit für jede Region genau spezifiziert werden und beinhaltet neben der Produktion der jeweiligen Sektoren auch Investitionen und Güterkonsum von privaten und öffentlichen Haushalten.

DART basiert auf mikroökonomischen Annahmen, u.a. Nutzenmaximierung auf Seiten der Konsumenten und Kostenminimierung auf Seiten der Produzenten. Weiter nimmt das Modell an, dass alle produzierten Güter konsumiert werden (sog. *Market Clearing*) und alle Einnahmen investiert oder ausgegeben werden. Diesen Zustand bezeichnet man als globales Gleichgewicht (engl. *general equilibrium*). DART berechnet für jede Region und jeden Sektor die Preise, Produktionsmengen etc., die unter bestimmten Annahmen zu einem globalen Gleichgewicht führen¹⁵.

Um die Auswirkungen eines exogenen Schocks, bspw. einer politischen Maßnahme, zu analysieren, werden die zugrundeliegenden Annahmen geändert. So werden die Modellergebnisse aus einem

¹⁵ Für eine genauere Beschreibung des DART-Modells vgl. Klepper et al. 2003.

Basisszenario ohne die entsprechende Maßnahme (die sog. *Baseline* oder dem Basisszenario) mit den Ergebnissen eines Modelllaufs mit der Maßnahme verglichen. Auf diese Weise kann der Effekt der Maßnahme auf die einzelnen Sektoren und Regionen quantifiziert werden.

9.3.2 Szenarien und Implementierung

In der folgenden Szenarioanalyse werden die Auswirkungen eines ETSPLUS gegenüber einer Situation mit dem derzeitigen EU-ETS verglichen. Weiter werden die Reaktionen der Volkswirtschaften der Mitgliedsstaaten der EU auf unterschiedliche Zertifikatpreise untersucht. Im Folgenden werden die einzelnen Szenarien beschrieben. Tabelle 9.8 gibt eine Übersicht über die Szenarien.

Tabelle 9.1 Übersicht über implementierte Szenarien.

Szenario	Implementiertes ETS	Zertifikatspreis [€/tCO _{2äq}]
Basisszenario	Derzeitiges EU-ETS 2015	6
ETS_50	Derzeitiges EU-ETS 2015	50
ETS+_50	ETSPLUS	50
ETS_20%	ETSPLUS	25
ETS+_20%	ETSPLUS	59

Im **Basisszenario** wird das derzeitige EU-ETS im Jahr 2015 abgebildet: Neben der Energieproduktion werden energieintensive Industriesektoren¹⁶ mit einem CO₂-Preis belastet (vgl. Kapitel 3.2). Die Sektoren des GTAP9-Power Datensatzes lassen sich nicht exakt auf die heutigen EU-ETS Sektoren übertragen, sodass auch die Gesamtmenge der Emissionen innerhalb des EU-ETS im Modell nicht exakt der Emissionsgrenze des EU-ETS (*Cap*) entspricht. Tabelle 9.9. zeigt die im Modell abgebildeten Sektoren und ihre entsprechende Definition als ETS und nicht-ETS Sektoren.

Als Zertifikatspreis wird ein Preis von 6 €/t CO_{2äq} zugrunde gelegt. Der dem DART Modell zugrunde liegende GTAP9-Power Datensatz (GTAP9 Power; Peters 2016b) besitzt unter anderem eine detaillierte Darstellung des Elektrizitätssektors für das Jahr 2011. Für die vorliegende Analyse werden die Produktionskosten von Solar- und Windstrom sowie die Produktionsmengen von Nuklearstrom und Strom aus Wasserkraft des GTAP9-Power Datensatzes so angepasst, dass die effektiven Marktanteile der unterschiedlichen Technologien an der gesamten Stromproduktion in 2015 (basierend auf IEA Daten) erreicht werden.

¹⁶ Ölraffinerien, Kokereien, Eisen- und Stahlanlagen, Produktionsanlagen für Zement, Glas, Ziegel, Keramiken, Kalk, Zellstoffe, Papier und Karton

Tabelle 9.2 Übersicht über in der Modellierung der Szenarien verwendeten Sektoren.

Sektor bzw. Kürzel in Abbildungen	Beschreibung des Sektors	Sektor im EU-ETS
Kohle	Elektrizität aus Braun- und Steinkohle	Ja
Gas	Elektrizität aus Gas	Ja
Solar	Elektrizität aus Sonnenenergie	Nein
Wind	Elektrizität aus Windenergie	Nein
Strom Andere	Elektrizität aus anderen Quellen: Mineralöl, Biomasse, Abfall, Geothermie, Gezeiten	Ja
Nuklear	Elektrizität aus Kernenergie	Nein
Wasser	Elektrizität aus Wasserkraftwerken	Nein
Erz. Foss. Rohst.	Erzeugung Fossiler Rohstoffe: Förderung und Verarbeitung von, Kohle, Erdgas, Rohöl (inkl. Raffinerieprozesse)	Raffinerieprozesse: Ja Rest: Nein
Chemie	Chemische Industrie: Grundstoffe, Kunststoffe, Gummi	Ja
Metalle/Miner.	Metall- und Mineralindustrie: Herstellung von Metallen (Eisen- und Nicht-Eisenprodukte) und Mineralischen Produkten (z.B. Zement, Kalk usw.)	Ja
sonst. Industrie	u.a. Zellstoffe, Textilien, Lebensmittel, sonstige Leichtindustrie,	Zellstoffe, Papier, Karton: Ja Rest: Nein
Land- und Forstw.	Gesamte Land- und Forstwirtschaft (außer Viehhaltung)	Nein
Viehhaltung	Haltung von Rindern, Schafen usw.	Nein
Wasser-/Flugverkehr	Kommerzieller Wasser- und Flugverkehr	Nein
Transp. Straße/Schiene	Kommerzieller Straßen- und Schienenverkehr ¹⁷	Nein
Dienstl.	u.a. öffentliche Verwaltung,	Nein

Folgende zwei Arten von Szenarien werden jeweils mit dem Basisszenario verglichen, um die Auswirkungen eines ETSPLUS zu vergleichen:

In den ersten beiden Szenarien wird unterstellt und die Emissionsbeschränkung entsprechend angepasst, dass sich sowohl in einem Szenario im EU-ETS als auch im anderen Szenario im ETSPLUS der gleiche Zertifikatspreis von 50 €/t CO_{2äq} ergibt. Die Szenarien ETS_50 (EU-ETS) und ETS+_50

¹⁷ Privater Straßenverkehr ist nicht Teil des Sektors „Transp. Straße/Schiene“, sondern ist, ebenso wie die private Wärme durch den direkten Konsum fossiler Rohstoffe der Haushalte im Modell integriert.

(ETSPLUS) unterscheiden sich also nur bezüglich der Sektoren und der THG-Gase, die zertifikatpflichtig sind.

ETS_50: In diesem Szenario, wird das bestehende EU-ETS mit den entsprechenden Sektoren und CO₂ Emissionen modelliert. Die Reduktion der *Cap*, sodass sich ein Zertifikatspreis von von 50 €/tCO_{2äq} im EU-ETS ergibt, ist die einzige Änderung zum Basisszenario. Dieses Szenario dient dazu, die gesamtwirtschaftliche Auswirkung höherer Zertifikatspreise innerhalb des derzeitigen EU-ETS zu untersuchen.

ETS+_50: In diesem Szenario wird ein ETSPLUS implementiert, das die THG-Emissionen aller Wirtschaftssektoren und des privaten Konsums innerhalb der EU erfasst. Der private Konsum im Modell spiegelt die Ausweitung des Emissionshandels auf Kleinverbraucher wie bspw. Heizungen und privaten Straßenverkehr wieder. Außerdem werden neben CO₂ auch N₂O, CH₄, und F-Gase berücksichtigt. Diese werden im Folgenden unter dem Begriff Nicht-CO₂-Emissionen zusammengefasst. Es werden sowohl Nicht-CO₂-Emissionen aus Produktionsprozessen (so genannte Prozessemissionen) berücksichtigt als auch diejenigen Nicht-CO₂-Emissionen, die bei der Nutzung fossiler Rohstoffe und chemischer Grundstoffe in der Produktion emittiert werden. Außerdem werden Nicht-CO₂-Emissionen aus Ackerbau und Viehhaltung und aus der Nutzung fossiler Rohstoffe in privaten Haushalten miteinbezogen. Es werden die Emissionswerte für CO₂ und Nicht-CO₂-Emissionen des GTAP9 Power Datensatzes (Peters 2016a) verwendet.

Mit Hilfe dieser Szenarien kann untersucht werden, wie sich die THG-Vermeidung in dem EU-ETS gegenüber dem ETSPLUS auf die verschiedenen Sektoren verteilt. Um die Vergleichbarkeit herzustellen, wurde jeweils die *Cap* so angepasst, dass die gleichen Preisanreize in beiden Szenarien vorherrschen.

Im zweiten Satz von Szenarien werden wiederum ein Szenario mit dem heutigen EU-ETS und ein Szenario mit einem ETSPLUS mit dem Basis-Szenario verglichen. In beiden Szenarien gilt für alle am Emissionshandel teilnehmenden Sektoren eine Reduktion der *Cap* um 20% im Vergleich zum Basisszenario.

ETS_20%: In diesem Szenario werden die zertifikatpflichtigen Anlagen des heutigen EU-ETS wie im Basisszenario und dem ETS_50 Szenario modelliert. Die *Cap* der am Emissionshandel teilnehmenden Sektoren wird um 20% im Vergleich zum Basisszenario (EU-ETS in 2015) gesenkt.

ETS+_20%: Das Design des Emissionshandelssystems ist in diesem Szenario identisch mit dem des ETS+_50 (alle Sektoren inkl. finaler Konsum, CO₂- und Nicht-CO₂-Emissionen). In den beiden Szenarien ETS+_50 und ETS+_20% nehmen folglich alle Sektoren und Emissionen am Emissionshandelssystem Teil und werden mit dem sich ergebenden Zertifikatspreis belegt, sodass über alle Sektoren hinweg ein Ausgleich der Grenzvermeidungskosten über den Emissionshandel erfolgen kann. Als *Cap* wird in diesem Szenario die Summe der CO₂- und Nicht-CO₂ Emissionen aller Sektoren des Basisszenarios um 20% reduziert. Mit diesen Szenarien kann überprüft werden, wo die günstigsten Vermeidungsoptionen zu finden sind, wenn alle THG-Emissionen (ETSPLUS) oder nur die diejenigen des EU-ETS erfasst werden.

Wie in Kapitel 9.3.1 beschrieben basiert DART auf der Einteilung der Weltwirtschaft auf mehrere Sektoren (Tabelle 9.9) und Regionen. In der vorliegenden Studie liegt der Fokus auf Europa, das daher relativ detailliert im Model abgebildet wird (Tabelle 9.10).

Tabelle 9.3 Übersicht über in der Modellierung der Szenarien verwendeten Regionen.

Region bzw. Kürzel in Abbildungen	Länder / Regionen	Beschreibung
Europa		
FRA	Frankreich	
GER	Deutschland	
ITA	Italien	
GBR	Vereinigtes Königreich, Irland	
BLX	Belgien, Niederlande, Luxembourg	
SPO	Spanien, Portugal	
SCA	Dänemark, Finnland, Schweden, Norwegen	
EHC („Europe High Carbon“)	Polen, Tschechische Republik, Bulgarien, Griechenland, Slowenien	Weitere europäische Länder mit hohem (> 20 % ¹⁸) Kohleanteil im Energiesektor
ELC („Europe Low Carbon“)	Rumänien, Ungarn, Slowakei, Baltische Staaten, Cypern, Malta, Kroatien Österreich, Liechtenstein, Island	Weitere europäische Länder mit niedrigem (< 20 % ¹⁸) Kohleanteil im Energiesektor
Restliche Welt		
USA	USA	
CAN	Kanada	
RAXB	Rest Annex B: Japan Australien, Neu Seeland, Schweiz	
RUS	Russland	
FSU	Rest frühere Sowjetunion	
CPA	China, Hongkong	
IND	Indien	
LAM	Lateinamerika	
PAS	Südostasien	
MEA	Mittlerer Osten, Nordafrika, Türkei	
AFR	Afrika (Subsahara)	

¹⁸ basierend auf Daten zur Primärenergieerzeugung von Eurostat

Die Modellergebnisse der einzelnen Simulationen sowie Vergleiche zwischen den Szenarien werden in den folgenden Abschnitten ausschnittsweise dargestellt.

9.3.2.1 Szenarien ETS_50 und ETS+_50 vs. Basisszenario

Die Ergebnisse in Tabelle 9.11 zeigen für einen Zertifikatspreis von 50 €/t CO_{2äq} im heutigen EU-ETS eine Reduktion der Gesamtemissionen um 469 Mt CO_{2äq}. Das ist weniger als die Reduktion der durch die *Cap* für die EU-ETS-Sektoren vorgegebenen Menge von 585 Mt CO_{2äq}. Der Zertifikatspreis nur für die Sektoren des EU-ETS führt zu einem *Leakage*-Effekt in dem Rest der Volkswirtschaft. Dieser Effekt ähnelt dem im internationalen Handel beobachteten *Carbon-Leakage*-Effekt (vgl. Fußnote 7 in Kapitel 3.2.4): THG-Emissionen, die an einer Stelle eingespart werden - z.B. im EU-ETS -, werden an anderer Stelle emittiert – z.B. im außereuropäischen Ausland, oder eben in europäischen Nicht-EU-ETS-Sektoren. Dieser *Leakage*-Effekt zeigt sich vor allem in den CO₂-Emissionen und zu einem geringeren Maße auch den Nicht-CO₂-Emissionen des privaten Konsums. Auf diesen *Leakage*-Effekt wird im Verlauf dieses Kapitels weiter eingegangen.

Die Ausweitung des ETS auf alle Sektoren, den finalen Konsum und auf Nicht-CO₂-Emissionen bei gleichbleibenden Zertifikatspreisen führt zu einer Korrektur dieses *Leakage*-Effektes. Im Vergleich zum ETS_50 Szenario werden in etwa doppelt so viele CO₂-Emissionen wie Nicht-CO₂ Emissionen vermieden. Insgesamt sinken die THG-Emissionen im ETSPLUS um etwa 320 Mt CO_{2äq} mehr als in dem EU-ETS bei gleichen Zertifikatspreisen (4397 gegenüber 4076 Mt CO_{2äq}).

Tabelle 9.4 Übersicht über die Emissionsergebnisse der Szenarien ETS_50 und ETS+_50.

		Emissionen Gesamt [Mt CO _{2äq}]		CO ₂ -Emissionen [Mt CO _{2äq}]		Nicht-CO ₂ -Emissionen [Mt CO _{2äq}]	
Szenario	Preis [€/t CO _{2äq}]	Im ETS	Nicht im ETS	davon Produk- tion	davon Konsum	davon Produk- tion	davon Konsum
Basis- szenario	6	4866		3733		1133	
		1550	3316	3038	694	1076	57
ETS_50	50	4397		3254		1144	
		965	3432	2491	763	1077	67
ETS+_50	50	4076		3037		1039	
		4076	0	2411	626	991	48

Der europäische Emissionshandel setzt eine EU-weite *Cap*, was zur Folge hat, dass innerhalb der EU die THG-Vermeidung dort stattfindet, wo die kostengünstigsten Vermeidungsmaßnahmen vorliegen. Dies hat zur Folge, dass sich in den Szenarien ETS_50 und ETS+_50 die Vermeidungsanstrengungen zwischen den Mitgliedsstaaten der EU ungleich verteilen. Abbildung 9.9 zeigt, wie sich die Vermeidungsmaßnahmen aufteilen. Der Vergleich der beiden Szenarien ETS_50 und ETS+_50 macht deutlich, dass der Anteil der Emissionseinsparungen von Frankreich, Italien, Großbritannien, den Beneluxstaaten, Spanien und Portugal sowie Skandinavien weitestgehend konstant bleibt. Während Deutschland im EU-ETS noch 24 % der europaweiten Emissionsvermeidung erbringt, sinkt dieser

Anteil im ETSPLUS auf 19 %. Einen leichten Rückgang verzeichnen auch die kleineren Staaten mit einem geringen Kohlekonsum (ELC). Die größte Verlagerung von Einsparungsleistungen ergibt sich jedoch bei den Ländern mit einem hohen Kohleanteil (EHC; vgl. Tabelle 9.10). Obwohl der Zertifikatspreis in beiden Szenarien identisch ist und die Kohleverstromung bereits im heutigen EU-ETS erfasst ist, führt die Einführung eines ETSPLUS zu einer anteilig höheren Vermeidungsleistung. Dies liegt offensichtlich daran, dass sich der Verbrauch von Kohle im Stromsektor leichter reduzieren lässt als die Emissionen in den neu hinzukommenden Wirtschaftsaktivitäten wie bspw. der Landwirtschaft, dem Verkehr oder dem Wärmemarkt.

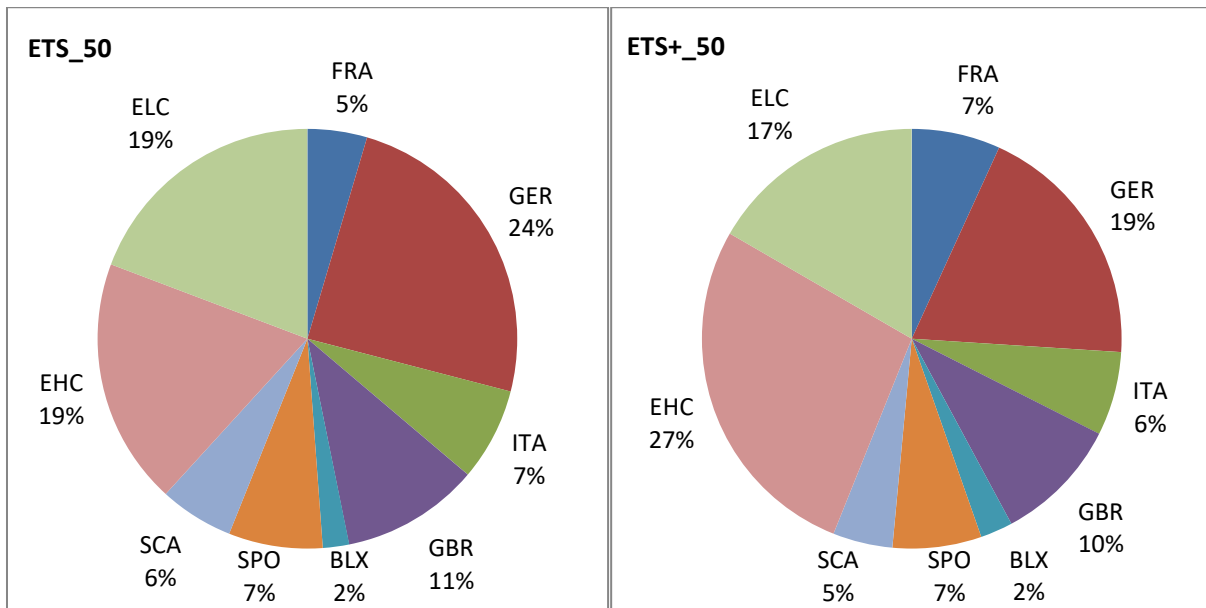


Abbildung 9.1: Anteile der einzelnen europäischen Regionen an der gesamten europäischen THG-Emissionsreduktion in den Szenarien ETS_50 (links) und ETS+_50 (rechts) gegenüber dem Basisszenario.

Im Folgenden werden die Modellergebnisse detailliert für die Stromproduktion, den privaten Wärmesektor, den Verkehr und andere Sektoren in der EU dargestellt. Dafür wird zunächst in einer Gesamtschau ermittelt, in welchen Sektoren, die wesentliche Emissionseinsparungen im Vergleich zum Basisszenario erfolgen. Die Ergebnisse werden jeweils für die gesamte EU ausgewertet.

Bei einem zu erwarteten Anstieg der Zertifikatspreise im ETS_50 Szenario auf 50€/t CO_{2äq} in den heutigen ETS-Sektoren, ergeben sich vor allem THG-Einsparungen in der Stromproduktion aus fossilen Rohstoffen, insbesondere in der Kohleverstromung. Außerdem ist als *Leakage Effekt* ein Anstieg der Emissionen in einigen nicht vom EU-ETS erfassten Sektoren zu beobachten (z.B. sonstige Industrie, Dienstleistungen). Den größten Anteil hat dabei der Energiekonsum der privaten Haushalte.

Die Ausweitung des Emissionshandels im ETS+_50 Szenario bei gleichbleibenden Zertifikatspreisen von 50 €/t CO_{2äq} führt zu einem noch weiteren Rückgang der Kohleverstromung. Die Grenzvermeidungskosten sind offensichtlich in der Kohleverstromung niedriger als in den zum Emissionshandel hinzugekommenen Sektoren des ETSPLUS. Die THG-Vermeidung der bisher nicht erfassten Sektoren steigt moderat an, am stärksten im Bereich der privaten Haushalte. Der größte Anteil an der Reduzierung von Nicht-CO₂-Emissionen im ETS+_50 Szenario findet als Nebeneffekt des Rückgangs des Kohleverbrauchs bei der Erzeugung fossiler Rohstoffe statt sowie in der Viehhaltung.

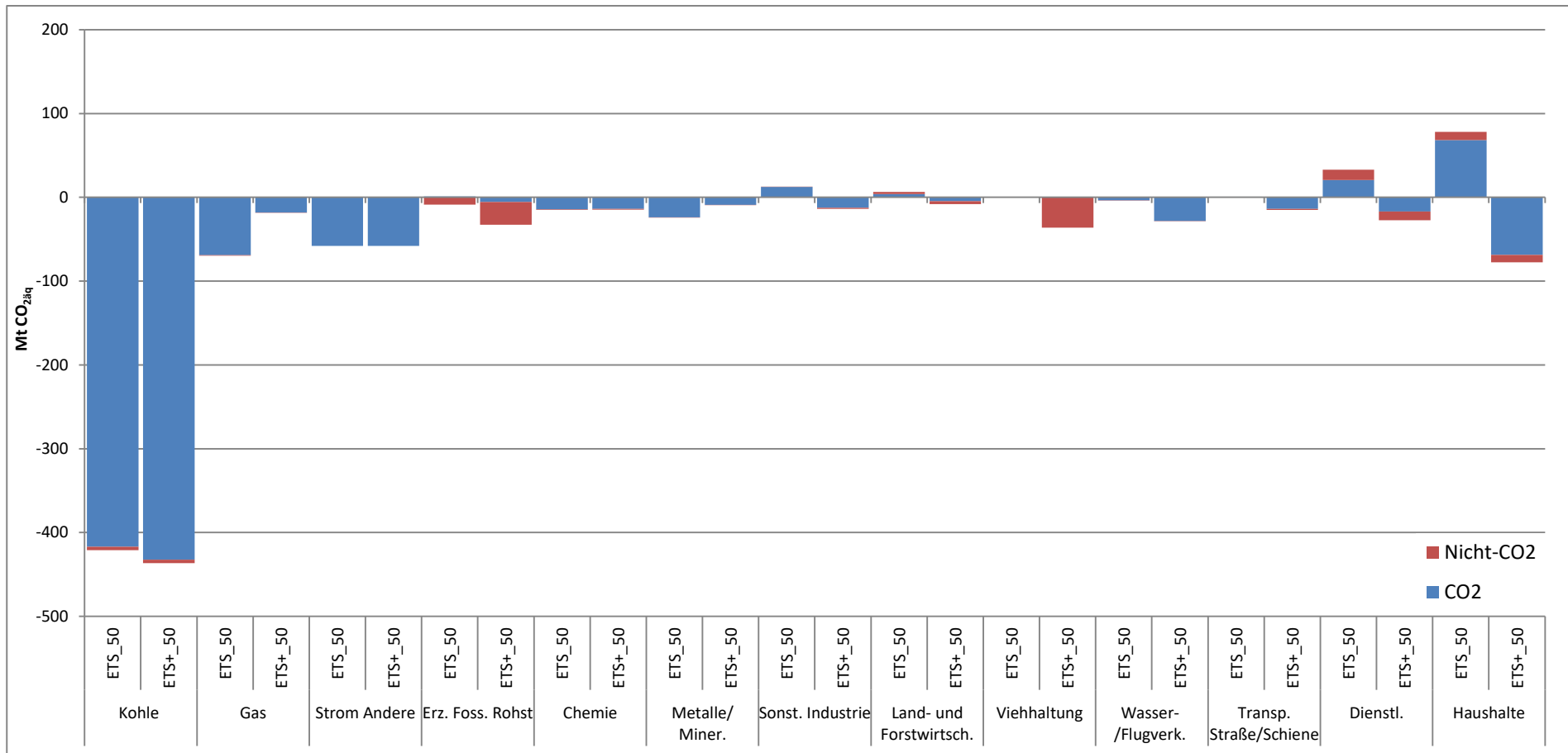


Abbildung 9.2: Veränderung [Mt CO₂äq] der THG-Emissionen (differenziert nach CO₂- und Nicht-CO₂) der einzelnen Wirtschaftssektoren in den Szenarien ETS_50 und ETS+_50 gegenüber dem Basisszenario in der EU.

Stromproduktion

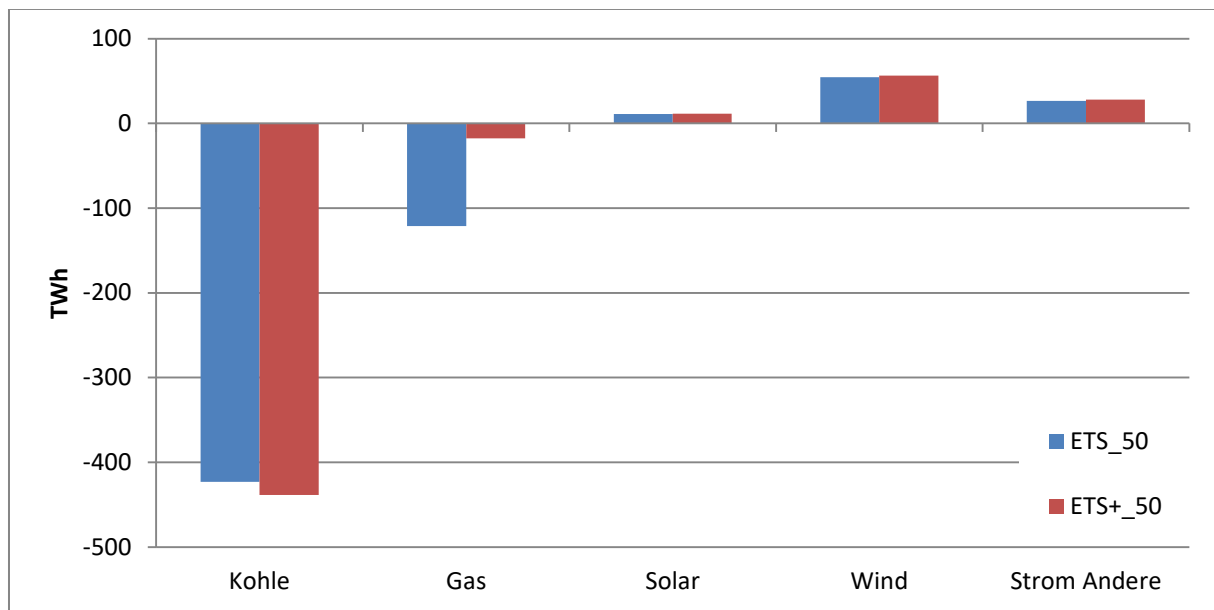


Abbildung 9.3: Änderungen [TWh] der Stromproduktion (nach Technologien) in den Szenarien ETS_50 und ETS+_50 gegenüber dem Basisszenario in der EU.

Atomstrom und Wasserkraft sind nicht dargestellt, da sie hauptsächlich durch politische Zielsetzungen getrieben werden. Ihre Menge ist daher im Modell auf die Produktionsmenge von 2015 fixiert.

Abbildung 9.11 zeigt für die Szenarien ETS_50 und ETS+_50 die Reaktion der einzelnen Stromsektoren im derzeitigen EU-ETS und im ETSPLUS auf den Zertifikatspreis von 50 €/CO_{2äq}. Die Ergebnisse entsprechen denen aus der Gesamtschau der Änderungen bei den THG-Emissionen in Abbildung 9.10. Die Verstromung von fossilen und damit emissionsintensiven Energieträgern (Kohle und Gas¹⁹) reduziert sich deutlich gegenüber dem Basisszenario (Zertifikatspreis 6 €/CO_{2äq}), während (im Modell) emissionsfreie erneuerbare Energiequellen (Solar- und besonders Windstrom) ihre Produktion erhöhen. Besonders hoch ist der Rückgang beim (emissionsintensiven) Kohlestrom. Aufgrund der niedrigen Grenzvermeidungskosten in der Kohleverstromung, ist im ETSPLUS der Rückgang der Kohleverstromung bei gleichem Zertifikatspreis noch stärker als im heutigen EU-ETS.

Auch die Produktion von Strom aus Gas sinkt im derzeitigen EU-ETS bei einem höheren Zertifikatspreis. Anders als bei Kohlestrom ist aber keine Verstärkung dieses Effekts im ETSPLUS zu beobachten, sondern ein deutlicher Rückgang der Reduktion der Gasverstromung im Vergleich zum Basisszenario. Die unterschiedliche Reaktion zwischen der Verstromung von Gas und Kohle trotz gleichbleibender Zertifikatspreise lässt sich aus der unterschiedlichen Nutzung von Kohle und Gas in den ausgeweiteten Sektoren im ETSPLUS erklären. Während Kohle in der privaten Wärmeproduktion praktisch keine Rolle spielt, ist Gas die wichtigste fossile Energiequelle im Wärmesektor. Die Grenzvermeidungskosten sind für Gas im Wärmesektor offensichtlich niedriger als in der Verstromung von Gas. Sobald also die Wärmeproduktion durch die sektorale Ausweitung des ETSPLUS am Emissionshandel teilnimmt, wird über den Ausgleich der Grenzvermeidungskosten die

¹⁹ Strom aus Mineralöl ist Teil des Sektors „Strom andere“, der auch erneuerbare Energiequellen umfasst. Allerdings spielt Strom aus Mineralöl im europäischen Strommix eine untergeordnete Rolle.

Einsparung von der Gasverstromung auf die Wärmeproduktion aus Gas verlagert. Der nächste Abschnitt geht detaillierter auf diesen Effekt in der Wärmeproduktion ein.

Wärme

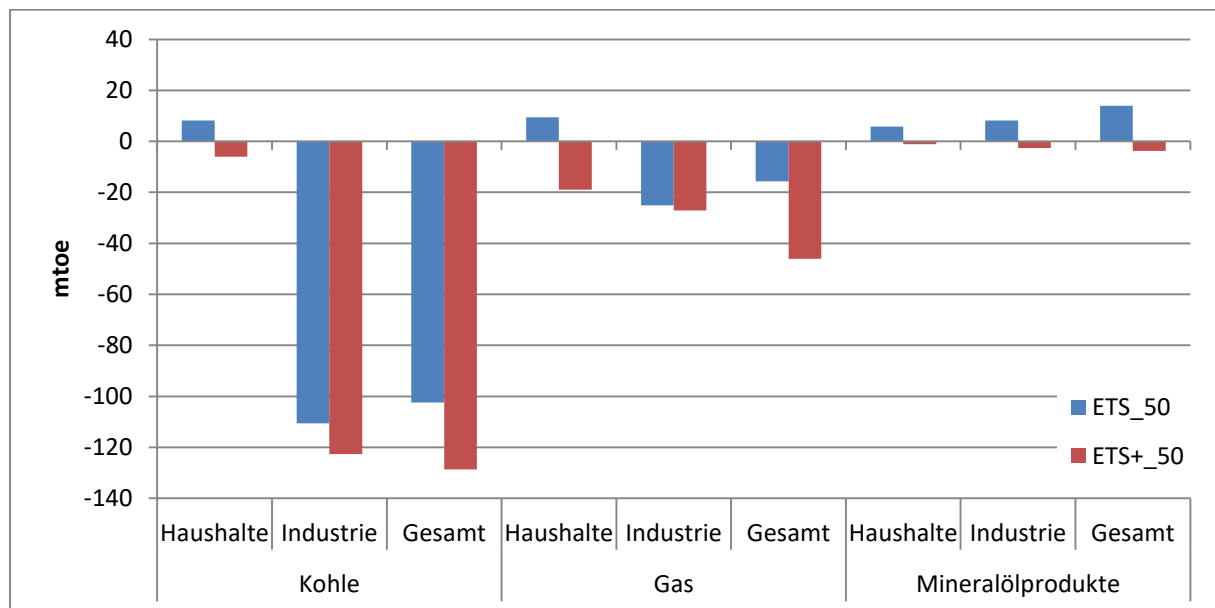


Abbildung 9.4: Absolute Änderungen [mtoe] des Konsums fossiler Rohstoffe in den Szenarien ETS_50 und ETS+_50 gegenüber dem Basisszenario in der EU.

Abbildung 9.12 gibt einen Überblick über die Änderungen (in mtoe) des Einsatzes von fossilen Energieträgern gegenüber dem Basisszenario unterschieden nach Verbrauch in der Industrie und in den Haushalten. Der private Wärmemarkt wird in DART über den direkten Konsum fossiler Energieträger durch die Haushalte dargestellt. Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass die Reduktion der Kohlenutzung vor allem in der Industrie relevant ist. Die zusätzliche Vermeidungsleistung in der Kohleverstromung im ETSPLUS zeigt sich naturgemäß auch in einem Rückgang der Kohlenutzung in der Industrie. Der leichte *Leakage*-Effekt in der privaten Kohlenutzung im ETS_50 Szenario wird durch die Erfassung der häuslichen Wärmeproduktion im ETS+_50 Szenario ausgeglichen.

Die Reduktion der Nutzung von Gas in den privaten Haushalten geht im ETSPLUS dagegen deutlich über die Reduktion des *Leakage*-Effektes des ETS_50 Szenarios hinaus. Auch in der Industrie sinkt der Einsatz von Gas deutlich, trotz des geringen Rückgangs in der Gasverstromung im Vergleich zum Basisszenario. Die Ergebnisse legen niedrigere Grenzvermeidungskosten in der Wärmeproduktion aus Gas im Vergleich zur Gasverstromung nahe. Insgesamt ist bei gleichen Zertifikatspreisen durch die Einführung des ETSPLUS im Vergleich zum EU-ETS der Rückgang des Verbrauchs von Gas in der EU sogar größer (um circa 28 mtoe) als der von Kohle (um circa 26 mtoe) (Vergleich ETS_50 mit ETS+_50).

Verkehr

Die in Abbildung 9.12 dargestellten Änderungen der Nutzung von Mineralölprodukten beinhaltet für die privaten Haushalte und die Industrie neben der Nutzung von Öl zu Wärmeproduktion auch die Nutzung von fossilen Kraftstoffen im Verkehr. Die Ausweitung des Emissionshandels auf den privaten Autoverkehr mit entsprechend höheren Kosten scheint kaum Wirkung zu zeigen, was auch daran

liegt, dass der Preisanstieg für Kraftstoffe aufgrund der schon hohen steuerlichen Belastung vergleichsweise wenig ins Gewicht fällt.

Ein Vergleich mit den Ergebnissen der sektoralen Änderung der THG-Emissionen in Abbildung 9.10 zeigt einen deutlichen Rückgang der THG-Emissionen im Gütertransport, vor allem im Luft- und Schiffsverkehr. Da das DART-Modell allerdings den internationalen Luft- und Schiffsverkehr weitestgehend nicht erfasst, können diese Ergebnisse nicht generell auf den gesamten Luft- und Schiffsverkehr in der EU übertragen werden.

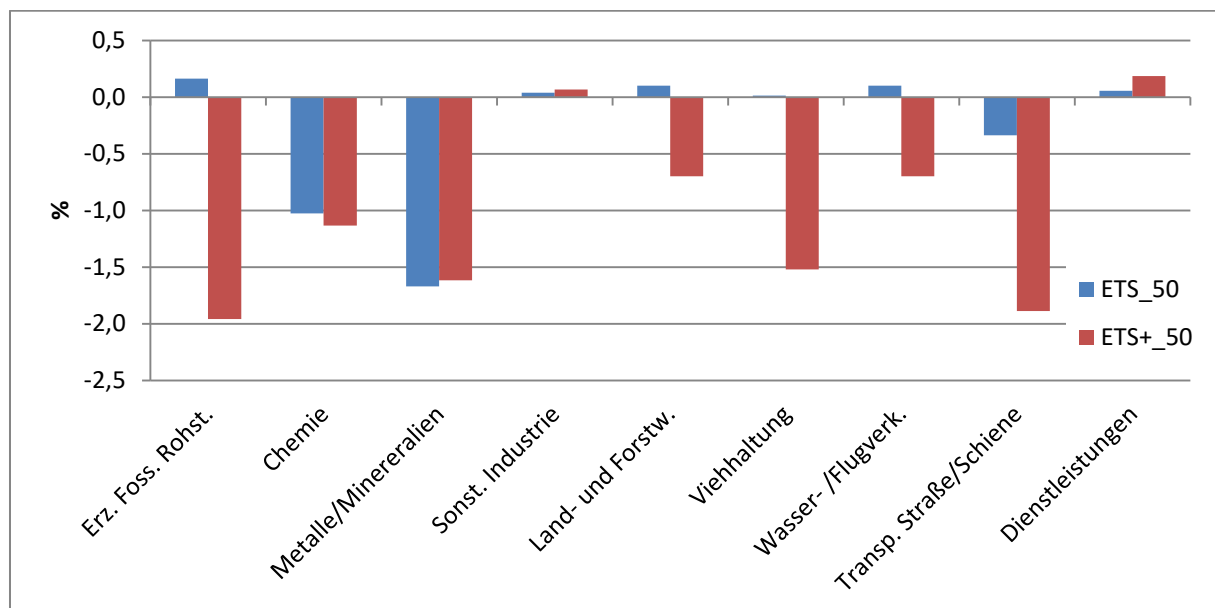


Abbildung 9.5: Änderungen (%) in der Produktion in den Szenarien ETS_50 und ETS+_50 gegenüber dem Basisszenario in der EU.

Abbildung 9.13 gibt einen Überblick über die prozentuale Änderung der Produktion gegenüber dem Basisszenario in weiteren Sektoren. Die Ergebnisse geben zusätzlich zur Gesamtschau der sektoralen Änderung der THG-Emissionen Auskunft darüber, in welchen Sektoren nicht nur durch die Substitution emissionsintensiver Inputs durch emissionsärmere Inputs eine Einsparung von THG-Emissionen stattfindet, sondern durch eine Veränderung der gesamten Produktionsmenge.

In der bereits im heutigen EU-ETS weitestgehend erfassten Produktion von Chemikalien sinkt die Produktion im ETS+_50 Szenario etwas stärker als im ETS_50 Szenario. Zum einen könnte das ebenfalls leicht geringeren Grenzvermeidungskosten innerhalb des Chemiesektors im Vergleich zu den neuen Sektoren des ETSPLUS geschuldet sein. Darüber hinaus fallen in der Produktion und Nutzung von Chemikalien Nicht-CO₂ Emissionen an, sodass ihre Erfassung im ETSPLUS die Produktion von Chemikalien leicht reduziert.

Wie bereits bei der Gesamtschau der THG-Emissionen (Abbildung 9.10) ersichtlich, ist für die Veränderungen der Produktion in der Erzeugung fossiler Rohstoffe neben dem Rückgang der Nachfrage aus der Kohleverstromung vor allem der Einbezug von Nicht-CO₂-Emissionen relevant. Dies gilt insbesondere auch für die Viehhaltung, welche um knapp 2 % im Vergleich zum Basisszenario im ETSPLUS zurückgeht. Die Effekte auf andere landwirtschaftliche Sektoren fallen aufgrund niedrigerer Nicht-CO₂-Emissionen deutlich geringer aus. Insgesamt bleiben die Produktionsrückgänge mit unter 2 % vergleichsweise gering.

9.3.2.2 Szenarien ETS_20% und ETS+_20% vs. Basisszenario

Die Ergebnisse in Tabelle 9.12. zeigen für eine 20 % Reduktion der *Cap* im heutigen EU-ETS (Szenario ETS_20%) einen moderaten Anstieg auf 25 €/t CO_{2äq} im Vergleich zum Basisszenario mit 6 €/t CO_{2äq}. Da nicht alle Emissionen vom EU-ETS erfasst sind, fällt auch die Reduktion der Gesamtemissionen moderat aus. Die Einsparungsleistung findet erwartungsgemäß nur in der Produktion von Gütern statt. Die THG-Emissionen im privaten Konsum steigen wie im ETS+_50 Szenario sogar an.

Die Ausweitung des ETS auf alle Sektoren, den privaten Konsum und auf Nicht-CO₂-Emissionen sowie die gleichzeitige Ausweitung der Reduktion um 20 % auf die gesamten THG-Emissionen des Basisszenarios führt zu einem deutlichen Anstieg des Kohlenstoffpreises auf 59 €/tCO_{2äq}. Bei gleichen Grenzvermeidungskosten innerhalb und außerhalb des jetzigen EU-ETS und den bisher nicht im EU-ETS erfassten Sektoren wäre ein Preis von ebenfalls 25€ zu erwarten gewesen. Der deutlich höhere Preis ist ein Indiz für deutlich höhere Grenzvermeidungskosten in den bisher nicht im EU-ETS erfassten Sektoren.

Tabelle 9.5 Übersicht über die Emissionsergebnisse der Szenarien ETS_20% und ETS+_20%.

		Emissionen Gesamt [Mt CO _{2äq}]		CO ₂ -Emissionen [Mt CO _{2äq}]		Nicht-CO ₂ -Emissionen [Mt CO _{2äq}]	
Szenario	Preis [€/t CO _{2äq}]	Im ETS	Nicht im ETS	davon Produk- tion	davon Konsum	davon Produk- tion	davon Konsum
Basis- szenario	6	4866		3733		1133	
		1550	3316	3038	694	1076	57
ETS_20%	25	4651		3508		1143	
		1272	3380	2778	729	1081	62
ETS+_20 %	59	3917		2895		1023	
		3917	0	2281	613	976	47

Abbildung 9.14 gibt eine Übersicht über die Anteile der Länder im EU-ETS an der gesamten Emissionseinsparung im jeweils modellierten Emissionshandelssystem. Die Emissionseinsparung von insgesamt 20 % bezieht sich jeweils auf die *Cap* des Basisszenarios. Der Vergleich der beiden Szenarien ETS_20% und ETS+_20% macht deutlich, dass der Anteil der Emissionseinsparungen von Frankreich, Deutschland, Italien, Großbritannien, den Beneluxstaaten, Spanien und Portugal sowie Skandinavien weitestgehend konstant bleibt. Die größte Verlagerung von Einsparungsleistungen ergibt sich, wie auch im Vergleich der Szenarien ETS_50 und ETS+_50, von den verbleibenden Ländern mit wenig Kohle in der Stromproduktion (ELC) hin zu den Ländern mit einem hohen Kohleanteil (EHC; vgl. Tabelle 9.10). Der Zertifikatpreis ist mit 25 €/t CO_{2äq} im ETS_20% Szenario auf einem mit dem heutigen Preis vergleichbaren Niveau. Der deutlich höhere Zertifikatpreis von 59 €/t CO_{2äq} im ETS_20% Szenario und die Ausweitung auf weitere Sektoren und Klimagase erhöht die Emissionsreduktion in Ländern mit einem hohen Verbrauch von Kohle, die durch die Substitution mit Erdgas und erneuerbaren Energien leichter von statten geht als in anderen Sektoren.

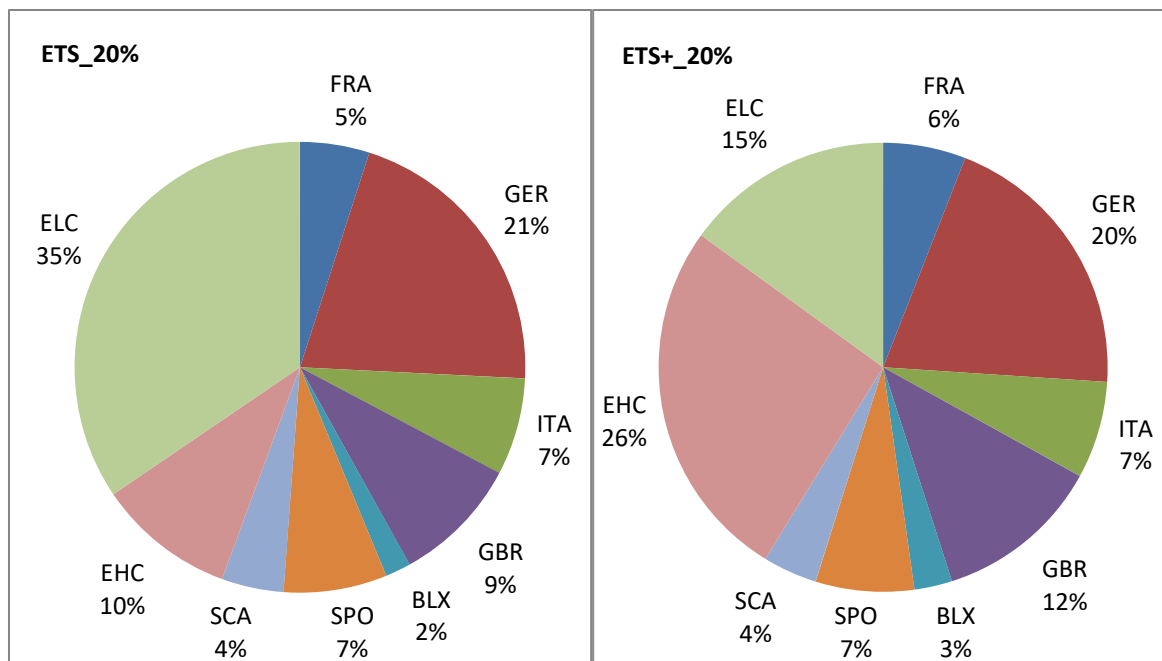


Abbildung 9.6: Anteile der Länder an der gesamten Emissionseinsparung im EU-ETS (in %) gegenüber dem Basisszenario für die Szenarien ETS_20% und ETS+_20%.

Da die detaillierte Analyse der einzelnen sektoralen Effekte sich weitestgehend mit den Ergebnissen der Analyse aus den Szenarien ETS_50 und ETS+_50 decken, wird für die sektorale Analyse für den Vergleich des ETS_20% und des ETS+_20% Szenarios lediglich die Gesamtschau der sektoralen Emissionseinsparungen im Vergleich zum Basisszenario herangezogen. Die Ergebnisse werden wieder für die gesamte EU ausgewertet.

Bei einer Erhöhung der Zertifikatspreise im ETS_20% Szenario auf 25 €/t CO_{2äq} in den heutigen ETS Sektoren, ergeben sich, wie auch beim ETS_50 Szenario, THG-Einsparungen in der Stromproduktion aus fossilen Rohstoffen, insbesondere aus Kohle. Außerdem ist ein Anstieg der Emissionen in einigen nicht vom EU-ETS erfassten Sektoren zu beobachten (z.B. sonstige Industrie, Dienstleistungen); den größten Anteil an diesem *Leakage*-Effekt hat der finale Konsum der privaten Haushalte.

Die in diesem Szenario simulierte Reduktion aller THG-Emissionen um 20 % im Vergleich zu einer 20 prozentigen Reduktion nur in den Sektoren des EU-ETS und nur für CO₂ führt nicht nur zu einem höheren Zertifikatspreis, sondern auch zu einer starken Verschiebung der THG-Reduktion. Obwohl der Zertifikatspreis für alle Sektoren gleich ist, findet der überwiegende Teil der notwendigen Reduktion bei der Verstromung durch Kohle statt. Die weitgehende Verdrängung von Kohle als Energieträger wird auch durch die Simulationen des Strommarktmodells bestätigt (vergl. Kapitel 9.2). Die Einsparungsleistung der bisher nicht erfassten Sektoren steigt nur moderat an, am stärksten im Bereich der privaten Haushalte bei der Wärmeproduktion. Der größte Anteil an der Reduzierung von Nicht-CO₂-Emissionen im ETS+_20% findet im Sektor „Erzeugung fossiler Rohstoffe“ (überwiegend Kohleförderung, -lagerung und -transport) sowie in der Viehhaltung statt.

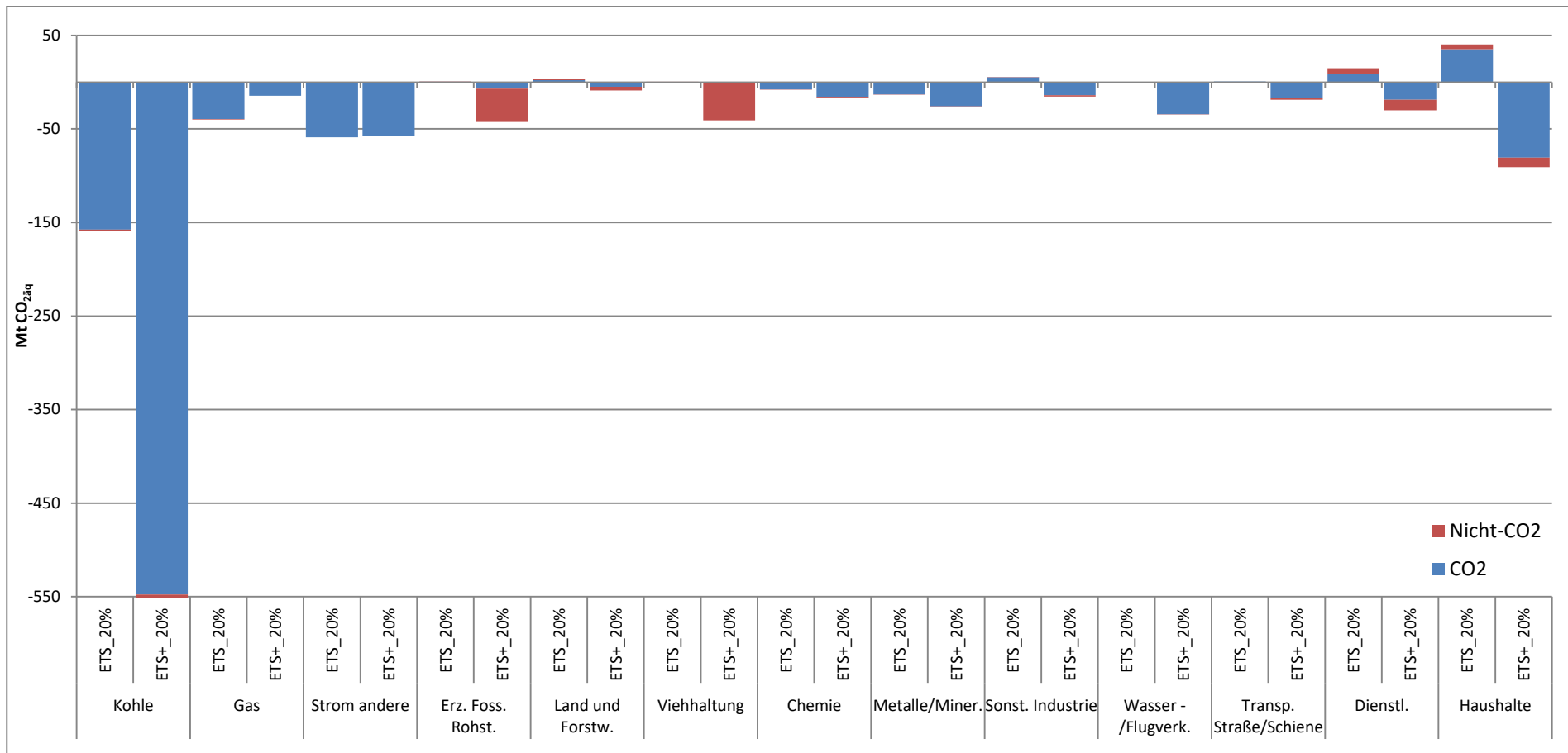


Abbildung 9.7: Veränderung [Mt CO_{2äq}] der THG-Emissionen (differenziert nach CO₂- und Nicht-CO₂) der einzelnen Wirtschaftssektoren in den Szenarien ETS_{20%} und ETS_{+20%} gegenüber dem Basisszenario in der EU.

9.3.3 Bewertung

Die Ergebnisse der Szenarien der gesamtwirtschaftlichen Analyse zeigen zum einen, dass eine Ausweitung des Emissionshandels einen signifikanten Anstieg der Emissionsreduktion bewirken kann. Die Simulation von einem $\text{CO}_{2\text{äq}}$ -Preis von 50 € reduziert die THG-Emissionen und vermeidet *Leakage* Effekte. Sie erreicht damit eine effizientere Emissionsvermeidung als das heutige System des EU-ETS. Dabei werden die Vermeidungsanstrengungen in den Sektoren des EU-ETS noch einmal verstärkt, weil die Vermeidungspotentiale dort immer noch größer sind als in den hinzugekommenen Sektoren. Das ETSPLUS führt auch zu einer teilweisen Verlagerung der THG-Vermeidung vom Strom- in den Wärmesektor. Dieser Effekt ist aufgrund von langfristigen Technologiebindungen in der privaten Wärmeproduktion und einem nur langsamen Anstieg in der Energieeffizienz der privaten Bausubstanz eher in der langen Frist relevant.

Da die Verbrennung von Kohle eine der wichtigsten Emissionsquellen darstellt und gleichzeitig wegen der Substitutionsmöglichkeiten hin zu weniger emissionsintensiven Energieträgern wie Erdgas oder zu erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarstrom am leichtesten reduziert werden kann, führt der europaweite Handel mit Emissionsrechten dazu, dass die Staaten mit einem hohen Anteil am Einsatz von Kohle ihre THG-Emissionen überproportional reduzieren und Emissionsrechte, soweit sie versteigert werden, überproportional von Staaten mit höheren Vermeidungskosten in Anspruch genommen werden.

Bei den Nicht- CO_2 -Emissionen, die hauptsächlich aus Methan und Lachgas bestehen, gibt es den Synergieeffekt des Rückgangs in der Kohlenutzung, bei dem auch die Methanemissionen aus Förderung, Lagerung und Transport von Kohle mit reduziert werden. Die Lachgasemissionen im Ackerbau werden dagegen in geringerem Maße reduziert als die Methanemissionen aus der Viehwirtschaft. Die mengenmäßigen Effekte auf die Produktion in der Volkswirtschaft bleiben insgesamt gering.

Auf der anderen Seite zeigt der Vergleich der Szenarien, bei denen die 20 prozentige Reduktion der Emissionen im EU-ETS auf alle THG-Emissionen ausgedehnt wird, dass eine weitere beträchtliche Emissionsreduktion möglich wird, allerdings bei steigenden Zertifikatpreisen. Auch in diesem Szenario wird ein überproportionaler Anteil der Vermeidungsanstrengungen durch den Rückgang der Kohleverstromung erbracht. Bemerkenswert ist dabei auch, dass über alle Emissionsquellen hinweg ein Beitrag zum Klimaschutz erbracht wird. Allerdings liegen in diesen Sektoren die Emissionsreduktionen jeweils im unteren zweistelligen Bereich von Megatonnen $\text{CO}_{2\text{äq}}$, während die Emissionen aus der Kohleverstromung um den Faktor zehn höher liegen.

Literaturverzeichnis

- AEE (Hg.) (2014): Kosten und Preise für Strom. Unter Mitarbeit von Jörg Mühlhoff und Thomas Siegemund. AEE. Berlin (Renews Spezial, 73). Online verfügbar unter https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/359.73_Renews_Spezial_Kosten_Preise_online_nov14.pdf, zuletzt geprüft am 13.12.2018.
- Beckman, K. (2015): JM-4-lignite lippendorf cost breakdown. Online verfügbar unter <https://energypost.eu/german-lignite-accord-will-take-lot-get-lignite-germany-let-alone-europe/jm-4-lignite-lippendorf-cost-breakdown/>, zuletzt geprüft am 20.02.2019.
- Biograce (2015a): Harmonised Greenhouse Gas Calculations for Electricity, Heating and Cooling from Biomass. BioGrace-II Excel tool - version 3. BioGrace-II GHG calculation tool - version 3. Biograce. Online verfügbar unter <http://www.biograce.net/content/ghgcalculationtools/recognisedtool/>, zuletzt geprüft am 20.02.2019.
- Biograce (2015b): The BioGrace GHG calculation tool: a recognised voluntary scheme. BioGrace-I GHG calculation tool - version 4d. BioGrace-I Excel tool - version 4d. Online verfügbar unter <http://www.biograce.net/content/ghgcalculationtools/recognisedtool/>, zuletzt geprüft am 12.07.2018.
- BMWi (2015): Marktanalyse Wasserkraft. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/marktanalysen-photovoltaik-wasserkraft.pdf?__blob=publicationFile&v=11, zuletzt geprüft am 13.12.2018.
- Bund der Energieverbraucher (2018): Statistiken zur Preisentwicklung von Öl, Gas und Strom. Online verfügbar unter https://www.energieverbraucher.de/de/preise__981/, zuletzt aktualisiert am 23.02.2018, zuletzt geprüft am 22.11.2018.
- Bundesnetzagentur (2017): Bedarfsermittlung 2017-2030. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Bundesnetzagentur (12), zuletzt geprüft am 20.02.2019.
- DBFZ (2016): Monitoring Biokraftstoffsektor. 3. Auflage. Unter Mitarbeit von Karin Naumann, Katja Oehmichen, Edgar Remmele, Klaus Thuncke, Jörg Schröder, Martin Zeymer et al. Leipzig (DBFZ Report, 11). Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_11_3.pdf, zuletzt geprüft am 22.11.2018.
- DEBRIV Bundesverband Braunkohle (2017): Braunkohle. Sicherheit für die Stromversorgung. DEBRIV Bundesverband Braunkohle. Online verfügbar unter https://braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=debriv_izb_20171005_web.pdf, zuletzt geprüft am 20.02.2019.
- Delzeit, Ruth; Klepper, Gernot; Söder, Mareike (2016): Optionen für eine konsistente Förderung erneuerbarer Energieträger. FKZ 22031512 bzw. 12NR315. Schlussbericht. Institut für Weltwirtschaft (IfW). Online verfügbar unter <http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22031512.pdf>, zuletzt geprüft am 22.11.2018.
- DEPV (2017): Entwicklung des Pelletpreises in Deutschland. DEPV-Index. Deutscher Energieholz- und Pelletverband (DEPV). Online verfügbar unter http://www.depv.de/de/home/marktdaten/pellets_preisentwicklung, zuletzt geprüft am 09.01.2018.
- Deutsche Energie-Agentur (DENA) (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9094_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf, zuletzt geprüft am 21.02.2019.
- Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2017a): Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, zweiter Entwurf. Online verfügbar unter https://data.netzausbau.de/2030/NEP/NEP2030_UENB-Entwurf_2b.pdf, zuletzt geprüft am 20.02.2019.
- Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2017b): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, zuletzt geprüft am 20.02.2019.
- Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) (2014): Vorhaben Ila Stromerzeugung aus Biomasse Zwischenbericht Juni 2014. Unter Mitarbeit von Jaqueline Daniel-Gromke, Nadja Rensberg, Velina Denysenko, Konrad Hillebrand, Karin

Naumann, Mattes Scheffelowitz, David Ziegler, Janet Witt, Michael Beil, Wiebke Beyrich. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ). Leipzig. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/eeg_monitoring/berichte/03_Monitoring_ZB_Mai_2014.pdf, zuletzt geprüft am 20.02.2019.

EEX (2018): EUA Primary Market Auction Report – History. European Energy Exchange AG (EEX). Online verfügbar unter <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/auction-market/european-emission-allowances-auction/european-emission-allowances-auction-download>, zuletzt geprüft am 09.10.2018.

Energynautics (Hg.) (2014): Cycling Requirements for Conventional Power Plants at High Shares of Renewable Energy. Unter Mitarbeit von P.-P. Schierhorn, T. Brown und T. Ackermann. 13th Wind Integration Workshop. Berlin, 11.-13.11.2014. Online verfügbar unter http://windintegrationworkshop.org/wp-content/uploads/sites/18/2016/02/WIW14_Proceedings_Content_Overview.pdf, zuletzt geprüft am 20.02.2019.

Ernst & Young (2014): European Lignite Mines Benchmarking European lignite industry at a glance. London. Online verfügbar unter [https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_European_Lignite_Mines_Benchmarking_2014/\\$FILE/EY-European-Lignite-Mines-Benchmarking-2014.pdf](https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_European_Lignite_Mines_Benchmarking_2014/$FILE/EY-European-Lignite-Mines-Benchmarking-2014.pdf), zuletzt geprüft am 20.02.2019.

Fichtner (2002): Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse Gutachten. Online verfügbar unter <http://www.loy-energie.de/download/EndberichtBBE.pdf>, zuletzt geprüft am 20.02.2019.

Fraunhofer ISE (2013): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Studie. Unter Mitarbeit von Christoph Kost, Johannes N. Mayer, Jessica Thomsen, Niklas Hartmann, Charlotte Senkpiel, Simon Philipps et al. Freiburg. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2013_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf, zuletzt geprüft am 13.12.2018.

Fraunhofer ISE (2018): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Unter Mitarbeit von Christoph Kost und Thomas Schlegl. Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf, zuletzt geprüft am 20.02.2019.

GTAP (o.J.): Global Trade Analysis Project (GTAP). Purdue University. West Lafayette. Online verfügbar unter <https://www.gtap.agecon.purdue.edu/>, zuletzt geprüft am 31.01.2019.

Höfling, Holger (2016): Kosten der Erneuerbaren Energien - Wie teuer ist der Ökostrom wirklich? Hg. v. KfW (IfW Research Fokus Volkswirtschaft, 145). Online verfügbar unter <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-Nr.-145-Oktober-2016-Kosten-EE-Ausbau.pdf>, zuletzt geprüft am 13.12.2018.

IISD (2013): Biofuels - At What Cost? A review of costs and benefits of U. K. biofuel policies. Research Report. Unter Mitarbeit von Chris Charles, Richard Bridle und Tom Moerenhout. International Institute for Sustainable Development (iisd). Online verfügbar unter https://iisd.org/gsi/sites/default/files/bf_costeffectiveness_uk.pdf, zuletzt geprüft am 22.11.2018.

Joint Research Centre; concawe; EUCAR (2014): WELL-TO-TANK Report Version 4.a JEC WELL-TO-WHEELS ANALYSIS. Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. Unter Mitarbeit von Robert Edwards, Jean-François Larivé, David Rikeard, Werner Weindorf, Simon Godwin, Heinz Hass et al. Hg. v. Europäische Kommission. Joint Research Centre; Europäische Kommission; concawe; EUCAR. Luxembourg (JCR Technical Reports, EUR 26237 EN). Online verfügbar unter https://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/sites/iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/files/documents/report_2014/wtt_report_v4a.pdf, zuletzt geprüft am 12.07.2018.

Klepper, G.; Peterson, S.; Springer, K. (2003): DART97: a description of the multi-regional, multisectoral trade model for the analysis of climate policies. Institut für Weltwirtschaft. Kiel (Kiel Working Papers, 1149). Online verfügbar unter <http://hdl.handle.net/10419/2953>, zuletzt geprüft am 30.01.2019.

Lappeenranta University of Technology (LUT) (2017): Vergleich der Stromgestehungskosten von Erneuerbaren Energien mit denen fossiler und nuklearer Kraftwerke in den G20-Ländern. Unter Mitarbeit von Manish Ram, Michael Child, Arman Aghahosseini, Dmitrii Bogdanov, Alena Poleva und Christian Breyer. Hg. v. Greenpeace. Online verfügbar unter

https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/20170804_greenpeace_studie_stromgestehungskosten_g20_deutsch.pdf, zuletzt geprüft am 13.12.2018.

Neon Neue Energieökonomik, Technische Universität Berlin; ETH Zürich; DIW Berlin (o.J.): Conventional Power Plants, Open Power Systems Data. Online verfügbar unter https://data.open-power-system-data.org/conventional_power_plants/, zuletzt geprüft am 20.02.2019.

Peters, J. C. (2016): The GTAP-power data base: disaggregating the electricity sector in the GTAP data base. In: *Journal of Global Economic Analysis* 1 (1), S. 209–250, zuletzt geprüft am 30.01.2019.

Statista (2006): Prognose für die Preisentwicklung des Primärenergieträgers Importsteinkohle von 2000 bis 2030 (in Dollar pro Tonne). Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/28693/umfrage/preisentwicklung-fuer-steinkohle-im-import-von-2000-bis-2030/>, zuletzt geprüft am 20.02.2019.

Statista (2018): Natural gas prices in the United States and Europe from 1980 to 2030 (in U.S. dollars per million British thermal units). Online verfügbar unter <https://www.statista.com/statistics/252791/natural-gas-prices/>, zuletzt aktualisiert am 20.02.2019.

Umweltinstitut München e. V. (2017): Wirtschaftlichkeit von Solaranlagen. Wirtschaftlichkeitsberechnungen. Online verfügbar unter <http://www.umweltinstitut.org/themen/energie-und-klima/wirtschaftlichkeitsberechnungen/wirtschaftlichkeit-von-solaranlagen.html>, zuletzt geprüft am 22.11.2018.

Wagner, Hermann-Josef; Koch, Marco K.; Burkhardt, Jörg; Große Böckmann, Thomas; Feck, Norbert; Kruse, Philipp (2007): CO₂-Emissionen der Stromerzeugung. Ein ganzheitlicher Vergleich verschiedener Techniken. In: *BWK* 59 (10). Online verfügbar unter http://www.gegenwind-saarland.de/Materialien/Energiewende/071031--Vdl---CO2-Emissionen%20der%20Stromerzeugung_01.pdf, zuletzt geprüft am 13.12.2018.

10. Bewertung und Ausblick

Die ambitionierten Klimaziele Deutschlands und der Europäischen Union erfordern Anreize zu einer verstärkten Einsparung von Treibhausgas (THG)-Emissionen und eine Energiewende, die den Ausbau von erneuerbaren Energien schnell voran bringt. In Wissenschaft, Politik und Wirtschaft entsteht zunehmend ein Konsens, dass zur Erreichung beider Ziele ein Preis für die Emission von THGs ein wichtiger, wenn auch nicht der einzige, Hebel ist. Die vorliegende Studie hat untersucht, wie diese Bepreisung von THG-Emissionen durch eine Ausweitung des heutigen EU-ETS bewerkstelligt werden kann und welche Herausforderungen dabei entstehen.

Die wichtigsten Schlussfolgerungen der Studie sind:

- Ein umfassendes Emissionshandelssystem, das nicht - wie bisher im EU-ETS - nur knapp die Hälfte der THG-Emissionen erfasst, ist möglich.
- Die zu einem ETSPLUS neu hinzukommenden THG-Emissionen betreffen hauptsächlich kleine (z.B. Heizungsanlagen) und mobile (z.B. Fahrzeuge) Emissionsquellen.
- Die Nicht-CO₂-Emissionen betreffen überwiegend Methan und Lachgas, deren Quellen in den meisten Fällen gut identifizierbar sind. Die Emissionen von Fluorkohlenwasserstoffen machen nur 13 % aus und können nicht leicht identifiziert werden.
- Zur Erfassung und Regulierung dieser neu hinzukommenden THG-Emissionen muss das EU-ETS, das bisher anlagenorientiert war, auf *Upstream*-Lösungen ausgeweitet werden. Die rechtliche Beurteilung geht dahin, dass Anpassungen in der Emissionshandelsrichtlinie möglich sind, die dann alle *Upstream*-Lösungen mit einschließen können.
- Importe aus Ländern, welche keine oder nur geringe Regulierungen bezüglich THG-Emissionen haben, müssten mit ihrem THG-Gehalt in ein ETSPLUS integriert werden. Allerdings bestehen große Informationsprobleme dabei, diese Gehalte zu bestimmen.

Gegenwärtig wird die Frage einer wirksameren Klimaschutzpolitik in Deutschland mithilfe einer nationalen CO₂-Steuer für alle CO₂- oder sogar alle THG-Emissionen diskutiert. Auch in anderen Mitgliedsstaaten der EU wurden Mindestpreise für Emissionsrechte im EU-ETS oder CO₂-Steuern für Emissionen außerhalb des EU-ETS eingeführt oder werden diskutiert. Entscheidend bei all diesen Ansätzen ist, dass der Preis für Emissionen von den Verursachern dieser Emissionen entrichtet werden muss. Dies kann aber nicht nur durch eine Steuer, sondern in gleicher Weise auch durch ein Emissionshandelssystem erreicht werden.

In allen Fällen, in denen ein Preis auf THG-Emissionen erhoben wird, sei es durch eine Steuer oder durch ein Emissionshandelssystem, ist ein funktionierendes System des Monitorings dieser Emissionen, eine Berichts- und eine Verifizierungsmechanismus (MRV-System) eine Grundvoraussetzung. Der Vorteil, die Ausweitung über den schon existierenden Emissionshandel des EU-ETS durchzuführen liegt darin, dass das MRV-System nicht anders als bei einer Steuer sein muss, und dass dabei eine laufende Anpassung der Steuersätze an die Zertifikatpreise nicht mehr nötig ist. Darüber hinaus muss nicht ein neues Steuerelement eingeführt werden, sondern die Institutionen des EU-ETS können diese Aufgabe übernehmen.

Die Regulierung der in Importen enthaltenen THG-Emissionen bleibt eine große Herausforderung. Die heutige Regelung des EU-ETS über die *Carbon Leakage* Liste befreit nahezu alle Emissionen, die

nicht im Stromsektor entstehen, von der Pflicht Emissionsrechte zu ersteigern. Diese werden stattdessen größtenteils kostenlos zugeteilt. Ein ETSPLUS würde bei einer Beibehaltung der Regelungen der *Carbon Leakage* Liste den Anteil der frei zugeteilten Emissionsrechte weiter erhöhen. Damit würde das Ziel der Emissionshandelsrichtlinie unterlaufen die Versteigerung von Emissionsrechten als Standard-Vorgehen zu etablieren. Eine *Carbon Leakage* Liste mit einer restriktiveren Anforderung an Wettbewerbsgefährdung durch Importe von THG-intensiven Produkten wäre eine praktikable Lösung. Zugleich besteht die Chance, dass sich in vielen Ländern außerhalb Europas der Trend zu einer Bepreisung von Emissionen als Instrument zu Erreichung der versprochenen Emissionsreduktionen weiter durchsetzt. Damit würde auch die Gefahr von *Carbon Leakage* verringert.

Die in dieser Studie vorgeschlagenen Optionen für eine Ausweitung des Emissionshandels auf alle THG-Emissionen zeigen, dass eine Erfassung nahezu aller THG-Emissionen möglich ist. Die dargestellten Optionen bedürfen einer weiteren Konkretisierung im Detail. Dazu müssten für die einzelnen Bereiche die MRV-Systeme und die rechtlichen Anpassungen in der Emissionshandelsrichtlinie für die verschiedenen Emissionsquellen genauer untersucht werden. Daraus können dann auch besser die administrativen Anforderungen und der Verwaltungsaufwand abgeschätzt werden.

Die hier entwickelten Optionen gehen von heute etablierten und im großen Stil umgesetzten Monitoring- und Reportingsystemen aus wie den Berichtspflichten an staatliche Stellen oder denen der Bestimmung von THG-Emissionen bei Biokraftstoffen im Rahmen der RED. Diese Technologien befinden sich in einem schnellen Wandel. Neue Satellitenbeobachtungen können schon jetzt Emissionen von Methan oder CO₂ messen. Diese Messungen werden in der Zukunft mit noch höherer Auflösung genauere Zuordnungen von Emissionsquellen möglich machen. Gleichzeitig wird die Entwicklung der intelligenten Steuerung von Anlagen, die sich bis in den Bereich der Haushalte hinein ausweiten wird, die Möglichkeit eröffnen auch die Emissionen von Kleinanlagen kostengünstig zu messen und zu melden. Selbst bei mobilen Quellen wie Kraftfahrzeugen ist es technisch möglich, Verbrauchs- und damit Emissionswerte zeitnah und nahe an der Emissionsquelle zu messen. Diese technischen Optionen könnten in der Zukunft die Notwendigkeit reduzieren, zu *Upstream*-Lösungen greifen zu müssen, um Emissionen von Kleinanlagen zu erfassen.

Anhang I: Heutige Förderung und Regulierung bisher nicht im EU-ETS erfasster THG-Emissionen

Verkehr

Rechtsvorschriften in der EU

Richtlinie 2009/28/EC (Erneuerbare-Energien-Richtlinie), Richtlinie 2015/1513 (Änderung, Ergänzung der Richtlinie 2009/28/EC & Richtlinie 2009/30/EG)

Die Erneuerbare-Energie-Richtlinie der EU (*Renewable Energy Directive, RED*) und die Richtlinie zur Spezifikation von Kraftstoffen und der Einführung eines Systems zur Überwachung und Verringerung der Treibhausgasemissionen (*Fuel Quality Directive, FQD*) setzen den gesetzlichen Rahmen für den Einsatz von Biokraftstoffen in der EU und legen Zielvorgaben für den Transportsektor fest. Die RED Richtlinie hat das Ziel, die vermehrte Nutzung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen zu fördern und in Kombination mit Energiesparmaßnahmen und einer verbesserten Energieeffizienz zu einer Verringerung der THG-Emissionen und zur Einhaltung des Protokolls von Kyoto beizutragen. Um diese Ziele zu erreichen, wird die Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor als ein sehr wichtiges Mittel gesehen.

Biokraftstoffe, die in einem Mitgliedsstaat der EU auf die nationale Quote angerechnet werden, müssen die in der RED und der FQD festgelegten Nachhaltigkeitsanforderungen erfüllen. Die Nachhaltigkeitsanforderungen für Biokraftstoffe beinhalten unter anderem den Schutz von biodiversen und kohlenstoffreichen Flächen (z.B. Wälder, Torfmoore) und den Nachweis, dass der finale Biokraftstoff Mindesttreibhausgasemissionseinsparungen gegenüber einem fossilen Vergleichswert erreicht.

Um die Einhaltung dieser Anforderungen nachzuweisen, müssen die Marktteilnehmer sowie alle relevanten Elemente der entsprechenden Wertschöpfungsketten von einem der von der EU Kommission anerkannten Zertifizierungssysteme (Voluntary certification schemes) zertifiziert sein. Dadurch werden eine Rückverfolgbarkeit sowie die Kontrolle der berechneten THG-Einsparungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette sichergestellt.

Rechtsvorschriften in Deutschland

Die EU Richtlinien (RED, FQD) sind in Deutschland unter anderem durch die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) und die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) implementiert, wobei letztere für den Verkehrssektor relevant ist. Seit dem Jahr 2015 sieht das Bundes-Immissionsschutzgesetz in Deutschland eine Treibhausgasminderungsquote für den Verkehrssektor vor. Dies bedeutet, dass die quotenverpflichteten Marktteilnehmer einen festgelegten Prozentsatz an THG-Minderung ihrer in Deutschland in den Markt gebrachten Kraftstoffe (fossile Otto- und Dieselmotorkraftstoffe sowie Biokraftstoffe) gegenüber einem Referenzwert erreichen müssen. In den Jahren 2015 und 2016 lag der Minderungsprozentsatz bei 3,5 %, in den Jahren 2017-2019 bei 4 %. Ab 2020 wird der Prozentsatz bei 6 % liegen.

Seit Beginn 2017 müssen außerdem Biokraftstoffe aus Neuanlagen, die nach dem 5. Oktober 2015 in Betrieb genommen wurden, THG-Einsparungen von mindestens 60 % (gegenüber 50 % bei allen anderen Anlagen) nachweisen.

Wärme

Rechtsvorschriften in der EU

Richtlinie 2009/28/EC (Erneuerbare-Energien-Richtlinie)

Um Unabhängigkeit von Importen fossiler Energieträger zu gewinnen und den Ausbau erneuerbarer Energien im Strom-, Wärme- und Transportsektor zu fördern, hat die EU die Richtlinie 2009/28/EC verabschiedet. Diese gibt Zielvorgaben für die Anteile erneuerbarer Energien in bestimmten Sektoren, darunter auch den Wärme-/Kältesektor, für die einzelnen EU-Länder vor. Das 2020 Ziel für Deutschland liegt beispielsweise bei 18 % (Europäische Kommission 2009b).

Richtlinie 2010/31/EC (Energieeffizienz von Gebäuden)

Gebäude machen in der EU einen Anteil von 40 % am Endenergieverbrauch und 36 % der CO₂-Emissionen aus. Die Richtlinie 2010/31/EC (Europäische Kommission 19.05.2010b) soll die Energieeffizienz von Gebäuden in der EU kostenoptimal verbessern. Sie hat die vorangehende Richtlinie 2002/91/EC von 2002 ersetzt, mit der erstmals Energieeffizienzausweise sowie Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz und eine gemeinsame Berechnungsmethode der Energieeffizienz für alle Mitgliedsstaaten eingeführt wurden.

Die Richtlinie 2010/31/EC trat am 18. Juni 2010 in Kraft und fordert eine Anpassung nationaler Gesetze und Regulierungen an ihre Ziele. Bis Ende 2020 müssen alle neu errichteten Gebäude in der EU sogenannte Niedrigenergiehäuser sein, bei öffentlichen Gebäuden muss dies bereits bis Ende 2018 geschehen (Europäische Kommission 19.05.2010b). Ferner muss die Energieeffizienz in Werbung zur Vermietung und zum Verkauf von Gebäuden ausgewiesen werden und Mitgliedsstaaten müssen überprüfen, ob Heiz- und Lüftungssysteme den jeweiligen nationalen Standards entsprechen. Auf nationaler Ebene kann über Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz für Neubauten und für Sanierungen bereits bestehender Gebäude entschieden werden. Mitgliedsstaaten müssen an die Kommission melden, welche finanziellen Maßnahmen sie zur Verbesserung der Energieeffizienz ergreifen. Darunter fallen z. B. technische Unterstützung und Beratung als auch zinsgünstige Darlehen (Europäische Kommission 19.05.2010b).

Richtlinie 2012/27/EC (Energieeffizienz-Richtlinie)

Wie bereits oben erläutert, hat die EU ehrgeizige Ziele für die Einsparung im Primärenergieverbrauch unter anderem im Gebäudesektor festgesetzt. Die zentrale Anforderung der Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EC ist eine energieeffiziente Sanierung von mindestens 3 % aller staatlichen Gebäude und der Erwerb von ausschließlich hoch energieeffizienten Gebäuden, Produkten und Services vonseiten der EU Regierungen (Europäische Kommission 25.10.2012). Gemäß der Energieeffizienz-Richtlinie müssen EU-Mitgliedsstaaten im Rahmen nationaler Energieeffizienz-Aktionspläne (NEEAP, *National Energy Efficiency Action Plan*) Strategien und Ziele definieren, welche

alle drei Jahre überarbeitet werden und deren Erreichungsstand jährlich der EU gemeldet werden muss.

Die Artikel der Richtlinie sollen in den jeweiligen NEEAP berücksichtigt werden, mit Ausnahme von Gebäuderenovierungen (Artikel 4), Vorbildfunktion öffentlicher Gebäude (Artikel 5) und Erwerb vonseiten öffentlicher Einrichtungen (Artikel 6, Europäische Kommission, 2012). Artikel 7 (verpflichtende Energieeffizienz-Programme) fordert, dass sich alle Energieversorger und/oder Energieeinzelhandelsunternehmen an ihr jeweiliges nationales Energieeinsparziel halten, welches mindestens äquivalent zu einer jährlichen Einsparung von 1,5 % sein soll. Energieeinsparungen können im Energieumwandlungs-, -versorgungs- und -übertragungssektor erzielt werden (Europäische Kommission 25.10.2012).

Artikel 14 spezifiziert Leitlinien zur Energieeffizienz im Wärme- und Kältesektor. Der Fokus liegt auf nationalen Potenzialen im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung sowie effizienten Fernwärme und -kälte-Systemen. Mitgliedstaaten müssen alle fünf Jahre ihr Potenzial für Kraft-Wärme-Kopplung neu evaluieren. Darauf basierend können politische Maßnahmen ergriffen werden zum Ausbau hoch-effizienter, an den Standort angepasster KWK-Anlagen sowie Netze für den Transport von Fernwärme und -kälte, Abwärme und erneuerbarer Energien.

Rechtsvorschriften in Deutschland

Die meisten Rechtsvorschriften in Deutschland zielen auf Wärmeenergie in Gebäuden ab. Vom Energieverbrauch im Wärmesektor von insgesamt 4945,1 PJ werden 2557,2 PJ (52 %) für das Heizen von Räumen privater und öffentlicher Gebäude verbraucht (AG Energiebilanzen e. V. 2017). Die Bundesregierung verfolgt Einsparungen von THG-Emissionen im Gebäudesektor hauptsächlich mittels zweier Regularien an: dem Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energie-Wärmegesetz, EEWärmeG; Bundesregierung 07.08.2008) und dem Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden (Energieeinsparungsgesetz, EnEG; Bundesregierung 22.07.1976). Das EEWärmeG bestimmt u. a. zu welchen Anteilen der Wärmebedarf mittels erneuerbarer Energien gedeckt werden muss. Das Energieeinsparungsgesetz und die damit verbundene Energieeinsparverordnung (EnEV; Bundesregierung 24.07.2007) regulieren den Endenergieverbrauch in Gebäuden mit dem Ziel, den Primärenergieverbrauch zu senken und damit THG-Emissionen einzusparen.

Diese Rechtsvorschriften werden von verschiedenen Finanzmechanismen ergänzt, welche das Sanieren von Heizungsanlagen und Investitionen in neue, kohlenstoffarme Technologien fördern. Ziel ist ein „nahezu klimaneutraler Gebäudebestand“ (BMWi 2015b), welches die Bundesregierung bis 2050 erreichen will. Das bedeutet, dass der Primärenergieverbrauch von Gebäuden bis 2050 im Vergleich zu 2008 um 80 % reduziert werden soll. Im Folgenden werden die einzelnen Regularien in Deutschland näher beschrieben und hinsichtlich ihrer Effektivität zur Erreichung der Klimaziele untersucht.

Energieeinsparungsgesetz (EnEG)

Das Energieeinsparungsgesetz, welches erstmals 1976 in Kraft trat, setzt den rechtlichen Rahmen für eine Reduzierung der Energieabhängigkeit Deutschlands von importierten Energieträgern. Das Gesetz reguliert zwar nicht direkt den Energieverbrauch, ermächtigt die Regierung jedoch Verordnungen über die jeweiligen Anforderungen an Gebäude und Heizungsanlagen zu erlassen. Das EnEG wurde

zuletzt (zum vierten Mal) 2013 novelliert und um den Punkt Niedrigenergiehäuser gemäß der EU-Richtlinie 2010/31/EC (siehe oben) ergänzt. Ab 2019 müssen Neubauten den Richtlinien für „nahezu klimaneutrale Gebäuden“ (BMWi 2015b) nachkommen. Dasselbe gilt ab 2020 für alle Gebäude, um einen hohen Grad an Energieeffizienz zu erreichen.

Gemäß des EnEG kann die Bundesregierung Verordnungen über energetische Anforderungen für Wärmeschutz (§ 1) und Anlagentechnik (§ 2) bei neu errichteten Gebäuden und bestehenden Gebäuden, an denen wesentliche Erweiterungen oder Umrüstungen vorgenommen werden. Darüber hinaus können Anforderungen an einen energieeffizienten Betrieb von Kühl-, Lüftungs- und Beleuchtungssystemen sowie Warmwasserversorgungsanlagen gestellt werden. Laut § 5a kann die Bundesregierung auch den Einsatz und die Gestaltung von Energieausweisen zur Erfassung des Energiebedarfs regeln. Ferner bestimmt das EnEG die Betriebskostenverteilung gemeinschaftlicher Wärme-, Kälte-, Beleuchtungs- und Warmwasseranlagen (§ 3a) und enthält Bußgeldvorschriften bei Nichteinhaltung der Vorgaben (§ 8).

Seit der Einführung des EnEG traten mehrere Verordnungen in Kraft, die später zu zwei geltenden Regulierungen zusammengeschlossen wurden. Diese sollen hier näher erläutert werden.

Energieeinsparverordnung

Mit Einführung der Energieeinsparverordnung (EnEV) 2002, wurden die bis dato bestehenden Wärmeschutzverordnung (WschV) sowie Heizungsanlagenverordnung (HeizAnV) ersetzt. Die letzte Version der EnEV von 2014 setzt die EU-Richtlinie zur Energieeffizienz von Gebäuden (2010/31/EC) in nationales Recht um.

Die EnEV bestimmt Mindestanforderungen an die Energieeffizienz von allen neu errichteten Wohn- und Nicht-Wohngebäuden, die Energie für die Bereitstellung von Wärme oder Kälte verbrauchen als auch von bereits bestehenden Gebäuden, an denen wesentliche Erweiterungen oder Umrüstungen vorgenommen werden. Ausnahmen werden für Gebäude, die einem bestimmten Zweck dienen (z. B. Tierhaltung), besondere Charakteristika aufweisen (z. B. Glasgebäude) oder nur temporär genutzt werden, gemacht.

Der erste Teil der Verordnung beschäftigt sich mit energetischen Anforderungen auf zu errichtende Wohngebäude und bestimmt, dass der jährliche Primärenergieverbrauch von Neubauten nicht den Energieverbrauch eines entsprechenden Referenzgebäudes übersteigen darf (§ 3a). Der Primärenergieverbrauch des Referenzgebäudes und des Neubaus werden mittels desselben Verfahrens ermittelt. Für Neubauten ab 2016 gelten striktere Anforderungen: die Höchstwerte des Jahres-Primärenergiebedarfs werden ab dem 1. Januar 2016 mit dem Faktor 0,75 multipliziert. Außerdem sind zu errichtende Wohngebäude so auszuführen, dass festgesetzte Höchstwerte des spezifischen, auf die wärmeübertragende Umfassungsfläche bezogenen Transmissionswärmeverlusts nicht überschritten werden (§ 3).

Die gleichen Regeln werden auch auf Nicht-Wohngebäude angewendet. Dafür werden jedoch andere Wärmedurchgangskoeffizienten der wärmeübertragenden Umfassungsfläche genutzt (§ 4).

Wird in zu errichtenden Gebäuden Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzt, darf dieser Strom von dem nach § 3 oder § 4 berechneten Endenergiebedarf abgezogen werden, soweit er im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang zu dem Gebäude erzeugt wird und vorrangig in dem

Gebäude unmittelbar nach Erzeugung oder nach vorübergehender Speicherung selbst genutzt und nur die überschüssige Energiemenge in ein öffentliches Netz eingespeist wird (§ 5).

Außerdem müssen die Dichtheit des Gebäudes, Mindestluftwechsel und Mindestwärmeschutz aus gesundheitlichen und heiztechnischen Gründen anerkannten Normen entsprechen (§ 6 und § 7).

Die EnEV reguliert ebenfalls Änderung, Erweiterung und Ausbau von Gebäuden (§ 9). Änderungen sind demnach so auszuführen, dass die Wärmedurchgangskoeffizienten der betroffenen Flächen und Bauteile nicht die jeweiligen Höchstwerte überschreiten. Außerdem darf der Primärenergiebedarf nach der Modernisierung den des Referenzgebäudes um nicht mehr 40 % überschreiten. Ferner untersagt die Verordnung bei der Nachrüstung von Anlagen und Gebäuden (§ 10) den Betrieb von Heizkesseln, die mit flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen beschickt werden und vor 1985 eingebaut oder aufgestellt worden sind. Der Gebrauch von solchen Heizkesseln, die nach 1985 installiert wurden, ist auf 30 Jahre begrenzt.

Ein weiterer Abschnitt der EnEV regelt die Entwicklung und das Monitoring von Energieausweisen, die aufgrund der EU-Richtlinie zur Energieeffizienz von Gebäuden (2010/31/EC) in nationales Recht umgesetzt und somit in Deutschland eingeführt wurden. Mit der Änderung von 2013/2014 wurden Energieeffizienzklassen als Teil der Energieausweise eingeführt, um Mietern oder zukünftigen Hauseigentümern eine bessere Einschätzung der Immobilie zu ermöglichen. Die Verordnung enthält zwei Muster zur Erstellung eines Energieausweises, welcher jeder Eigentümer eines zu errichtenden Gebäudes vorhalten muss sobald der Bau abgeschlossen ist und welcher bei Bedarf Mietern und Käufern ausgehändigt werden muss. Gemäß § 17 EnEV kann die energetische Qualität eines Gebäudes durch die Berechnung des Energiebedarfs unter Annahme von standardisierten Randbedingungen oder durch die Auswertung des Energieverbrauchs (hierfür sind Daten von mindestens 36 aufeinanderfolgenden Monaten erforderlich) ermittelt werden. Bei Immobilienanzeigen müssen die Art des Energieausweises, der Endenergiebedarf bzw. Endenergieverbrauch sowie die wesentlichen Energieträger für die Heizung des Gebäudes genannt werden. Bei Wohngebäuden müssen auch das Baujahr und die Energieeffizienzklasse öffentlich gemacht werden (§ 16a).

Die letzte Änderung der EnEV von Oktober 2015 berücksichtigt die besondere Funktion von Gebäuden für die Unterbringung von Asylsuchenden und Flüchtlingen. Gebäude, die bis zum 31. Dezember 2018 geändert, erweitert oder ausgebaut werden, um sie als Aufnahmeeinrichtungen oder als Gemeinschaftsunterkünfte zu nutzen, sind von den Anforderungen des § 9 befreit. Die Anforderungen an den Mindestwärmeschutz nach den anerkannten Regeln der Technik sind einzuhalten (§ 25a).

Abschließend lässt sich sagen, dass die EnEV strikte energetische Anforderungen an neu zu errichtende Gebäude stellt (insbesondere ab 2019 bzw. 2021), aber den bestehenden Gebäudebestand nur wenig berührt. Dieser ist nur betroffen, wenn größere Umbauarbeiten an den Außenmauern, Fenster oder Türen vorgenommen werden, was aufgrund der niedrigen Renovierungsrate von unter 1 % nur wenige Gebäude tangiert.

Heizkostenverordnung

Die Heizkostenverordnung (HeizkostenV; Bundesregierung 23.02.1981) geht ebenfalls aus dem Energieeinsparungsgesetz hervor und reguliert die Verteilung der Heizkosten und der Kosten für

Warmwasser bei gemeinschaftlich genutzten Anlagen. Darunter fallen z. B. Mietverhältnisse und Wohnungseigentümergeinschaften. Durch eine konsumbasierte Abrechnung der Heizkosten schafft die Verordnung Anreize für eine ökonomische und effiziente Energienutzung.

§ 4 beauftragt den Gebäudeeigentümer, den anteiligen Verbrauch der Nutzer an Wärme und Warmwasser zu erfassen und § 5 verlangt, dass Wärmezähler und Warmwasserzähler zur korrekten Erfassung eingesetzt werden. Der Gebäudeeigentümer hat die Kosten auf Grundlage der Erfassung an die einzelnen Nutzer zu verteilen und die Mieter über ihren Energieverbrauch zu informieren (§ 6). Damit ermöglicht die HeizkostenV Mietern einen direkten Überblick über ihren Energieverbrauch und die daraus resultierenden Kosten.

Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz)

Seit dem 01. Januar 2009 wird der deutsche Wärmemarkt durch das Erneuerbare-Energie-Wärmegesetz (EEWärmeG; Bundesregierung 07.08.2008) reguliert. 2015 wurde die ursprüngliche Fassung novelliert und ergänzt. Ziel des EEWärmeG ist es, „insbesondere im Interesse des Klimaschutzes, der Schonung fossiler Ressourcen und der Minderung der Abhängigkeit von Energieimporten, eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Wärme aus Erneuerbaren Energien zu fördern“ (EEWärmeG 2015 § 1). Konkret wird angestrebt, den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bis 2020 auf 14 % zu erhöhen.

Gemäß EEWärmeG 2015 § 3 gilt für neu errichtete Gebäude aller Art ab einer Nutzfläche von 50 m² die Verpflichtung, den Wärmebedarf anteilig mit erneuerbaren Energien zu decken. Da die jeweiligen erneuerbaren Energien unterschiedliche Investitions- und Brennstoffkosten aufweisen, hängt der verpflichtende Mindestanteil von der gewählten Form der Erneuerbaren ab (15 % bei thermischer solarer Strahlungsenergie; 30 % bei gasförmiger Biomasse; 50 % bei fester oder flüssiger Biomasse sowie Geothermie). Alternativ kann der Bauherr Ersatzmaßnahmen gem. EEWärmeG 2015 § 7 Abs. 2 und 3 ergreifen, beispielsweise kann er sich für einen Anteil an Energie aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) von 50 % des Wärme- und Kälteenergiebedarfs oder eine verbesserte Energieeinsparung beim Gebäude entscheiden. Gem. EEWärmeG 2015 § 8 ist auch eine Kombination der Maßnahmen aus § 3 und § 7 möglich.

Zusätzlich haben auch öffentliche Gebäude gem. EEWärmeG 2015 § 3 Abs. 2 bei Renovierungen die Pflicht zum anteiligen Einsatz von erneuerbaren Energien. Bundesländer können gem. § 3 Abs. 4 auch für den privaten Gebäudebestand Nutzungspflichten für erneuerbare Energien festlegen.

Der zweite Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi 2015a) zeigt, dass nur die Hälfte aller neu errichteten Nicht-Wohngebäude und Zwei-Drittel der neu errichteten Wohngebäude erneuerbare Energien zur Erzeugung von Wärme nutzen. 2014 fielen 14 % der 138.375 genehmigten Neubauten (Wohn- und Nicht-Wohngebäude) nicht unter die Ausnahmeregelungen gem. § 4 und § 9, wonach keine Mindestquote zu erfüllen wäre. Von den genehmigten Gebäuden, die diesen Kriterien entsprechen, nutzten 68 % eine erneuerbare Energiequelle zur Erzeugung von Wärme. Ein- und Zweifamilienhäuser weisen die höchsten Anteile von erneuerbaren Energieträgern am Energiemix auf (BMWi 2015a).

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG; (Bundesregierung 19.03.2002)) zielt auf einen vermehrten Gebrauch von effizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ab, welcher in der EU-Richtlinie 2012/27/EC (Energieeffizienz-Richtlinie) gefordert wird. Das Gesetz trat 2002 in Kraft und wurde bis zu seiner jetzigen Version vom Januar 2016 stetig novelliert.

Im Hinblick auf Emissionseinsparungen und Energieeffizienzziele reguliert das KWKG die Netzeinspeisung von Strom aus KWK-Anlagen und fördert unter bestimmten Bedingungen Neubau, Modernisierung und Aufrüstung mittels temporärer finanzieller Unterstützung. Das Gesetz bietet sowohl Zuschläge für Strom aus KWK-Anlagen, als auch für den Bau und Ausbau von Fernwärme- und –kältenetzen sowie Wärmespeichersystemen.

Eine von der Bundesregierung in Auftrag gegebene Studie von Klotz et al. (2014) liefert eine Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie eine Evaluierung des KWKG. Die Studie gibt eine Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen in 2013 von 94,4 TWh an. Dies entspricht einem Anteil von 16,2 % an der Gesamtstromerzeugung in Deutschland (Klotz et al. 2014). Das KWKG strebt eine Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen von 110 TWh bis 2020 bzw. 120 TWh bis 2025 an.

In den letzten Jahren verzeichneten kleine Biomasse-KWK-Anlagen den größten Zuwachs von 3,2 TWh in 2005 zu 12 TWh in 2013. Dies war durch die damalige Regulierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes möglich. Mit der EEG-Novelle von 2012 konnte eine Erweiterung des Fernwärmenetzes auf insgesamt 800 km realisiert werden (Gores et al. 2014; Klotz et al. 2014). Bis 2014 wurden 89 Projekte im Bereich der Wärmespeicherung mithilfe finanzieller Fördermaßnahmen implementiert.

Nach Erscheinen besagter Studie von Klotz et al. (2014) wurde das KWKG zum 1. Januar 2016 reformiert. Die Summe der Fördergelder wurde von jährlich 750 Mio. € auf 1,5 Mrd. € erhöht. Ab dem Zeitpunkt wurden mit Kohle (Braunkohle und Steinkohle) betriebene KWK-Anlagen nicht länger mit dem KWKG gefördert. Stattdessen sollten Fernwärmenetze und Wärmespeicher verstärkt ausgebaut werden. Das reformierte KWKG unterstützt nach wie vor Neubauten und Modernisierungen von gasbetriebenen KWK-Anlagen; Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW, die den Großteil der erzeugten Energie selbst verbrauchen, werden jedoch nicht weiter unterstützt.

Finanzielle Maßnahmen

Begleitend zum EEWärmeG fördert die Bundesregierung gem. § 13 durch das Marktanzreizprogramm (MAP) Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt mit bis zu 500 Mio. € jährlich. Ziel ist, durch Investitionsanreize die Marktdurchdringung der erneuerbaren Wärme- und Kältetechnologien zu unterstützen. Das MAP bietet finanzielle Unterstützung beim Bau von Solarthermieanlagen, Biomasseanlagen und Anlagen zur Nutzung von Geothermie und Umweltwärme. Auch Wärmenetze, Speicher und Übergabestationen für Wärmenutzer werden unterstützt, wenn sie aus oben genannten Anlagen gespeist werden (EEWärmeG § 14).

Es gibt zwei Möglichkeiten, an Fördergelder zu kommen: mittels direkter Investitionszuschüsse vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und über ein Förderprogramm von der halbstaatlichen KfW Entwicklungsbank, welches zinsgünstige Kredite mit Tilgungszuschüssen bietet.

Privatpersonen, Selbstständige, Gemeinden, Unternehmen und andere Organisationen, die Eigentümer einer Immobilie sind, sie vermieten oder verpachten, und dort eine Energieerzeugungsanlage errichten, können eine finanzielle Förderung beantragen. Mieter und Vertragsnehmer brauchen eine schriftliche Genehmigung des Eigentümers (Stuible et al. 2016).

Eine vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in Auftrag gegebene Studie zur Bewertung der Fördermechanismen quantifiziert alle Energieerzeugungsanlagen, die bis 2014 gefördert wurden (Stuible et al. 2016). 2014 wurden 45.652 Anlagen gebaut, die durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle gefördert wurden. Dies entspricht einem Rückgang von 32 % gegenüber 2013 (Stuible et al. 2016). Im Vergleich der Zeiträume 2007-2009 und 2011-2014 (vgl. Tabelle I.1) fällt auf, dass die Anzahl geförderter Energieanlagen drastisch abgenommen hat. Insgesamt wurden seit 2007 832.817 Anlagen mit Investitionszuschüssen vom BAFA gefördert.

Tabelle I.1 Anzahl der vom BAFA geförderten Heizsysteme im Marktanreizprogramm

Quelle: eigene Darstellung nach Stuible et al. (2016).

	2007	2008	2009	2011	2012	2013	2014
Biomasse	20845	53736	51499	21139	29185	34388	23340
Solarthermie	89576	172064	140412	42344	27919	27863	18774
Wärmepumpen	543	31844	25435	4347	4451	4683	3538
Summe	115856	257644	217346	67830	61555	66934	45652

Zusätzlich fördert die KfW Entwicklungsbank effiziente Solarthermie-Anlagen, Wärmepumpen und Kombinationen aus Biomasseheizkesseln und solarthermischen Kollektoren. 2014 haben 36 % der Anlagen von diesem Bonus profitieren können (Stuible et al. 2016). 63 % der ausgezahlten Subventionen kamen Wärmenetzen zugute, 25 % Biogasanlagen (Stuible et al. 2016). Im selbigen Jahr wurden insgesamt 2595 Anträge genehmigt.

2014 beliefen sich die Fördergelder für neuinstallierte Anlage auf 219 Mio. €, davon 102 Mio. € vom BAFA und 117 Mio. € von der KfW Bank. Dies entspricht einem Rückgang gegenüber 2013 von 30 bzw. 23 %. Insgesamt wurden damit Investitionen in Höhe von 1.015 Mio. € ausgelöst, was einem Rückgang von 29 % zum Vorjahr entspricht (Stuible et al. 2016).

Neben den Fördermaßnahmen nach dem EEWärmeG bietet die KfW Bank auch zinsgünstige Kredite mit Tilgungszuschüssen im Rahmen des CO₂-Gebäudesanierungsprogramms von 2006 und des Anreizprogramm Energieeffizienz von 2016 an. Zukünftige Hauseigentümer werden damit für einen längeren Zeitraum finanziell unterstützt, um Anreize für den Bau energieeffizienter Gebäude und eine höhere Rate thermischer Sanierung zu schaffen.

Ergänzende Maßnahmen

Dieser Abschnitt stellt Politikmaßnahmen vor, die nicht direkt auf die Emissionen von Gebäuden abzielen, der Vollständigkeit halber jedoch dennoch hier genannt werden sollen.

Ein insbesondere für kleine und mittelgroße Biomassekessel und –öfen wichtiges Gesetz ist das Bundesimmissionsschutzgesetz. Es reguliert den Umgang mit Kohlenstoffmonoxid und

Feinstaubemissionen aus Verbrennungsprozessen. Die erste aus diesem Gesetz resultierende Verordnung (1. BImSchV; Bundesregierung 26.01.2010) betrifft rund 12 Mio. kleine Scheitholzkessel und –öfen, welche in deutschen Wohngebäuden in Betrieb sind. Darin werden Mindestanforderungen an die technischen Standards gestellt und Auflagen für das Monitoring von Immissionen bestimmt. Auch Zentralheizungen fallen unter das Gesetz und müssen gewissen technischen Standards entsprechen.

Weitere Vorschriften, die Kühl- und Raumerwärmungsanlagen betreffen, sind die Energieverbrauchskennzeichnungs-Richtlinie (2010/30/EC; Europäische Kommission 19.05.2010a) und die Ökodesign-Richtlinie (2009/125/EG; Europäische Kommission 2009a)). Erstere regelt die Energiekennzeichnung von energieverbrauchsrelevanten Produkten und dient der Information von Konsumenten, letztere reguliert die umweltgerechte Gestaltung dieser Produkte. Die Richtlinien betreffen Anbieter von Lüftungs-, Heizungs- und Kühlanlagen und sollen hier nicht näher erläutert werden.

Tabelle 1.2 Regulierungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) und des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG)

Quelle: eigene Darstellung.

	Vorschriften	Umfang	Ausnahmen
EnEV	Legt gebäudespezifische Höchstwerte für den Jahres-Primärenergiebedarf mithilfe von Referenzgebäuden fest; bestimmt die Ausstellung von Energieausweisen und den Austausch von ineffizienten Heizkesseln	Zu errichtende Wohn- und Nichtwohngebäude sowie bestehende Gebäude, an denen wesentliche Erweiterung/ Umrüstungen vorgenommen werden	Gebäude, die einem bestimmten Zweck dienen, besondere Charakteristika aufweisen oder nur temporär genutzt werden; der Austausch von Kesselanlagen, die 30 Jahre oder älter sind, berücksichtigt keine Niedertemperaturkessel, der Austausch in Einfamilienhäusern verschiebt sich bis auf einen Eigentümerwechsel
EEWärmeG	Führt eine Pflicht für den Gebrauch erneuerbarer Energien bei Heiz- und Kühlanlagen ein	Zu errichtende Wohn- und Nichtwohngebäude sowie bestehende Gebäude, an denen wesentliche Erweiterungen/Umrüstungen vorgenommen werden; seit 2011 öffentliche Gebäude	Alternative Maßnahmen (z. B. Nutzung von Fernwärme) kann Pflicht erfüllen; Energieeffizienzmaßnahmen können anstelle von Anlagen zur Nutzung EE die Pflicht erfüllen

Tabelle 1.2f Regulierungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) und des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG)

Quelle: eigene Darstellung.

	Maß der Anforderung	Anforderungen
EnEV	Jahres-Primärenergiebedarf und Koeffizienten für den Transmissionswärmeverlust	Austausch von Heizkesseln, die vor 1978 installiert wurden, ab 2015 alle Heizkessel, die länger als 30 Jahre in Betrieb sind; Sicherstellung der energetischen Qualität aller Anlagen in Betrieb; Vorhaltung von Energieausweisen
EEWärmeG	Anteil EE am Endenergieverbrauch (Anteil hängt vom Energieträger ab)	Anteile EE: Solarthermie (> 15 %), gasförmige Biomasse (> 30 %), flüssige und feste Biomasse (> 50 %), Geothermie/Umweltwärme (> 50 %); öffentliche Gebäude: gasförmige Biomasse (> 25 %), alle anderen (> 15 %)

Bioenergie und Landwirtschaft

Die von den land- und forstwirtschaftlichen Betrieben in Deutschland bereitgestellte Biomasse kann in unterschiedlichen Märkten eingesetzt werden. In der Landwirtschaft produzierte Zuckerrüben können beispielsweise sowohl in der Lebensmittelproduktion (Zucker, Rübensaft) oder als Futtermittel (Melasse) eingesetzt werden. Außerdem ist eine Nutzung als Rohstoff in der biotechnischen (z.B. Rohstoff in der Hefeproduktion), chemischen (z.B. technische Alkohole) oder auch pharmazeutischen Industrie möglich. Alternativ können Zuckerrüben bioenergetisch eingesetzt werden, z.B. als Rohstoff für Bioethanol oder als Substrat in einer Biogas-/ Biomethananlage zur Strom-, Wärme und Biomethanproduktion.

Der in einem forstwirtschaftlichen Betrieb produzierte Rohstoff Holz ist ebenso flexibel nutzbar. Holz kann sowohl stofflich in den nachgelagerten Betrieben der Forst- und Holzwirtschaft (z.B. Sägewerk; Möbel- und Papierindustrie), als auch energetisch zur gleichzeitigen Strom- und Wärmeproduktion in Biomasseheizkraftwerken (BMHKWs), zur Wärmeproduktion in Privathaushalten (in Form von z.B. Holzpellets, Hackschnitzel, Scheitholz) als auch als Rohstoff für die Synthese von Biokraftstoffen (Biodiesel, Bioethanol) genutzt werden.

Die land- und forstwirtschaftlichen Betriebe wissen nur in wenigen Fällen, in welchem Marktsektor (z.B. Lebensmittel, Futtermittel, Strom, Wärme, Verkehrssektor) die von ihnen produzierte Biomasse eingesetzt wird. Diese Entscheidungen werden meistens in nachgelagerten Elementen der Wertschöpfungskette (Ersterfasser, Verarbeitungsanlage) getroffen. Nur in wenigen Fällen sind land- und forstwirtschaftlichen Betrieben direkt Verarbeitungsanlagen angeschlossen. Im bioenergetischen Bereich sind dies beispielsweise häufig Biogasanlagen, die direkt in landwirtschaftliche Betriebe integriert sind. In einem solchen Fall haben die für die Bereiche Verkehr, Strom und Wärme beschriebenen Regularien häufig „indirekte“ Auswirkungen auf die Landwirtschaft.

Erneuerbare Energien

Die praktische Umsetzung der EU-weiten Förderung erneuerbarer Energieträger ist teilweise den Mitgliedsstaaten überlassen. Die derzeit bestehenden nationalen Förderinstrumente in den Mitgliedsstaaten der EU sind in Tabelle I.3 für die wichtigsten Fördermechanismen in den fünf größten Volkswirtschaften der Europäischen Union sowie in Schweden zusammengefasst.

Tabelle I.3 Die wichtigsten Fördermechanismen für erneuerbare Energien in ausgewählten EU-Ländern.
Quelle: eigene Darstellung nach RES LEGAL (2018).

	Deutschland	Großbritannien	Frankreich	Italien	Spanien	Schweden
Förderung im Stromsektor	<ul style="list-style-type: none"> • Prämientarif nach Ausschreibung für große und mittelgroße Anlagen • Fester Prämientarif für kleine Anlagen • Feste Einspeisevergütung für sehr kleine Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Mindest-CO₂-Preis • Prämientarif nach Ausschreibung für große Anlagen • Feste Einspeisevergütung für sehr kleine bis mittelgroße Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Prämientarif: je nach Technologie und Größe festgelegt oder nach Ausschreibung • Feste Einspeisevergütung für unausgereifte Technologien 	<ul style="list-style-type: none"> • Prämientarif nach Ausschreibung für große Anlagen • Festgelegte Prämientarife für mittelgroße Anlagen • Feste Einspeisevergütung für kleine Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Prämientarif für Wind und Biomasse 	<ul style="list-style-type: none"> • Quotensystem
Netzvorrang EE-Strom	✓	✗	✗	✓	✓	✗
Förderung im Wärmesektor	<ul style="list-style-type: none"> • EE-Quote für Heizanlagen in Neubauten 	<ul style="list-style-type: none"> • Subventionen für Gebäudesanierung 	<ul style="list-style-type: none"> • Subventionen für Gebäudesanierungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Subventionen für EE-Anlagen in Gebäuden 	<ul style="list-style-type: none"> • keine 	<ul style="list-style-type: none"> • CO₂-Steuer • N₂O-Steuer
Förderung im Transportsektor	<ul style="list-style-type: none"> • THG-Quote 	<ul style="list-style-type: none"> • Energetische Quote 	<ul style="list-style-type: none"> • Energetische Quote 	<ul style="list-style-type: none"> • Energetische Quote 	<ul style="list-style-type: none"> • Energetische Quote 	<ul style="list-style-type: none"> • CO₂-Steuer

Deutschland

In Deutschland ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) die wichtigste Maßnahme zur Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor. In seiner gültigen Fassung (EEG 2017) werden neue, große und mittelgroße¹ Photovoltaik-, Windenergie und Biomasseanlagen nur noch nach erfolgreicher Teilnahme an Ausschreibungsverfahren je Technologie gefördert. Jede Anlage, die einen Zuschlag erhält, bezieht für 20 Jahre eine Marktprämie über dem Strompreis. Die individuelle Höhe der Marktprämie ergibt sich für jede Anlage aus dem von ihr abgegebenen Gebot (Gebotspreisverfahren). Kleine Anlagen erhalten eine gleitende Marktprämie in Höhe der Differenz aus dem festen Einspeisevergütungssatz und dem am Markt erzielten Strompreis, müssen jedoch genau wie große Anlagen ihren Strom direkt vermarkten. Erneuerbare-Energie-Anlagen (EE-Anlagen), die vor dem 01.01.2017 (Freiflächenphotovoltaikanlagen vor dem 01.01.2014) in Betrieb genommen

¹ Die folgende Kategorisierung der Anlagengröße nach installierter Leistung wurde verwendet: große Anlagen: > 5MW, mittelgroße Anlagen: > 1MW bis 5MW, kleine Anlagen: > 100kW bis 1MW, sehr kleine Anlagen: ≤100kW

wurden, erhalten für 20 Jahre eine feste Einspeisevergütung je Technologie. Neue Förderungen in Form einer festen Einspeisevergütung werden nur noch an sehr kleine EE-Anlagen vergeben.

Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) regelt die Förderung im **Wärmesektor**. Das Gesetz schreibt die Quote vor, zu der der Wärmebedarf für alle neuen Gebäude sowie für grundlegend renovierte öffentliche Gebäude von erneuerbaren Energien gedeckt werden muss. Zur Erfüllung der Quote kann der Eigentümer frei zwischen der Nutzung von Biogas, Biomasse, Geothermie und Solarthermie entscheiden. Je nach Technologie sind jedoch unterschiedliche Anteile am Wärmeverbrauch nachzuweisen. So ist bei Nutzung von Biogas in neuen Gebäuden ein Anteil von mindestens 30 % nachzuweisen, für Biomasse und Geothermie liegt die Quote bei 50 % und für Solarthermie bei 15 %.

Im **Transportsektor** sieht das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) seit 2015 eine Treibhausgasminderungsquote vor, welche die zuvor bestehende Biokraftstoffquote abgelöst hat. Inverkehrbringer von Otto- und Dieselmotoren müssen demnach eine Verminderung der Treibhausgase der Kraftstoffe um über die Zeit langsam ansteigende Prozentsätze nachweisen. Die Erfüllung der Quote kann durch Einsatz von Biokraftstoffen erfolgen. Diese müssen jedoch den Nachhaltigkeitskriterien der EU-Richtlinie 2009/28/EG entsprechen, die durch die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) in nationales Recht umgesetzt wurden. Nachgewiesen wird die Befolgung der Nachhaltigkeitsvorgaben sowie die Treibhausgasintensität jedes Produktions- und Lieferschnittes über Lieferscheine, die jede Schnittstelle der Lieferkette vorweisen muss. Zudem muss jede Schnittstelle der Produktionskette durch ein von der EU oder von Deutschland anerkanntes System zertifiziert sein und über dieses von unabhängigen Auditoren kontrolliert werden. Die letzte Schnittstelle der Produktionskette stellt dann einen Nachhaltigkeitsnachweis aus, welchen die Inverkehrbringer von Otto- und Dieselmotoren der Biokraftstoffquotenstelle vorlegen müssen.

Großbritannien

In Großbritannien ist seit 2013 ein CO₂-Mindestpreis (*Carbon Price Floor* - CPF) für die Stromerzeugung aus Gas, festen Brennstoffen und Flüssiggas (LPG) zu zahlen. Der CO₂-Mindestpreis wird durch zwei verschiedene Instrumente erreicht. Er setzt sich aus dem EU-ETS Preis für CO₂ und einer nur in Großbritannien angewandten Steuer zusammen, die als *Carbon Price Support* (CPS) bezeichnet wird und einen zusätzlichen festen Preis je Tonne CO₂ festlegt. Anders als das EU-ETS betrifft der CPS jedoch ausschließlich Stromerzeuger. Ursprünglich sollte der Preis alle zwei Jahre ansteigen, jedoch ist er derzeit bis voraussichtlich 2020 auf das Niveau von 2015/2016 von 18 GBP (14,75 EUR) gedeckelt, um den Wettbewerbsnachteil von Stromversorgern in Großbritannien zu begrenzen (House of Commons 2018).

Darüber hinaus gibt es in Großbritannien seit 01. April 2017 für große EE-Anlagen nur noch die Möglichkeit einer Förderung durch einen Prämientarif und für sehr kleine bis mittelgroße Anlagen eine feste Einspeisevergütung. Der Prämientarif (Contract for Difference) für große Anlagen basiert auf Ausschreibungsverfahren und ergibt sich aus dem letzten Gebot, das einen Zuschlag bekommen hat (Einheitspreisverfahren). Verträge über diese Art der Förderung gelten für 15 Jahre.

Im Wärmebereich werden in Großbritannien EE-Heizanlagen in Gebäuden mit einer Subvention (Renewable Heat Incentive) durch einen festen Preis pro produzierte Kilowattstunde gefördert.

Darüber hinaus werden im Rahmen des „Green Deal“ subventionierte Kredite für Gebäudesanierung zur Verbesserung der Energieeffizienz vergeben.

Im Transportsektor besteht in Großbritannien seit 2007 eine energetische Quote für Biokraftstoffe. Entsprechend müssen Inverkehrbringer einen festgelegten Anteil von Biokraftstoffen an allen in Verkehr gebrachten Kraftstoffen nachweisen. Mit einer Novelle des Gesetzes zur Erneuerbaren Kraftstoffquote (RTFO) im Jahr 2011 wurden die Nachhaltigkeitsanforderungen für Biokraftstoffe der EU-Richtlinie 2009/28/EG in nationales Recht umgesetzt. Die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien muss durch eine Kontrollstelle, beispielsweise ein Zertifizierungssystem, geprüft werden (Government of the United Kingdom o. J., 2012; Europäische Kommission).

Frankreich

In Frankreich ist die Hauptfördermöglichkeit für erneuerbare Energien im **Stromsektor** ein Prämientarif (Complément de rémunération), der mit einer Direktvermarktung einhergeht. In Abhängigkeit von Technologie und Größe der Anlage kommen zwei verschiedene Optionen in Frage. Einerseits gibt es eine festgesetzte Marktprämie ohne Ausschreibungsverfahren (Complément de rémunération par guichet ouvert). Andererseits gibt es die Option an einem Ausschreibungsverfahren (Complément de rémunération par procédure de mise en concurrence) teilzunehmen. Hierbei bestimmt sich die Höhe der Prämie nach Gebotspreisverfahren bei getrennten Ausschreibungen für Wind- und Solarstrom. Die Möglichkeit einer festen Einspeisevergütung für verschiedene Technologien ist nur noch in begrenztem Umfang für Pilotanlagen verfügbar.

Im **Wärmesektor** gibt es in Frankreich Subventionen und Steuervergünstigungen für die Installation von EE-Anlagen in Gebäuden. Außerdem werden zinslose Kredite für Gebäudesanierungen zur Steigerung der Energieeffizienz vergeben.

Im **Transportsektor** besteht ein energetisches Quotensystem. Die Nachhaltigkeitsanforderungen für Biokraftstoffe der EU-Richtlinie 2009/28/EG sind im Code de l'énergie in nationales Recht umgesetzt worden. Um ihre Einhaltung entlang der Produktionskette überprüfbar zu machen, müssen alle Schnittstellen zertifiziert sein (French Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy 2015).

Italien

Auch in Italien gibt es für große Anlagen die Möglichkeit an Ausschreibungsverfahren teilzunehmen. Die verschiedenen Technologien nehmen an gemeinsamen Ausschreibungen teil, wobei je Technologie verschiedene Kapazitäten gefördert werden (Gazzetta Ufficiale 2016). Das Ministerialdekret DM 23/06/16 gibt hierfür sogenannte Basistarife je Technologie und Größe der Anlagen vor (maximale Marktprämie). Innerhalb des Ausschreibungsverfahrens bieten die Anlagenbetreiber auf eine prozentuale Minderung des Basistarifs. Die Gebotsreihung erfolgt je Technologie von der größten prozentualen Minderung an abwärts. Jede Anlage, die einen Zuschlag erhält, bezieht für 15-25 Jahre eine individuelle Prämie entsprechend ihres Gebots. Für mittelgroße Anlagen werden festgesetzte Marktprämien je Technologie ohne Ausschreibungsverfahren für eine Förderdauer von 20-30 Jahren gewährt. Für sehr kleine EE-Anlagen besteht Wahlfreiheit zwischen einem Prämientarif ohne Ausschreibung und einer technologie- und größenspezifischen festen Einspeisevergütung für 15-25 Jahre.

Im **Wärmesektor** gibt es Subventionen für kleine Heizanlagen, die Wärmepumpen, Biomasse oder Solarthermie nutzen. Darüber hinaus sind ein Teil der Ausgaben für Gebäudesanierungen, energetische Neuqualifizierungen und Installationen von EE-Heizanlagen steuerlich absetzbar.

Im **Transportsektor** besteht ein energetisches Quotensystem für Biokraftstoffe. Die Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe der EU-Richtlinie 2009/28/EG wurden mit dem Dekret N°55/2011 in nationales Recht umgesetzt worden. Um die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien überprüfbar zu machen, müssen alle Produktionseinheiten innerhalb der Wertschöpfungskette zertifiziert sein (Europäische Kommission 2015a).

Spanien

Im spanischen **Stromsektor** ist seit 2015 ein Prämientarif auf Basis von Ausschreibungsverfahren in Kraft. Gefördert werden Windanlagen und Biomasseanlagen in einem gemeinsamen Ausschreibungsverfahren mit verschiedenen Förderkapazitäten je Technologie. Anlagebetreiber bieten ähnlich wie in Italien auf eine prozentuale Minderung eines Vergleichstarifs je Technologie. Der Marktprämie ergibt sich in Spanien jedoch nicht aus dem individuellen Gebot, sondern aus dem letzten Gebot, das noch einen Zuschlag bekommen hat. Dieses Gebot bestimmt die einheitliche Marktprämie aller Anlagen, die einen Zuschlag bekommen haben (Sánchez 2015). Die Förderung erhalten Biomasseanlagen für 25 und Windanlagen für 20 Jahre. In der ersten Ausschreibungsrunde 2016 wurde die gesamte Ausschreibungskapazität jedoch für Wind- wie auch für Biomasseanlagen vergeben, die ein Minderungsgebot von 100 % abgaben und somit keine Marktprämie über dem Marktpreis erhalten (Erneuerbare Energien 2017). Die zuvor geltenden festen Einspeisevergütungen und festen Prämientarife sind seit 2012 für neue Anlagen nicht mehr verfügbar.

Im **Wärmesektor** gibt es derzeit keine Fördermechanismen für erneuerbare Energieträger in Spanien.

Im **Transportsektor** besteht eine energetische Biokraftstoffquote. Die nationale Umsetzung der Biokraftstoffnachhaltigkeitsanforderungen gemäß der EU-Richtlinie 2009/28/EG vollzieht sich schrittweise bis 2020 (Europäische Kommission 2015b). Das königliche Dekret 1597/2011 definiert die Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe und flüssige Brennstoffe (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 2011). Seit dem 01.01.2016 muss jede Schnittstelle entlang der Produktionskette mit einem Massenbilanzsystem arbeiten, zertifiziert sein und einen Lieferschein ausstellen, der die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien bescheinigt (declaración responsable de cada uno de los agentes económicos). Die Einrichtung eines abschließenden Nachhaltigkeitsnachweises (verificación de la sostenibilidad), der die Einhaltung der Kriterien entlang der gesamten Wertschöpfungskette bescheinigt, steht noch aus.

Schweden

In Schweden wird auf den Verbrauch fossiler Brennstoffe, die als Heizstoff oder als Kraftstoff (nicht zur Erzeugung elektrischer Energie) verwendet werden, eine Energie- und eine CO₂ Steuer erhoben. (Swedish Energy Agency 2015; RES LEGAL 2018). Die Steuern werden nur implizit auf die CO₂-Emissionen des jeweiligen Brennstoffes, explizit aber auf das Kilogramm, den Liter oder den Kubikmeter des fossilen Brennstoffs gezahlt. 2015 betrug die implizite Steuer auf CO₂ 1200 Schwedische Kronen (EUR 126,84) pro Tonne CO₂. Der Steuersatz für das verarbeitende Gewerbe, Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Fischerei- und Aquakultur ist jedoch reduziert. Auch für

energieintensive Industrien gibt es Sonderregelungen² (IEA 2017). Energieerzeuger zahlen zusätzlich eine Steuer auf Stickoxide (NO_x). Diese Steuer wird bei Verbrennungsanlagen erhoben, die mehr als 25 GWh Energie pro Jahr zur Stromerzeugung oder zum Heizen generieren (Swedish Energy Agency 2015).

Als Förderinstrument im **Stromsektor** wird in Schweden ein Quotensystem verwendet. Energieanbieter, Selbstversorger, stromimportierende Konsumenten und energieintensive Unternehmen müssen über handelbare Zertifikate nachweisen, dass ein bestimmter Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien stammt. Von der Quote ausgenommen sind die Produktion von Papier und Karton, Holzplatten, Stahl und anderen Metallen, Zement, chemischen Grundstoffen, die Produktion in Mineralö Raffinerien und in der Minenindustrie (Helby 2005).

Im **Wärmesektor** werden erneuerbare Energieträger indirekt gefördert, da sie von der CO₂-Steuer und der Energiesteuer auf den Import, die Erzeugung und das Angebot von Heizstoffen aus fossilen Energieträgern ausgenommen sind. Zudem müssen sie auch die Steuer auf die in der Produktionseinheit anfallenden Stickoxid-Emissionen nicht entrichten.

Im Transportsektor gibt es in Schweden im Gegensatz zu den meisten anderen EU-Ländern keine Quotenregelung für erneuerbare Energieträger. Biokraftstoffe werden indirekt gefördert, da sie keine Energiesteuer und CO₂-Steuer entrichten müssen. Die Nachhaltigkeitsanforderungen der EU-Richtlinie 2009/28/EG wurden in Schweden durch das lag(2010:598)(Sveriges Riksdag o. J.) über Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe und flüssige Biokraftstoffe umgesetzt. Steuerpflichtige Unternehmen, die Biokraftstoffe oder flüssige Biobrennstoffe gewerblich nutzen, haben diesbezüglich eine Berichtspflicht gegenüber der Schwedischen Energieagentur, die Nachhaltigkeitsnachweise ausstellt. Von den in Schweden 2014 verwendeten Biokraftstoffen waren mehr als 90 % zertifiziert. In Schweden hergestelltes Biogas kann jedoch auch ohne Zertifizierung einen Nachhaltigkeitsnachweis der Schwedischen Energieagentur erhalten (Europäische Kommission 2015c).

Literaturverzeichnis

AG Energiebilanzen e. V. (2017): Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2016. Unter Mitarbeit von Hans-Joachim Ziesing, Clemens Rohde, Heinrich Kleeberger, Lukas Hardi, Bernd Geiger, Manuel Frondel et al. Berlin (Projektnummer: 072/15). Online verfügbar unter

https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwilt4Gtt5ncAhXBzqQKHVz_DrcQFggxMAE&url=https%3A%2F%2Fag-energiebilanzen.de%2Findex.php%3Farticle_id%3D29%26fileName%3Dageb_-_zusammenfassender_bericht_fu____r_die_endenergiesektoren_2013_-_2016.pdf&usg=AOvVaw3Z1YWDEgVXXUL3GGBO0HXO, zuletzt geprüft am 12.07.2018.

² Während auf fossile Energieträger für den Betrieb fester Maschinen in industriellen Anlagen sowie in KWK-Anlagen zunächst ein reduzierter Steuersatz von 60% der CO₂-Steuer erhoben wurde, müssen diese seit 2016 80% des CO₂-Steuersatzes und ab 2018 den vollen CO₂-Steuersatz zahlen (Government Offices of Sweden 2015).

BMWi (2015a): Zweiter Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz. Die Entwicklung des Wärme- und Kältemarktes in Deutschland. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/zweiter-erfahrungsbericht-erneuerbare-energien-waermegesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8, zuletzt geprüft am 06.11.2018.

BMWi (2015b): Energy Efficiency Strategy for Buildings. Methods for achieving a virtually climate-neutral building stock. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/energy-efficiency-strategy-buildings.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 06.11.2018.

Bundesregierung (22.07.1976): Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden. Energieeinsparungsgesetz - EnEG, vom 04.07.2013. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/eneg/EnEG.pdf>, zuletzt geprüft am 06.11.2018.

Bundesregierung (23.02.1981): Verordnung über die verbrauchsabhängige Abrechnung der Heiz- und Warmwasserkosten (Verordnung über Heizkostenabrechnung). Heizkostenverordnung - HeizkostenV, vom 05.10.2009. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/heizkostenv/BJNR002610981.html>, zuletzt geprüft am 06.11.2018.

Bundesregierung (19.03.2002): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG, vom 17.07.2017. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/KWKG.pdf, zuletzt geprüft am 06.11.2018.

Bundesregierung (24.07.2007): Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden. Energieeinsparverordnung - EnEV, vom 24.10.2015. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/enev_2007/EnEV.pdf, zuletzt geprüft am 06.11.2018.

Bundesregierung (07.08.2008): Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich. Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG, vom 20.10.2015. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/eew_rmeg/BJNR165800008.html, zuletzt geprüft am 06.11.2018.

Bundesregierung (26.01.2010): Erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen). 1. BImSchV, vom 10.03.2017. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/bimsv_1_2010/BJNR003800010.html, zuletzt geprüft am 07.11.2018.

Erneuerbare Energien (2017): Spanien vor Drei-Gigawatt-Ausschreibung? Online verfügbar unter <https://www.erneuerbareenergien.de/archiv/spanien-vor-drei-gigawatt-ausschreibung-150-437-101111.html>, zuletzt geprüft am 07.11.2018.

Europäische Kommission: Third Progress Report on the Promotion and Use of Energy from Renewable Sources for the United Kingdom. Article 22 of the Renewable Energy Directive 2009/28/EC. Online verfügbar unter <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/progress-reports>, zuletzt geprüft am 18.04.2017.

Europäische Kommission (2009a): Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte. Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EG. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0125&from=EN>, zuletzt geprüft am 07.11.2018.

Europäische Kommission (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. Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex%3A32009L0028>, zuletzt geprüft am 06.11.2018.

Europäische Kommission (19.05.2010a): Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformation. Richtlinie 2010/30/EU. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:153:0001:0012:DE:PDF>, zuletzt geprüft am 07.11.2018.

Europäische Kommission (19.05.2010b): Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates. Energieeffizienz von Gebäuden 2010/31/EU. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex%3A32010L0031>, zuletzt geprüft am 06.11.2018.

Europäische Kommission (25.10.2012): Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG. Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex%3A32012L0027>, zuletzt geprüft am 06.11.2018.

Europäische Kommission (2015a): Italy's Third Progress Report under Directive 2009/28/EC. Online verfügbar unter <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/progress-reports>, zuletzt geprüft am 18.04.2017.

Europäische Kommission (2015b): Report on the progress in the promotion and use of energy from renewable sources as established in Article 22 of the Directive 2009/28/EC. Spain. Online verfügbar unter <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/progress-reports>, zuletzt geprüft am 18.04.2017.

Europäische Kommission (2015c): Sweden's third progress report on the development of renewable energy pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC. Online verfügbar unter <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/progress-reports>, zuletzt geprüft am 18.04.2018.

French Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy (2015): Guide pratique. Mise en oeuvre du système de durabilité pour les biocarburants et les bioliquides. Online verfügbar unter https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Guide_Systeme_de_durabilite_decembre_2015.pdf, zuletzt geprüft am 07.11.2018.

Gazzetta Ufficiale (2016): DM 23/06/16: DECRETO 23 giugno 2016. Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico (16A04832). GU Serie Generale n. 150 del 29-6-2016. Online verfügbar unter <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2016/06/29/16A04832/sg>, zuletzt geprüft am 07.11.2018.

Gores, Sabine; Jörß, Wolfram; Harthan, Ralph; Ziesing, Hans-Joachim; Horst, Juri (2014): KWK-Ausbau: Entwicklung, Prognose, Wirksamkeit im KWK-Gesetz unter Berücksichtigung von Emissionshandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz und anderen Instrumenten. Hg. v.

Umweltbundesamt. Öko-Institut e.V. Dessau-Roßlau (Climate Change, 02/2014). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_02_2014_kwk-ausbau_entwicklung_prognose_wirksamkeit_der_anreize_im_kwk-gesetz_0.pdf, zuletzt geprüft am 26.07.2018.

Government of the United Kingdom (o. J.): The Renewable Transport Fuel Obligations (Amendment) Order 2011. Online verfügbar unter <http://www.legislation.gov.uk/uksi/2011/2937/article/23/made>, zuletzt geprüft am 07.11.2018.

Government of the United Kingdom (2012): Renewable Transport Fuel Obligation. Online verfügbar unter <https://www.gov.uk/guidance/renewable-transport-fuels-obligation>, zuletzt geprüft am 07.11.2018.

Helby, Peter (2005): Sweden. Developments regarding the directive on electricity from renewable resources: Lund University, Environmental and Energy Systems Studies.

House of Commons (2018): Carbon Price Floor (CPF) and the price support mechanism. Online verfügbar unter <https://researchbriefings.parliament.uk/ResearchBriefing/Summary/SN05927>, zuletzt geprüft am 07.11.2018.

IEA (2017): Energy, Carbon Dioxide and Sulphur Taxation. Policies and Measures Sweden. International Energy Agency (IEA). Online verfügbar unter <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/sweden/name-21011-en.php>, zuletzt geprüft am 07.11.2018.

Klotz, Eva-Maria; Koepp, Marcus; Peter, Frank; Thamling, Nils; Wunsch, Marco; Ziegenhagen, Inka (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 -42/13. Berlin. Online verfügbar unter <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/151221%20Mitteilung%20an%20KOM%20EED%20KWKG%20Anlage%20Analyse.pdf>, zuletzt geprüft am 06.11.2018.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2011): Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo. Online verfügbar unter <https://www.boe.es/boe/dias/2011/11/05/pdfs/BOE-A-2011-17465.pdf>, zuletzt geprüft am 07.11.2018.

RES LEGAL (2018): Legal sources on renewable energy. Online verfügbar unter <http://www.res-legal.eu/>, zuletzt geprüft am 07.11.2018.

Sánchez, Carlos (2015): Auctions announced for new biomass and wind installations to take place on January 14. Hg. v. EnergyNews. Online verfügbar unter <https://www.energynews.es/en/auctions-announced-for-new-biomass-and-wind-installations-to-take-place-on-january-14/>, zuletzt geprüft am 07.11.2018.

Stuible, Achim; Zech, Daniel; Wülbeck, Hans-Friedrich; Sperber, Evelyn; Nast, Michael; Hartmann, Hans et al. (2016): Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014. Evaluierung des Förderjahres 2014. Bericht. Stuttgart. Online verfügbar unter https://elib.dlr.de/107618/1/FICHT-%2317477735-v1-Revidierter_finaler_Bericht_mit_Appendices.pdf, zuletzt geprüft am 06.11.2018.

Sveriges Riksdag (o. J.): Lag (2010:598) om hållbarhetskriterier för biodrivmedel och flytande biobränslen. Online verfügbar unter https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/lag-2010598-om-hallbarhetskriterier-for_sfs-2010-598, zuletzt geprüft am 07.11.2018.

Swedish Energy Agency (2015): Energy in Sweden 2015. Online verfügbar unter <https://www.energimyndigheten.se/globalassets/statistik/overgripande-rapporter/energy-in-sweden-till-webben.pdf>, zuletzt geprüft am 18.04.2017.

Anhang II: Technisches Vorgehen bei der Identifizierung bisher nicht im EU-ETS erfasster THG-Emissionen

An dieser Stelle wird detailliert beschrieben, wie die bisher nicht im EU-ETS erfassten Emissionen bestimmt wurden (vgl. Kapitel 4.1). Wie in Kapitel 4.1 beschrieben, folgt die Analyse dabei drei Schritten (1. Quantifizierung sektoraler Emissionen, 2. Zurechnung vorgelagerter Emissionen auf einzelne Sektoren und 3. Quantifizierung sektoraler nicht-EU-ETS-Emissionen (inklusive vorgelagerte Emissionen)). Hier werden für jeden dieser Schritte die genauen Datenquellen, Annahmen und das sonstige Vorgehen beschrieben. Die Ergebnisse der Analyse sind in Kapitel 4.1 dargestellt und diskutiert.

1) Quantifizierung sektoraler Emissionen

Für die Quantifizierung sektoraler THG-Emissionen erfolgte wurden folgende Tabellenblätter aus UNFCCC (2017a) verwendet:

Für CRF-Sektor 1. Energy:	Tabellenblätter Table1.A(a)s1-4
Für CRF-Sektor 2. Industrial processes and product use:	Tabellenblatt Summary1.As1
Für CRF-Sektor 3. Agriculture:	Tabellenblätter Table3.s1-2
Für CRF-Sektor 4. LULUCF	Tabellenblatt Summary2
Für CRF-Sektor 5. Waste	Tabellenblatt Summary2

Wo nötig wurden CH_4 und N_2O mit Hilfe der THG-Koeffizienten 25 (CH_4) und 298 (N_2O) in $\text{CO}_{2\text{äq}}$ umgerechnet.

2) Zurechnung vorgelagerter Emissionen auf einzelne Sektoren

Eurostat (2017) beinhaltet Informationen über Energieflüsse. Beispielsweise ist dargestellt, wieviel Energie im Stromsektor bereitgestellt und in welchen Sektoren diese verbraucht wird. Die sektorale Aufteilung in Eurostat (2017) folgt einer anderen Nomenklatur als der in UNFCCC (2017a) verwendeten CRF-Nomenklatur. Daher mussten die Sektoren aus Eurostat (2017) zunächst denen aus UNFCCC (2017a) zugeordnet werden. Dieses sog. Mapping ist in Tabelle A 1 dargestellt. Die Angaben zu Energiemengen in Eurostat (2017) sind in ktoe (Kilotonnen Öl-Äquivalent) angegeben, jene in UNFCCC (2017a) in TJ (Terrajoule). Um eine Vergleichbarkeit der Angaben zu gewährleisten wurden zunächst die ktoe-Angaben in TJ umgerechnet (1ktoe = 41,8686 TJ).

Tabelle II.1 Mapping zwischen Sektoren aus UNFCCC (2017a) und Eurostat (2017).

Quelle: eigene Darstellung

Sektor in UNFCCC (2017a)	Sektor in Eurostat (2017)	Unterschied [%]
Energiebereitstellung (vorgelagerte Sektoren)		
1.A.1.a. Public Electricity and Heat	Transformation Output: Conventional Thermal Power Stations + District Heating Plants	3,2 %
1.A.1.b. Petroleum refining	Consumption of the energy branch: Oil refineries (Petroleum Refineries)	3,0 %
1.A.1.c. Manufacture of solid fuels and other energy industries	Transformation Output: Coke Ovens + BKB / PB Plants	41,94 % ¹
Energieverbrauch		
1.A.2.a. Iron and steel	Iron & steel industry	
1.A.2.b. Non-ferrous metals	Non-ferrous metal industry	
1.A.2.c. Chemicals	Chemical and Petrochemical industry	
1.A.2.d. Pulp, Paper and Print	Paper, Pulp and Print	
1.A.2.e. Food Processing, Beverages & Tob.	Food and Tobacco	
1.A.2.f. Non-Metallic Minerals	Non-metallic Minerals (Glass, pottery & building mat.)	
1.A.2.g. Other	Non-specified (Industry)	
1.A.3.a. Domestic Aviation	Domestic aviation	
1.A.3.b. Road Transportation	Road	
1.A.3.c. Railways	Rail	
1.A.3.d. Domestic Navigation	Domestic Navigation	
1.A.3.e. Other Transportation	Pipeline transport	
1.A.4.a. Commercial/Institutional	Services	
1.A.4.b. Residential	Residential	
1.A.4.c. Agriculture, Forestry & Fishing (ohne Fishing)	Agriculture / Forestry	
1.A.4.c. Agriculture, Forestry, Fishing (nur Fishing)	Fishing	
1.A.5.b. Other (ohne Mobile)	Non-specified (Other)	
1.A.5.b. Other - Mobile	Non-specified (Transport)	
Memo Item - International Bunkers: Aviation	International Aviation, Transport Equipment ² , Machinery ² , Mining and Quarrying ² , Wood and Wood Products ² , Construction ² , Textile and Leather ²	

¹ Der Unterschied zwischen den Quellen ist für diesen Sektor signifikant (41,5 %). Aufgrund seiner insgesamt geringen Bedeutung (2,4 % der gesamten Energiemenge in CRF-Sektor 1.A.1. Energy Industries; UNFCCC 2017a) wurde der Sektor für die weitere Analyse nicht beachtet.

Die Strom- und Wärmeproduktion ist in Eurostat (2017) nach Produktionsweise disaggregiert dargestellt. Es gibt also bspw. Informationen darüber, wie viel Strom aus einem Kohlekraftwerk und wieviel aus Windkraft bereitgestellt wurde. Für die hier durchgeführte Zurechnung vorgelagerter Emissionen auf einzelne Sektoren wurde nur solche Energie berücksichtigt, die aus Produktion mit THG-Emissionen stammt, d.h. Energie aus Wind-, Solar- und Wasserkraftanlagen sowie aus Kernkraftwerken wurde nicht berücksichtigt. Schlussendlich kann auf diese Weise jedem Sektor eine bestimmte Menge an Strom und Wärme, deren Produktion Emissionen produziert hat, zugeordnet werden.

Auch Produktion und Verbrauch verschiedener Treibstoffe ist in Eurostat (2017) detailliert aufgeschlüsselt. Es wurden zunächst die Mengen der einzelnen Raffinerieprodukte aufaddiert, die in einem bestimmten Sektor verwendet werden (z.B. im Sektor Iron and Steel die Mengen an LPG, Gas/Diesel Oil, Fuel Oil und Petroleum Coke). Dann wurden die Anteile der in dem jeweiligen Sektor verwendeten Produkte an der Gesamtmenge aller in den Raffinerien bereitgestellter Produkte berechnet. So konnte jedem Sektor genau die Menge an Energie zugerechnet werden, die in den Raffinerien aufgebracht wurde, um die Produkte zu produzieren, die als Ausgangsstoff für den jeweiligen Sektor dienen.

Basierend auf den Angaben zu Energiemenge [TJ] und Emissionen [kt CO_{2äq}] in UNFCCC (2017a) (vgl. Tabellenblatt Table1.A(a)s1) lassen sich Emissionsfaktoren [kt CO_{2äq}/TJ] für die bei der Energiebereitstellung entstehenden Emissionen bestimmen (Public Electricity and Heat: 0,09; Petroleum refining: 0,06). Entsprechend der den Sektoren zugewiesenen Energiemengen wurden auf diese Weise jedem Sektor Emissionen zugewiesen, die durch die Bereitstellung von Strom, Wärme und Raffinerieprodukten emittiert wurden.

3) Quantifizierung sektoraler nicht-EU-ETS-Emissionen (inklusive vorgelagerte Emissionen)

Für den dritten Schritt wurden Daten zu den durch das heutige EU-ETS erfassten THG-Emissionen nach der Nomenklatur der NIBs benötigt, um diese den sektoralen Gesamtemissionen gegenüberstellen zu können. Die Berichterstattung über EU-ETS-Emissionen bedient sich jedoch einer anderen Nomenklatur, nämlich der sog. Activity Codes, welche die Aktivität der erfassten Anlage beschreibt. Eine Zuordnung der Activity Codes auf die CRF-Sektoren war nur bedingt möglich und blieb fehlerbehaftet. Als einzige Quelle, in der durch das derzeitige EU-ETS erfasste THG-Emissionen auch nach CRF-Nomenklatur angegeben sind, wurde BMU (2015) identifiziert. Der Nationale Inventarbericht Deutschlands (UNFCCC 2017b) wurde herangezogen, um den Anteil der EU-ETS-Emissionen an den Gesamt-Emissionen jedes Sektors zu bestimmen. Diese Anteile wurden dann auch auf die Emissionen der EU28 angewendet, was die Annahme impliziert, dass die Emissionsstruktur Deutschlands mit jener der EU28 übereinstimmt. Eine genauere Analyse müsste die verifizierten EU-ETS-Emissionen jedes einzelnen EU-Staates analysieren (EIONET Reporting Obligations Database (ROD) 2018). Das Ziel einer groben Abschätzung, das hier verfolgt wurde, konnte jedoch auch ohne diesen erheblichen Mehraufwand erreicht werden.

² Einige der in Eurostat 2017 angeführten Sektoren konnten keinem CRF-Sektor zugeordnet werden. Lediglich 3,53 % der Emissionen aus vorgelagerten Prozessen entfallen auf diese Sektoren, sodass die Nicht-Beachtung dieser Emissionen vertretbar erscheint.

Literaturverzeichnis

BMU (2015): Questionnaire on the Implementation of Directive 2003/87/EC. Unter Mitarbeit von Hanna Arnold. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin. Online verfügbar unter file:///C:/Arbeit/EU_ETSPPLUS/EU-Emissionen/Questionnaires2015/Deutschland.html, zuletzt geprüft am 10.10.2018.

EIONET Reporting Obligations Database (ROD) (2018): Deliveries for Application of the Emissions Trading Directive 2003/87/EC (Article 21). Online verfügbar unter <https://rod.eionet.europa.eu/obligations/556/deliveries>, zuletzt geprüft am 14.11.2018.

Eurostat (2017): Energy Balances. Online verfügbar unter <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances>, zuletzt geprüft am 10.10.2018.

UNFCCC (2017a): National Inventory Submissions 2017: EU28. United Nations Framework Convention on Climate Change. Online verfügbar unter http://unfccc.int/national_reports/annex_i_THG_inventories/national_inventories_submissions/items/10116.php, zuletzt geprüft am 10.10.2018.

UNFCCC (2017b): National Inventory Submissions 2017: Germany. United Nations Framework Convention on Climate Change. Online verfügbar unter http://unfccc.int/national_reports/annex_i_THG_inventories/national_inventories_submissions/items/10116.php, zuletzt geprüft am 10.10.2018.

Anhang III: Die Rolle der Systemgrenzen

Anforderungen an die Systemgrenzen

Die Grundlage zur Einbeziehung und Erfassung aller Anlagenemissionen in ein ETSPLUS ist die Ermittlung der GHG-Emissionen entlang der gesamten Prozesskette. Wesentlich für diese Ermittlung ist die Definition von Systemgrenzen, innerhalb derer die GHG-Emissionen gemessen, erfasst und der jeweiligen Anlage zugeordnet werden sollen. Die Gründe, warum Systemgrenzen eine wichtige Rolle spielen, liegen in der Tatsache, dass nicht alle THG-Emissionen einem Emissionshandelssystem unterliegen. Zum einen sind in Deutschland, bzw. in der EU, nicht alle THG-Emissionen von dem EU-ETS erfasst. Wäre dies der Fall, so würden automatisch vorgelagerte Produktionsstufen schon von dem Emissionshandel erfasst und müssten nicht erneut in die THG-Bilanz der EE eingerechnet werden. Zum anderen werden in der Prozesskette besonders von erneuerbaren Energien häufig importierte Produkte eingesetzt, die ebenfalls in der Regel nicht mit einem klimapolitischen Instrument wie CO₂-Steuern oder einem Emissionshandelssystem kontrolliert werden. Solange diese zwei Tatbestände bestehen, muss geklärt werden, bis zu welcher Stufe in der Prozesskette die THG-Emissionen den EE und bisher nicht erfassten fossilen Energieträgern zugerechnet werden sollen.

Um den theoretischen Anforderungen eines alle THG-Emissionen erfassenden Systems gerecht zu werden, müssen die Systemgrenzen folgenden Anforderungen möglichst umfassend entsprechen. Für die Erläuterung in diesem Kapitel wird zunächst angenommen, dass die gesamte Prozesskette innerhalb der EU angesiedelt ist:

Erstellung einer möglichst vollständigen Emissionsbilanz: Das Ziel muss zunächst eine möglichst vollständige Erfassung der GHG-Emissionen entlang der Prozesskette sein. Das heißt, die Systemgrenzen sollten möglichst weit gefasst werden um die gesamte Klimagaswirkung der Energieform zu ermitteln. Für die Umsetzung in der Praxis muss dann entschieden werden, welche GHG-Emissionen noch kausal einer Prozesskette und damit einer Anlage zugerechnet werden können und welche GHG-Emissionen schon im Verantwortungsbereich einer anderen Aktivität liegen.

Vermeidung von Doppelzählungen: Jede Emissionseinheit sollte nur einmal erfasst und kausal einer Anlage zugerechnet werden. Bei der Definition der Systemgrenzen ist also zu beachten, dass die Emissionen entlang der Prozesskette nicht schon einer anderen Anlage im ETSPLUS zugerechnet wurden.

Praktikabilität in der Umsetzung: Unter dieser Forderung lassen sich unterschiedliche Aspekte subsumieren. Insgesamt soll mit diesem Punkt verdeutlicht werden, dass für die praktische Umsetzbarkeit eines EU-ETS die Praktikabilität der Emissionserfassung wesentlich für die Funktionalität und die Kosten eines reformierten ETSPLUS sind.

- **Mess- und Erfassbarkeit der Emissionen:** Emissionen müssen mit einem vertretbaren Aufwand messbar, erfassbar und verifizierbar sein.

- **Standardisierung der Messung und Erfassung:** Wenn möglich, sollten Standardwerte für bestimmte Aktivitäten und Anlagentypen verfügbar oder zumindest potentiell verfügbar sein, um in der Praxis die Kosten der Emissionsmessung und -erfassung möglichst gering zu halten. Vorbild könnten die standardisierten Emissionsbilanzen für unterschiedliche Biokraftstoffprozessketten in der RED sein.
- **Relevanz der Emissionen:** Die zu erfassenden Komponenten der Prozesskette sollten relativ zur Gesamtbilanz eine gewisse „Bagatellgrenze“ nicht unterschreiten.

Um sich einer praktikablen Definition von Systemgrenzen für das ETSPLUS zu nähern, sollen im Folgenden zunächst die derzeit im EU-ETS geltenden Systemgrenzen kurz dargestellt werden. Daran anschließend werden die Systemgrenzen in ausgesuchten, bereits etablierten Regulierungen und Standards dargestellt, um eine mögliche Übertragung der Systematik der Systemgrenzen auf das ETSPLUS zu prüfen.

Derzeitige Systemgrenzen EU-ETS

Die derzeitigen Systemgrenzen des EU-ETS beziehen sich auf die im EU-ETS erfassten GHG-Emissionen, welche innerhalb einer im EU-ETS erfassten Anlage aufgrund von Emissionsquellen und/oder Brennstoff-/Materialströmen innerhalb der Anlage entstehen. Eine Zuordnung von Emissionen vorgelagerter Teile der Prozesskette, zum Beispiel durch die Herstellung verwendeter Werkstoffe oder Strom, zu einer Anlage ist derzeit nicht vorgesehen. Diese THG-Emissionen sind nur bereits im EU-ETS enthalten, wenn die Anlage, innerhalb derer der vorgelagerte Prozessschritt stattfindet, auch im EU-ETS erfasst ist. Kausal werden sie aber auch nur dieser vorgelagerten Anlage zugeordnet. Derzeit werden die Emissionen entlang einer Prozesskette folglich nur erfasst, wenn der jeweilige emissionsverursachende Prozessschritt innerhalb einer Anlage, welche direkt als Anlage im EU-ETS erfasst ist, erfolgt. Ausgeschlossen sind auch Emissionen aus mobilen Verbrennungsmotoren in zu Beförderungszwecken genutzten Maschinen und Geräten innerhalb der Anlage.

Der Kasten gibt einen Überblick zu der Formulierung der Systemgrenzen in der relevanten Regulierung der Europäischen Kommission.

Commission Regulation (EU) No 601/2012 of 21 June 2012 on the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council. Angaben zu Systemgrenzen unter Anhang I, 4.1:

Die Emissionsüberwachung einer Anlage und die diesbezüglichen Emissionsberichte betreffen alle relevanten Treibhausgasemissionen aus allen Emissionsquellen und/oder Brennstoff-/Materialströmen, die den in der Anlage durchgeführten Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG zugeordnet sind, sowie Tätigkeiten und Treibhausgase, die ein Mitgliedstaat gemäß Artikel 24 der Richtlinie 2003/87/EG einseitig einbezogen hat....

Emissionen aus mobilen Verbrennungsmotoren in zu Beförderungszwecken genutzten Maschinen und Geräten sind von der Emissionsschätzung ausgenommen. Überwachungspflichtig sind Emissionen infolge

des regulären Betriebs von Anlagen sowie Emissionen infolge außergewöhnlicher Vorgänge wie Inbetriebnahme/Stilllegung oder Notfallsituationen innerhalb des Berichtszeitraums. ...

Die Frage, ob eine zusätzliche Feuerungsanlage, wie beispielsweise eine Anlage zur Kraft-Wärme-Kopplung, als Teil einer Anlage angesehen wird, die eine andere Tätigkeit nach Anhang I durchführt, oder aber ob sie als eigenständige Anlage zu betrachten ist, hängt von den jeweiligen örtlichen Gegebenheiten ab und wird in der Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen der Anlage geregelt. Alle Emissionen aus einer Anlage sind eben dieser Anlage zuzuordnen, und zwar unabhängig davon, ob Wärme oder Strom an andere Anlagen abgegeben werden. Emissionen, die im Zusammenhang mit der Erzeugung von Wärme oder Strom entstehen, sind der Anlage zuzurechnen, in der sie erzeugt wurden, und nicht der Anlage, an die sie abgegeben werden.

Bestehende Ansätze für Systemgrenzen

Lebenszyklusanalysen (LCA)

Studien zum so genannten *Life-Cycle Assessment* (LCA) oder zur Lebenszyklusanalyse versuchen alle Emissionen innerhalb des Lebenszyklus eines Produkts umfassend zu ermitteln. Sie haben in der Regel zum Ziel, Informationen darüber zu generieren, welche Emissionen ein bestimmtes Produkt über seine gesamte Wertschöpfung einschließlich seiner Emissionen bei der Nutzung erzeugt hat. Diese Information unterscheidet sich grundsätzlich von der Frage, welche Emissionen an welcher Stufe der Wertschöpfungskette erfasst und reguliert werden sollen. Für die Entwicklung der Systemgrenzen eines ETSPPLUS sind v.a. solche Studien interessant, die sich mit den Emissionen aus der Generierung von Energie aus erneuerbaren Quellen befassen. Die zumeist aufwendigen Studien sind normalerweise auf eine oder wenige Anlagen ausgerichtet mit dem Ziel, möglichst detailreich alle Emissionsquellen zu erfassen (bspw. Emissionen aus Rohstoffgewinnung, Transport, Abfalllagerung usw.). Häufig werden neben dem Prozess in der Anlage auch deren Bau- und Rückbau sowie die Herstellung von Werkstoffen und anderen Kapitalgütern mit einbezogen.

Eine einheitliche Definition von Systemgrenzen für LCA Studien gibt es nicht. In der Literatur herrscht vielmehr der Konsens vor, dass die Systemgrenzen individuell an die jeweiligen Anforderungen bzw. das jeweilige Produkt angepasst werden sollten. Die einzelnen Studien geben daher meist selbst an, welche Systemgrenzen für die Analyse gesetzt werden. Dabei spielen sowohl die Relevanz einzelner Komponenten (wie zum Beispiel der Anlagenbau im Verhältnis zu den Prozessemissionen des Lebenszyklus der Anlage), als auch zumeist die Datenverfügbarkeit eine Rolle. Einige Beispiele für LCA-Studien zu verschiedenen Energieproduktionstechnologien sowie darin verwendete Systemgrenzen finden sich in nachfolgender Tabelle.

Tabelle III.1 Systemgrenzen in verschiedenen LCA-Analysen

Studie	Systemgrenzen	Technologie
Ardente et al. (2008)	<p>Aufbereitung von Rohstoffen</p> <p>Konstruktion, Instandhaltung und Demontage inkl. Re-Investitionen während der Lebenszeit</p> <p>Transport (auch im Zusammenhang mit Wartungsarbeiten)</p> <p>Management von Abfällen und Rückständen, die als Output in der Produktionsphase anfallen.</p>	Windpark
Burkhardt et al. (2011)	<p>Produktion: Extraktion von Rohstoffen, Transport zur Produktionsstätte, Fertigung der Bestandteile, Transport zur regionalen Lagerung</p> <p>Aufbau: Anpassungen des geplanten Standorts, Transport der Bestandteile, Aufbau des Kraftwerks</p> <p>O&M: Produktion von Ersatzteilen und deren Transport, Wasserverbrauch des Power-Bocks und zur Reinigung der Kollektoren, Kraftstoffverbrauch der Reinigungs-/Wartungsfahrzeuge, Erdgasverbrennung vor Ort, Stromverbrauch vom regionalen Netz</p> <p>Demontage: Energie für Rückbau der Hauptanlagenteile</p> <p>Entsorgung: Transport des Abbruchmaterials zur Mülldeponie, Recyclinganlage o.ä., Energie für die Endlagerung¹</p>	Parabolrinnen-Solkraftwerk
Pascale et al. (2011)	<p>Extraktion und Verarbeitung von Rohstoffen</p> <p>Herstellung von Materialien/Produkten, Konstruktion, Betrieb und Entsorgung</p> <p>Transport von Produktionsstätte zur Anlage</p>	Wasserkraftwerk

Das Prinzip der LCA Studien, möglichst die gesamten Emissionen des Lebenszyklus einer Anlage zu erfassen, entspricht grundsätzlich dem Ansatz alle THG-Emissionen entlang der Prozesskette innerhalb eines ETSPLUS zu ermitteln. Dennoch sind LCA Studien zumeist sehr aufwändig und auf eine bestimmte Anlage ausgerichtet. Die Studienergebnisse lassen sich nicht zwangsläufig auf andere Anlagen des gleichen Typs übertragen. Außerdem ist bei LCA-Studien eine konsistente Erfassung aller Emissionen für alle Anlagen innerhalb eines Systems nicht von Bedeutung, sodass mögliche Doppelzählungen nicht beachtet werden müssen.

¹ Umwelteinflüsse durch Lagerung sowie Recycling werden durch "cut-off" Methode einbezogen.

Das Prinzip der umfassenden LCA Studien lässt sich folglich nur bedingt mit den Anforderungen für eine praktikable Umsetzung zusammenbringen. Im Folgenden werden daher in der Praxis bereits etablierte Ansätze zur Treibhausgasbilanzierung und die darin enthaltenden Systemgrenzen dargestellt.

Das GHG Protocol

Das „Greenhouse Gas Protocol“ (GHG Protocol) des World Resource Institute (WIR) ist ein Leitfaden zur Treibhausgasbilanzierung u.a. für Unternehmen (<http://www.ghgprotocol.org/>). Für die Systemgrenzen zur Treibhausgasbilanzierung etabliert das GHG Protocol drei Emissions-Kategorien (Scopes). Scope 1 umfasst dabei alle direkten GHG Emissionen von Quellen, welche das Unternehmen besitzt und kontrolliert (siehe die Grafik III.1 für eine detaillierte Auflistung). Die Kategorie Scope 2 bezeichnet Emissionen, welche durch die Erzeugung von eingekauftem Strom, Wärme und Dampf entstanden sind. Scope 3 umfasst alle anderen indirekten Emissionen, welche aus vorgelagerten und nachgelagerten Schritten der Wertschöpfungskette entstehen, aber nicht im Besitz oder unter der Kontrolle des Unternehmens sind.

Emissions-Kategorien (Scopes) nach dem Greenhouse Gas Protocol

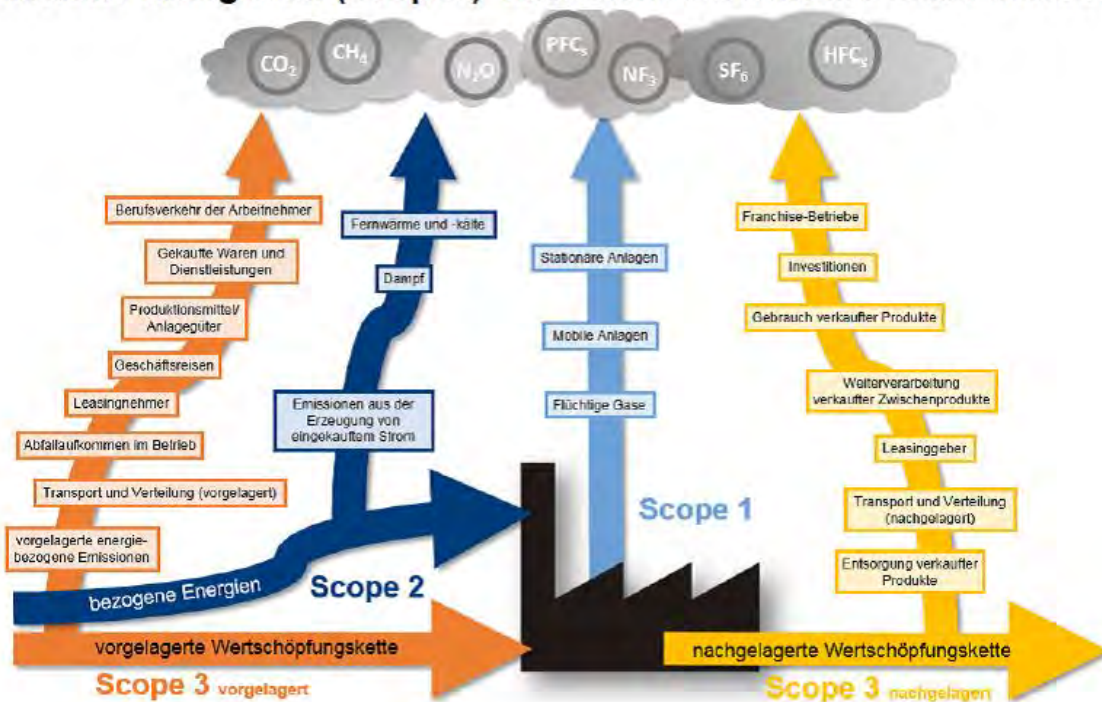


Abbildung III.1: Emissions-Kategorien nach dem Greenhouse Gas Protocol.

Quelle: Energieagentur.NRW

http://www.ccf.nrw.de/navi/downloads/emissionsquellen/Emissions_Kategorien_Scopes.pdf

Im heutigen EU-ETS werden Scope 1 Emissionen bei großen Anlagen erfasst und dem Anlagenbetreiber zugerechnet. Scope 2 Emissionen werden nicht dem Anlagenbetreiber zugerechnet, sondern dem Anbieter der bezogenen Energie. Schließlich werden Scope 3 Emissionen dem Anlagenbetreiber auch nicht zugerechnet, aber sie werden auch nur insoweit berücksichtigt, als sie in den vor- oder

nachgelagerten Produktionsstufen erfasst sind. Das *GHG Protocol* weist grundsätzlich auf das Problem der Doppelzählungen bei der Erfassung von vorgelagerten und nachgelagerten Emissionen hin. Da das *GHG Protocol* aber eher auf das GHG Risikomanagement und freiwillige Berichterstattung von Unternehmen ausgerichtet ist, als auf ein konsistentes Gesamtsystem, sind Doppelzählungen für diesen Ansatz von geringer Relevanz.

EU Renewable Energy Directive

Die EU *Renewable Energy Directive* (RED) zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen setzt den Rahmen für die Ausbauziele von erneuerbaren Energien in Europa. Um mit den mengenmäßigen Zielen im Bereich Biokraftstoffe auch die angestrebte Klimaschutzwirkung zu erreichen, sind nach EU-RED für die Biokraftstoffquote nur solche Biokraftstoffe anrechenbar, die ein bestimmtes Mindestmaß an Treibhausgaseinsparungen im Vergleich zur fossilen Alternative erreichen. Die Einhaltung dieser Treibhausgaseinsparung muss durch Zertifizierung akkreditierter Zertifizierungssysteme nachgewiesen werden. Die RED enthält konkrete Regeln, wie die Treibhausgasbilanz eines Biokraftstoffs zu berechnen ist.

Für die Systemgrenzen eines ETSPLUS sind die etablierten Systemgrenzen der EU-RED zum einen von Relevanz, weil sie bereits für den Sektor der Biokraftstoffe in der Praxis etabliert sind, welcher auch in das ETSPLUS eingebunden werden soll. Zum anderen sind insbesondere bei der Bioenergie die THG-Emissionen aus Landnutzung und Biomasseproduktion für die gesamte Treibhausgasbilanz von Relevanz, sodass aus der Umsetzung der EU-RED wertvolle Erfahrungen für die Einbindung der Bioenergie in das ETSPLUS abgeleitet werden können. Außerdem ist zu beachten, dass die Treibhausgasbilanzierung der Biokraftstoffe nach den Regeln der EU-RED unabhängig vom Produktionsstandort der Biomasse erfolgt. Daher ist das System der Treibhausgasbilanzierung der EU-RED im Rahmen der Nachhaltigkeitszertifizierung mit Zertifizierungssystemen wie z.B. dem ISCC (International Sustainability & Carbon Certification, <https://www.iscc-system.org/>) auch im außereuropäischen Ausland etabliert und erprobt.

Die Regeln zur Berechnung der Treibhausgasbilanz von Biokraftstoffen werden im Folgenden mit einem Fokus auf die relevanten Systemgrenzen kurz dargestellt.

Treibhausgasemissionen bei der Herstellung und Verwendung von Kraftstoffen, Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen werden wie folgt berechnet:

$$E = eec + el + ep + etd + eu - esca - eccs - eccr - eee$$

Tabelle III.2 Definition der Variablen zur Berechnung der THG-Bilanz

Variable	Komponente der Emissionsbilanz des Kraftstoffs	Erläuterung
E	Gesamtemissionen bei der Verwendung des Kraftstoffs	
eec	Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe	schließen die Emissionen des Gewinnungs- oder Anbauprozesses selbst, beim Sammeln der Rohstoffe, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Herstellung der zur Gewinnung oder zum Anbau verwendeten Chemikalien ein. Die CO ₂ -Bindung beim Anbau der Rohstoffe wird nicht berücksichtigt. Zertifizierte Reduktionen von Treibhausgasemissionen aus dem Abfackeln an Ölförderstätten in allen Teilen der Welt werden abgezogen
el	Emissionen aus Landnutzungsänderungen	auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen. Es werden nur direkte Landnutzungsänderungen berücksichtigt. Die Bilanzierung der Emissionen erfolgt in Bezug auf die Landnutzung im Referenzjahr 2008.
ep	Emissionen bei der Verarbeitung	schließen die Emissionen bei der Verarbeitung selbst, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Herstellung der zur Verarbeitung verwendeten Chemikalien oder sonstigen Produkte ein
etd	Emissionen bei Transport und Vertrieb	schließen die beim Transport und der Lagerung von Rohstoffen und Halbfertigerzeugnissen sowie bei der Lagerung und dem Vertrieb von Fertigerzeugnissen anfallenden Emissionen ein.
eu	Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs	werden für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe mit null angesetzt
esca	Emissionseinsparung durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden	infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken
eccs	Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid	wird begrenzt auf die durch Abscheidung und Sequestrierung von emittiertem CO ₂ vermiedenen Emissionen, die unmittelbar mit der Gewinnung, dem Transport, der Verarbeitung und dem Vertrieb von Kraftstoff verbunden sind
eccr	Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von Kohlendioxid	wird begrenzt auf die durch Abscheidung von CO ₂ vermiedenen Emissionen, wobei der Kohlenstoff aus Biomasse stammt und anstelle des auf fossile Brennstoffe zurückgehenden Kohlendioxids für gewerbliche Erzeugnisse und Dienstleistungen verwendet wird
eee	Emissionseinsparung durch überschüssige Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung	wird im Verhältnis zu dem von Kraftstoffherstellungssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung, welche als Brennstoff andere Nebenerzeugnisse als Ernterückstände einsetzen, erzeugten Elektrizitätsüberschuss berücksichtigt

Die mit der Herstellung der Anlagen und Ausrüstungen verbundenen Emissionen werden nicht berücksichtigt. Werden bei einem Kraftstoffherstellungsverfahren neben dem Kraftstoff, für den die Emissionen berechnet werden, weitere Erzeugnisse („Nebenerzeugnisse“) hergestellt, so werden die anfallenden Treibhausgasemissionen zwischen dem Kraftstoff oder dessen Zwischenerzeugnis und den Nebenerzeugnissen nach Maßgabe ihres Energiegehalts (der bei anderen Nebenerzeugnissen als Elektrizität durch den unteren Heizwert bestimmt wird) aufgeteilt.

COM (2010)11

Der Bericht der Europäischen Kommission über die Nachhaltigkeitskriterien für die Nutzung fester und gasförmiger Biomasse bei Stromerzeugung, Heizung und Kühlung COM (2010)11 legt ein Nachhaltigkeitskonzept für die Bewertung vermiedener Treibhausgasemissionen durch feste und gasförmige Biomasse vor. Er nutzt hierfür die gleichen Systemgrenzen wie die EU-RED. Die Berechnung der Lebenszyklustreibhausgase endet für feste und gasförmige Biomasse vor der Umwandlung zu Strom, Wärme oder Kühlung. Dies ist damit zu erklären, dass Emissionen bei der Verbrennung der Biomasse hier mit $0 \text{ gCO}_{2\text{äq.}}/\text{MJ}$ definiert werden. Dies liegt darin begründet, dass in diesem System die Verbrennung der Biomasse selbst klimaneutral ist, während die vorgelagerten Emissionen tatsächlich zusätzlich zu den Emissionen der Biomassenutzung entstehen. Das bedeutet, dass die THG-Emissionen der Biomasseerzeugung innerhalb der Systemgrenzen liegen und entsprechend erfasst werden müssen. Zugleich werden aber auch potentielle THG-Einsparungen durch Kohlenstoffanreicherung im Boden oder durch CCS in die Emissionsbilanz von Bioenergie aufgenommen. So würde z.B. CO_2 , das abgeschieden und wird und beispielsweise in Treibhäusern eingesetzt wird, als Gutschrift verbucht werden. Es wird damit implizit angenommen, dass CO_2 aus fossilen Quellen eins zu eins ersetzt wird.

Gemis – Systemgrenzen

GEMIS (Gesamt Emissionsmodell Integrierter Systeme) ist ein verbreitetes, frei zugängliches Modell einschließlich einer Datenbank (<http://iinas.org/gemis-download-121.html>), das Emissionsbilanzen für den Lebenszyklus von Energie-, Transport- und Stoffsystemen enthält. Diese sind auf jeder Stufe von der Rohstoff- und Primärenergiegewinnung bis zur Entsorgung oder dem Recycling beispielsweise eines Energieträgers nachvollziehbar.

Das Modell wurde als Instrument zur vergleichenden Analyse von Umweltauswirkungen von Energie-, Transport- und Stoffsystemen im Auftrag der Hessischen Landesregierung vom Öko-Institut e.V. und der Gesamthochschule Kassel von 1987-89 entwickelt. Seitdem werden Modell und Datenbank kontinuierlich weiterentwickelt und seit 2012 durch das Internationale Institut für Nachhaltigkeitsanalysen (IINAS) betrieben. GEMIS wird von der Deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), der Weltbank, dem Umweltbundesamt sowie von Kommunen, Städten, Forschungseinrichtungen, Beratungsbüros, Energieversorgern und Ministerien in über 30 Ländern insbesondere für Studien und Szenarienerstellung genutzt (Fritsche und Schmidt 2008).

Die Datenbank von GEMIS ist für den vorliegenden Bericht auch deshalb von Bedeutung, da diese für viele Wertschöpfungsketten als Input-Daten genutzt wurden, um die Standardwerte der EU-RED zu berechnen (Joint Research Centre 2012).

Die Verbindung aller Prozesse eines Lebensweges wird in GEMIS Prozesskette genannt. Die Systemgrenzen der Prozessketten können in GEMIS variiert werden. In den Einstellungen der Datenbank können Bau-Vorleistungen, nichtstationärer Transport und behandelte/deponierte Reststoffe jeweils von den Systemgrenzen ein- oder ausgeschlossen werden. Auch bei den schmalsten Systemgrenzen in GEMIS durch den Ausschluss der Bau-Vorleistungen, des nichtstationären Transportes und der Emissionen behandelter oder deponierter Reststoffe, gehen die Systemgrenzen von GEMIS über die Systemgrenzen des EU-ETS hinaus. In diesem Fall sind von den Systemgrenzen die Emissionen aus dem An- bzw. Abbau und der Weiterverarbeitung von Rohstoffen sowie die zur Herstellung des Energieträgers eingesetzten Input-Faktoren mit Ausnahme der baulichen Vorleistungen eingeschlossen. Werden zusätzlich Emissionen des nicht-stationären Transportes mit eingeschlossen und Emissionen für behandelte und deponierte Reststoffe ausgeschlossen so decken sich die Systemgrenzen der GEMIS Datenbank mit jenen der EU-RED. Im Falle der Integration baulicher Vorleistungen gehen die Systemgrenzen über die Systemgrenzen der EU-RED hinaus. Direkte oder indirekte Landnutzungsänderungen sind bei der Emissionsbilanzierung in GEMIS nicht berücksichtigt..

Abwägung zwischen Vollständigkeit und Praktikabilität

Für die praktische Umsetzung eines ausgeweiteten ETSPLUS werden die Systemgrenzen von großer Bedeutung sein, weil auch in einem ETSPLUS nicht alle THG-Emissionen erfasst werden können. Dies liegt zum einen daran, dass Importe nicht immer unter Kontrolle eines klimapolitischen Instruments erzeugt worden sind und möglicherweise nicht komplett in ein ETSPLUS integriert werden können.

Die bisher genutzten Systeme oder Datenbanken für THG-Emissionen beziehen sich in der Regel auf die Prozessemissionen und lassen Emissionen, die dem Anlagenbestand zugerechnet werden müssen, unberücksichtigt. Dies ist angesichts der Problematik der Erfassung solcher Emissionen ein der Praktikabilität geschuldeter Ansatz. Ein besonders illustratives Beispiel sind die bei dem Anlagenbau entstandenen THG-Emissionen der Windkraft oder der Photovoltaik.

Bei Windkraftanlagen und bei PV Anlagen werden die Emissionen der direkten Energieproduktion aus Wind und Sonneneinstrahlung als Null oder sehr gering erachtet. Dennoch wird die Windenergie und Solarenergie in LCA keinesfalls als emissionsneutral erachtet, da bei der Produktion der Windkraftträder und der Solaranlagen Emissionen entstehen.

Die beträchtlichen Schwankungen in der Bewertung der THG-Bilanz dieser Anlagen liegen zu einem großen Teil an standortspezifischen Aspekten und anlagenspezifischen Details, die in der Regel nicht in ein standardisiertes Bewertungssystem übertragen werden können. Auch wenn bei den Prozessemissionen auch häufig standardisierte Werte definiert werden müssen, um den Berechnungsaufwand für eine THG-Bilanz in einem akzeptablen Rahmen zu halten, so scheinen bei diesen Anlagen allgemeinverbindliche Werte angesichts der Bandbreite der Schätzungen nicht angemessen.

Aufgrund der im Verhältnis deutlich niedrigeren Gesamtenergieleistung im Lebenszyklus im Vergleich z.B. zu einem Kohlekraftwerk sind die Emissionen aus dem Anlagenbau pro MWh erzeugter Energie aus Wind- bzw. PV-Anlagen deutlich höher, und es stellt sich die Frage, ob diese für die Erfassung im ETSPLUS berücksichtigt werden sollten.

Eine Ausweitung des EU-ETS würde einen großen Teil der Anlagen bezogenen Emissionen zu Prozessemissionen machen, da dann alle THG-Emissionen innerhalb der EU zertifikatpflichtig werden. Mit anderen Worten, die in Anlagen enthaltenen Emissionen werden schon bei deren Entstehung bei dem Anlagenbauer berücksichtigt. Damit wird das Problem der Systemgrenzen drastisch reduziert. Es bleiben nur noch die in Importen von Anlagen und Gütern enthaltenen THG-Emissionen, die unter Umständen nicht berücksichtigt werden.

Eine weitere Konsequenz der Ausweitung des EU-ETS ist, dass die in LCA-Analysen ausgewiesenen THG-Bilanzen genauso wie die THG-Bilanzen bei Biokraftstoffen nach der RED nicht als Berechnungsgrundlage für die Emissionshöhe einer Anlage oder eines Produkts, die der Zertifikatpflicht unterliegen, angesehen werden können. Zertifikatpflichtig bleiben in einem ETSPLUS nur die Prozessemissionen, da die vorgelagerten Emissionen bei den Unternehmen der vorgelagerten Wertschöpfungsstufen zertifikatpflichtig sind. Praktisch bedeutet dies, dass auch die THG-Bilanzierung von Biokraftstoffen nach der RED Doppelzählungen beinhaltet, denn die vorgelagerten Emissionen der Rohstoffherzeugung oder des Strom- und Treibstoffverbrauchs wären schon in den Vorstufen erfasst.

Literaturverzeichnis

Ardente, Fulvio; Beccali, Marco; Cellura, Maurizio; Lo Brano, Valerio (2008): Energy performances and life cycle assessment of an Italian wind farm. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12 (1), S. 200–217. DOI: 10.1016/j.rser.2006.05.013.

Burkhardt, John J.; Heath, Garvin A.; Turchi, Craig S. (2011): Life cycle assessment of a parabolic trough concentrating solar power plant and the impacts of key design alternatives. In: *Environmental science & technology* 45 (6), S. 2457–2464. DOI: 10.1021/es1033266.

Fritsche, Uwe R.; Schmidt, Klaus (2008): Handbuch zu GEMIS 4.5. Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS). Öko-Institut e.V. Darmstadt. Online verfügbar unter http://iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/2008_g45_handbuch.pdf, zuletzt geprüft am 12.07.2018.

Joint Research Centre (2012): Assessing GHG default emissions from biofuels in EU legislation. Review of input database to calculate "Default GHG emissions", following expert consultation 22-23 November 2011, Ispra (Italy). Unter Mitarbeit von Robert Edwards, Declan Mulligan, Jacopo Giuntoli, Alessandro Agostini, Aikaterini Boulamanti, Renate Koeble et al. Hg. v. Europäische Kommission. Luxembourg (JRC Scientific and Policy Reports, EUR 25595 EN). Online verfügbar unter http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC76057/reqno_jrc76057_default_values_report__online_version1.pdf, zuletzt geprüft am 12.07.2018.

Pascale, Andrew; Urmee, Tania; Moore, Andrew (2011): Life cycle assessment of a community hydroelectric power system in rural Thailand. In: *Renewable Energy* 36 (11), S. 2799–2808. DOI: 10.1016/j.renene.2011.04.023.

Anhang IV: Bestimmung der Emissionen einzelner Wertschöpfungsketten

Für die ausgewählten Wertschöpfungsketten soll zunächst die Menge der Emissionen beim Anbau bzw. an der Anfallstelle des Ausgangsstoffes, bei der Verarbeitung sowie bei Transport und Vertrieb ermittelt werden. Als Quellen dienen die Erneuerbare-Energien-Richtlinie - RED (EU-Richtlinie 2009/28/EG; Europäische Kommission 23.04.2009), der Bericht der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament über Nachhaltigkeitskriterien für die Nutzung fester und gasförmiger Biomasse bei Stromerzeugung, Heizung und Kühlung (Europäische Kommission 2010; COM (2010)11) sowie die Berichte der Gemeinsamen Forschungsstelle der Europäischen Kommission – JRC (Joint Research Centre 2012, 2015). Zusätzlich werden Daten des Umweltbundesamtes (Umweltbundesamt 2014, Umweltbundesamt 2016) herangezogen. Insbesondere für Technologien mit großer zukünftiger Bedeutung liegen teils noch keine Daten offizieller Behörden vor. In diesen Fällen werden anonymisierte Daten individueller Anlagen des Nachhaltigkeits-Zertifizierungssystems ISCC (2018) verwendet.

In der RED werden die Emissionsfaktoren für biobasierte Energieträger für drei verschiedene Stufen der Wertschöpfungskette aufgelistet: erstens, den Anbau des Rohstoffes, zweitens, die Herstellung der Zwischen- und des Endproduktes und drittens, für den Transport und Vertrieb des Produktes. Darüber hinaus gibt es in der RED für jeden Kraftstoff einen Standard-THG-Wert für die Gesamtemissionen entlang der Wertschöpfungskette, der sich aus den drei Teilstandardwerten zusammensetzt. Das BioGrace-Projekt (Biograce 2015a, 2015b) bietet weitere disaggregierte Daten, die für jede dieser drei Stufen den Emissionsbeitrag der einzelnen Inputfaktoren zeigen. Bei dem BioGrace-Projekt handelt es sich um ein von der EU gefördertes Projekt zur Harmonisierung der Treibhausgasberechnungen, das sich exakt an die Methodik der RED hält. Mithilfe der einzelnen Input- und Emissionsfaktoren der BioGrace-Excel Tools können die Standardwerte der RED somit hergeleitet und repliziert werden.

Die Werte der RED und folglich auch von BioGrace sind ein konservatives Maß für typische Anlagen-Emissionen. Die Werte erheben keinen Anspruch dem Mittelwert aller Anlagen zu entsprechen und sind nicht auf die spezifischen Gegebenheiten von einzelnen Anlagen anpassbar, für welche die Treibhausgasdaten teils erheblich abweichen können (Umweltbundesamt 2016; Biograce 2015a). Ein Vorteil der Daten ist jedoch, dass diese innerhalb der EU allgemein anerkannt sind. Aufgrund des großen Maßes an Disaggregation kann mit ihnen zudem aufgezeigt werden, welche relativen Anteile an den Gesamtemissionen einzelne Elemente der Wertschöpfungskette sowie einzelne Inputfaktoren haben.

Wahl der Systemgrenzen

Für eine konsistente Darstellung der Wertschöpfungsketten bedarf es einer transparenten Darstellung der zu Grunde gelegten Systemgrenzen. Systemgrenzen legen den Bereich der Untersuchung fest und sind deswegen grundsätzlich wichtig. Die im Folgenden dargestellten Wertschöpfungsketten schließen die Emissionen entlang der Wertschöpfungskette vom Anbau bzw. der Gewinnung des Rohstoffes, über die Verarbeitung sowie Transport, Lagerung und Vertrieb von Zwischen- und Endprodukten und die Nutzung der Endenergie ein. Berücksichtigt werden sowohl die

direkten Emissionen während dieser Produktionsschritte als auch Emissionen, die bei der Herstellung von in diesen Prozessschritten verwendeten Düngern, Chemikalien und weiteren Inputfaktoren entstehen. Die Emissionen aus der Herstellung von Anlagen und Ausrüstung sind nicht berücksichtigt.

Die in der folgenden Darstellung der Wertschöpfungsketten zugrunde gelegten Systemgrenzen decken sich somit mit den in der RED sowie in der COM(2010)11 und dem Bericht EUR 27215 EN4 des Joint Research Centre (2015) (Joint Research Centre 2015) verwendeten Systemgrenzen für biobasierte erneuerbare Energieträger und fossile Energieträger. Die Daten aus diesen EU-Quellen können für die Analyse somit ohne Modifizierung herangezogen werden.

In der Datenbank GEMIS lassen sich die Systemgrenzen individuell anpassen. Um Konsistenz mit den Daten der EU-Quellen zu erreichen, wurden die Systemgrenzen ohne bauliche Vorleistungen gewählt, was der Herstellung von Anlagen und Maschinen entspricht. Behandelte und deponierte Reststoffe wurden nicht im Ergebnis berücksichtigt, da von einem Recycling ausgegangen wird.

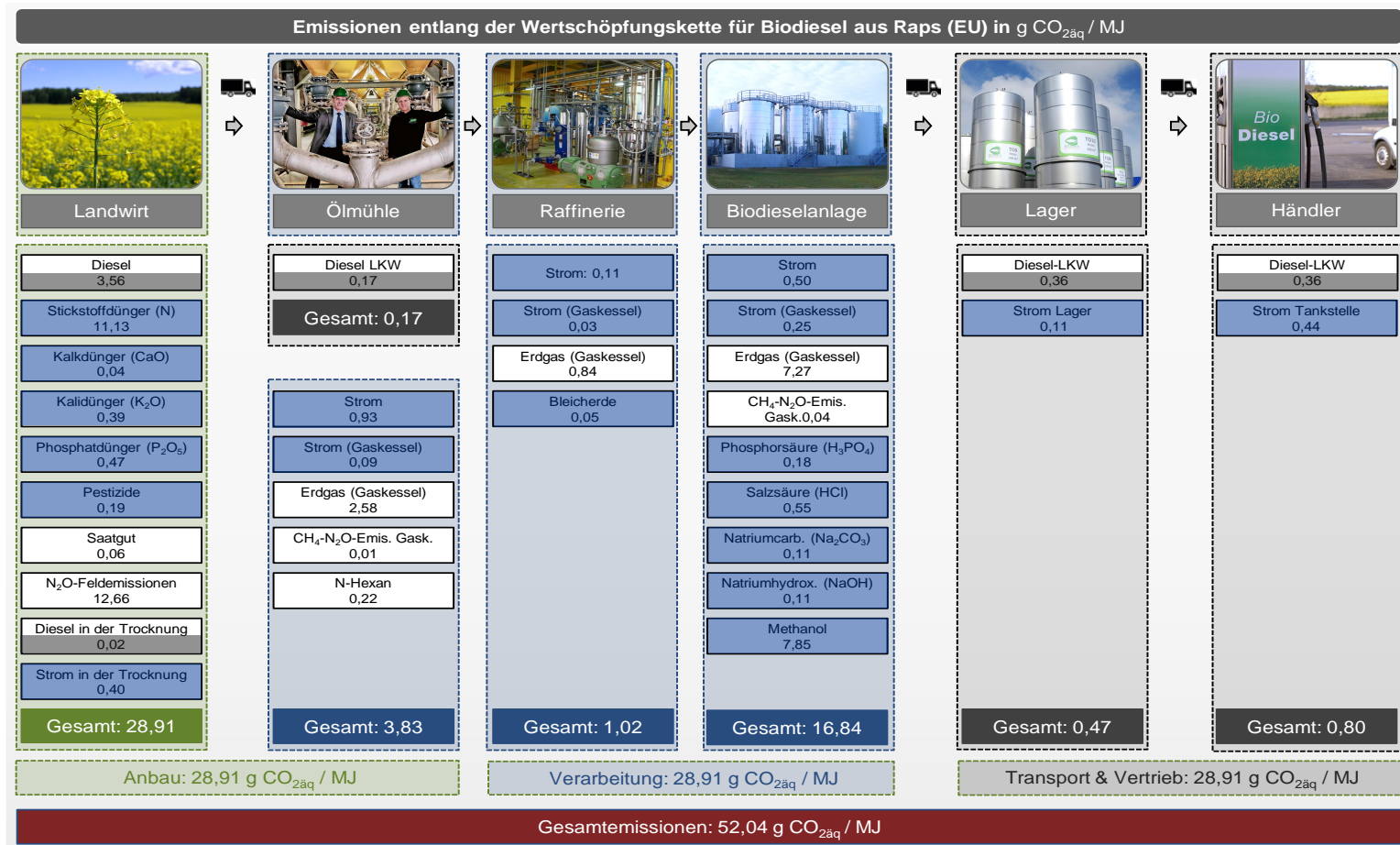
Die gewählten Systemgrenzen haben sich insbesondere für die THG-Berechnung im EU-Kraftstoffmarkt durchgesetzt, da die Methodik der RED zur Berechnung der THG-Emissionen hier Rechtsverbindlichkeit erreicht hat. Dies bedeutet, dass nur bei Verwendung der RED-Methodik und RED-Systemgrenzen zur Berechnung der THG-Einsparungen Biokraftstoffe auf die vorgegebenen Quoten der EU sowie der einzelnen Mitgliedsstaaten angerechnet werden können.

Beschreibung der Wertschöpfungsketten

In den folgenden Darstellungen werden die Emissionsfaktoren entlang der ausgewählten Wertschöpfungsketten dargestellt. Zum besseren Verständnis wird die Darstellung der ersten Wertschöpfungskette (Biodiesel aus Raps) detailliert erklärt. Die Grafiken aller weiteren Wertschöpfungsketten mit den detaillierten Emissionswerten sind analog zu diesen Ausführungen zu verstehen.

Für die spätere Betrachtung der Anknüpfungspunkte des heutigen EU-ETS an ein ETSPLUS wird zudem herausgestellt, welche Emissionsquellen bereits durch das EU-ETS abgedeckt werden. Hierdurch werden Lücken in der derzeitigen Anlagen- und Prozessabdeckung durch das heutige EU-ETS aufgezeigt. Die Abdeckung der Emissionen ist farblich gekennzeichnet. In den Abbildungen IV.1 bis IV.12 steht blau für eine Abdeckung der Vorkettenemissionen bei der Herstellung des Inputfaktors (indirekte Emissionen) und grau für eine Abdeckung der Emissionen bei der Nutzung des Inputfaktors (direkte Emissionen). Die Abdeckung der Emissionen durch das EU-ETS wird in den folgenden Abbildungen somit durch die folgenden Farbkombinationen gekennzeichnet:

Weiß	Nicht abgedeckt: weder direkte Emissionen in der Nutzung des Inputfaktors noch Vorkettenemissionen sind durch das bestehende EU-ETS abgedeckt
Blau	Abgedeckt: Mindestens ein Element der Vorkette fällt in den Geltungsbereich des EU-ETS. Durch die Nutzung des Inputfaktors entstehen keine weiteren Emissionen
Blau/Grau	Abgedeckt: Mindestens ein Element der Vorkette fällt in den Geltungsbereich des EU-ETS. Bei der Nutzung des Inputfaktors entstehende Emissionen sind durch das EU-ETS abgedeckt
Blau/Weiß	Teils abgedeckt: Mindestens ein Element der Vorkette fällt in den Geltungsbereich des EU-ETS. Bei der Nutzung des Inputfaktors entstehende Emissionen sind nicht durch das EU-ETS abgedeckt



LEGENDE

- Vorkettenemissionen vom EU-ETS abgedeckt
- Direkte Emissionen vom EU-ETS abgedeckt

Abbildung IV.1: Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Raps zu Biodiesel und Abdeckung durch das EU-ETS.
 Quelle: BioGrace-I (Version 4d), eigene Darstellung

Zu beachten ist, dass eine farbliche Markierung zwar bedeutet, dass die Emissionsquelle bereits vom EU-ETS erfasst wird. Jedoch sind lediglich die CO₂-Emissionen vom EU-ETS abgedeckt, nicht die in den Anlagen ebenfalls entstehenden CH₄- und N₂O-Emissionen oder weitere Treibhausgasemissionen¹. Somit wird auch bei farblicher Markierung bisher nur ein Teil der aufgeführten CO₂-Äquivalente (CO_{2äq}) vom EU-ETS erfasst und abgedeckt. Die Abdeckung durch das EU-ETS bezieht sich weiterhin darauf, dass die Tätigkeit in den Geltungsbereich des EU-ETS fällt. Für die Analyse der Abdeckung der Emissionen wird davon ausgegangen, dass sämtliche Produktion, auch der Vorketten, in der EU erfolgt und dass der Strom nur aus großen Anlagen bezogen wird, welche bereits im EU-ETS enthalten sind. In den Kapiteln 5 und 7 wird auf Importgüter eingegangen, die aufgrund des Herstellungslandes nicht in den Geltungsbereich des EU-ETS fallen.

Die erste Wertschöpfungskette stellt den Herstellungsprozess von Biodiesel aus Raps vom Rapsanbau bis zur Tankstelle dar (vgl. Abbildung IV.2). In Deutschland ist Biodiesel mit 65 % Marktanteil (2015) der bedeutendste Biokraftstoff (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung 30.09.16). Wichtigster Ausgangsstoff für Biodiesel war in Deutschland 2015 mit 65,3 % Raps (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung 30.09.16).

Die linke Spalte von Abbildung IV.2 zeigt die im Anbau von Raps eingesetzten Inputfaktoren und die dadurch entstehenden Emissionen auf Basis der Daten des BioGrace-Excel Tools (Version 4d). Direkte Emissionen beim Anbau sind insbesondere N₂O-Feldemissionen, die infolge der Düngung mit Stickstoffdünger freigesetzt werden. Nach Biograce-I betragen diese 12,66 gCO_{2äq}/MJ. Die größten indirekten Emissionen entstehen mit 11,13 gCO_{2äq}/MJ bei der Herstellung des Stickstoffdüngers. Die Nutzung von Diesel in landwirtschaftlichen Traktoren und Transportmitteln verursacht sowohl direkte Emissionen beim Anbau von Raps als auch Vorkettenemissionen bei der Herstellung des Dieselkraftstoffes. Zusammen machen die Emissionen aus der Herstellung und der Nutzung des eingesetzten Dieselkraftstoffes 3,56 gCO_{2äq}/MJ aus. In den Emissionsfaktor fließen die CO₂-, N₂O- und CH₄-Emissionen der Herstellung sowie die CO₂-Emissionen der Nutzung ein. N₂O- und CH₄-Emissionen der Nutzung von Biodiesel sind in Biograce-I nicht enthalten. Im Anschluss an die Ernte wird die Rapssaat getrocknet. Dies verursacht Emissionen durch die Herstellung des benötigten Stroms sowie die Herstellung und Nutzung von Diesel.

Aus der 1. Spalte in Abbildung IV.2 ist ersichtlich, dass der größte Anteil der Emissionen im Rapsanbau der Herstellung und dem Einsatz von Stickstoffdünger zuzuschreiben ist. Die Emissionen aus der Stickstoffdünger-Herstellung und N₂O-Feldemissionen machen zusammen etwa 82 % aller Emissionen beim Anbau von Raps aus. An dritter Stelle liegen die Emissionen aus der Herstellung und Nutzung des Diesels mit etwa 12 % Anteil. Die Herstellung der verwendeten Kalkdünger, Kalidünger, Phosphatdünger sowie der Pestizide und des Saatgutes verursacht im Vergleich deutlich geringere Emissionen. Insgesamt beträgt der konservative Standardwert der RED 28,91 gCO_{2äq}/MJ für den Anbau von Raps.

Die farbliche Markierung zeigt, welche Emissionsquellen bereits vom EU-ETS abgedeckt sind (vorausgesetzt diese Emissionsquellen liegen innerhalb der EU). Hierzu gehören sowohl die Herstellung von Düngemitteln als auch die Erzeugung von Strom. Für Diesel sind die

¹Ausnahme sind nur N₂O-Emissionen, die bei der Herstellung von Salpetersäure, Adipinsäure, Glyoxalsäure und Glyoxal auftreten. Diese sind vom EU-ETS umfasst. In der Aluminiumherstellung werden zusätzlich Perfluorierende Kohlenwasserstoffe als weitere Treibhausgase umfasst.

Herstellungsemissionen bei der Raffination von Mineralöl vom EU-ETS abgedeckt, jedoch nicht die Emissionen, die bei der Nutzung von Diesel entstehen. Die Herstellung von Saatgut gehört nicht zu den durch das EU-ETS abgedeckten Tätigkeiten. Jedoch werden für die Saatgutherstellung die gleichen Inputfaktoren wie für den Anbau von Raps selbst genutzt, deren Herstellung oder Nutzung wiederum teilweise vom EU-ETS abgedeckt sind (vorausgesetzt diese Emissionsquellen liegen innerhalb der EU). Die wichtigsten noch nicht vom EU-ETS abgedeckten Emissionsquellen auf landwirtschaftlicher Ebene sind somit zum einen die N₂O-Feldemissionen, die aus der Nutzung von Stickstoffdünger resultieren, und zum anderen die Nutzung von Diesel in landwirtschaftlichen Fahrzeugen und Geräten.

Im nächsten Schritt wird der getrocknete Raps per LKW zur Ölmühle transportiert. Angenommen wird in BioGrace-I (2015) hierbei eine Strecke von 50 km. Durch die Herstellung und Nutzung des Dieselkraftstoffs werden Emissionen in Höhe von 0,17 gCO_{2äq}/MJ freigesetzt. Davon wird die Raffination des Mineralöls vom EU-ETS abgedeckt, jedoch nicht die Nutzung des Kraftstoffs.

Die Extraktion von Rapsöl aus der Rapssaat in der Ölmühle verursacht aufgrund verschiedener Faktoren Emissionen: der in der Ölmühle verwendete Strom, die verwendete Chemikalie N-Hexan sowie der zur Dampferzeugung verwendete Erdgaskessel, der Strom und Erdgas als Inputs benötigt und CH₄- sowie N₂O-Emissionen ausstößt (vgl. 2. Spalte, Abbildung IV.2). Vorkettenemissionen durch die Herstellung von Strom und die Erdgasförderung sind bereits durch das EU-ETS abgedeckt (vorausgesetzt, der Strom wird aus den im EU-ETS erfassten Anlagen bezogen). Emissionen aus der Erdgasverbrennung im Gaskessel entstehen bei der Ölmühle selbst. Diese fallen unter das bestehende EU-ETS, sofern die Anlage eine Gesamtfeuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW hat.²

Nicht abgedeckt vom EU-ETS sind bisher die CH₄- und N₂O-Emissionen, die insgesamt aber einen geringen Anteil an den Emissionen haben. Ebenfalls nicht abgedeckt sind Emissionen durch N-Hexan, die etwa 6 % der durch die Ölmühle entstehenden Emissionen ausmachen. Die Gesamtemissionen, die durch die Ölmühle direkt oder indirekt verursacht werden, betragen 3,83 CO_{2äq}/MJ.

Im nächsten Prozessschritt folgt die Raffination des Rapsöls. Die RED und Biograce nehmen für die Berechnung der THG-Werte an, dass sich die Ölmühle direkt bei der Raffinerie befindet und somit kein Transport nötig ist. Die Emissionen bei der Herstellung von Strom (vorausgesetzt, der Strom wird aus den im EU-ETS erfassten Anlagen bezogen) und Bleicherde, der Gewinnung von Erdgas sowie die direkten Emissionen, die bei der Raffinerie aus der Nutzung von Erdgas im Gaskessel entstehen, sind bereits über das EU-ETS abgedeckt. Die Gesamtemissionen durch dieses Element der Wertschöpfungskette betragen 1,02 CO_{2äq}/MJ.

Die 4. Spalte in Abbildung IV.2 zeigt die Emissionen, die bei der Veredelung des Produktes in der Biodieselanlage anfallen.³ Den größten Anteil haben hier die Herstellungsemissionen von Methanol. An zweiter Stelle stehen die Emissionen, die bei der Verbrennung von Erdgas im Gaskessel entstehen. Diese beiden Emissionsquellen sind zusammen für mehr als 15 gCO_{2äq}/MJ und somit beinahe für die

² In der GEMIS Datenbank wird angenommen, dass eine typische Ölmühle eine Feuerungswärmeleistung von >50 MW aufweist

³ Auch die Biodieselanlage befindet sich laut Annahmen der RED und BioGrace direkt bei der Raffinerie, sodass kein weiterer Transport notwendig ist.

gesamten Emissionen der Biodieselanlage verantwortlich. Kleinere Emissionsquellen sind der eingesetzte Strom sowie weitere Chemikalien und die vom Gaskessel emittierten CH₄- und N₂O-Emissionen. Durch das EU-ETS werden die Herstellung der Chemikalien und des Stroms, die Gewinnung sowie die Verbrennung von Erdgas abgedeckt (vorausgesetzt, die Herstellung findet in der EU statt und der Strom wird aus den im EU-ETS erfassten Anlagen bezogen). Die CH₄- und N₂O-Emissionen sind jedoch nicht im EU-ETS erfasst.

Der Biodiesel wird in abgebildetem Szenario per LKW mit Dieselmotor in ein Lager gebracht (vgl. Abbildung 2, Spalte 5). Angenommen wird in BioGrace-I (2015) eine Strecke von 150 km. Die freigesetzten Emissionen aus Herstellung und Nutzung des Diesels betragen 0,36 CO_{2äq}/MJ. Das EU-ETS umfasst die Herstellung, nicht aber die Nutzung des Dieselmotors. Die Herstellung des im Lager verwendeten Stroms verursacht Emissionen in Höhe von 0,11 gCO_{2äq}/MJ. Diese Emissionen sind durch das EU-ETS abgedeckt. Insgesamt entfallen 0,47 gCO_{2äq}/MJ auf durch die Lagerung und den Transport zum Lager verursachte Emissionen.

In nächsten Prozessschritt wird der Biodiesel zur Tankstelle gebracht (vgl. Abbildung IV.2, Spalte 6). Angenommen wird eine Transportstrecke von 150 km. Durch Herstellung und Nutzung von Diesel werden Emissionen in Höhe von 0,36 CO_{2äq}/MJ frei. Zudem nutzt die Tankstelle Strom, dessen Herstellung Emissionen in Höhe von 0,44 CO_{2äq}/MJ verursacht. Insgesamt fallen somit durch den Transport zur und den Betrieb der Tankstelle 0,80 CO_{2äq}/MJ an. Nicht vom EU-ETS abgedeckt sind dabei nur die Emissionen, die mit den Abgasen des LKWs frei werden.

Der letzte Schritt der Wertschöpfungskette ist der Verbrauch des Biodiesels durch Verbrennung im Motor des Endnutzers. Hierbei werden wie bei der Verbrennung fossiler Kraftstoffe Emissionen frei. In der RED werden diese jedoch nicht berücksichtigt. Da die bei der Verbrennung freiwerdende Menge an CO₂ von der Pflanze (Raps) zuvor aus der Atmosphäre aufgenommen wurde, sind die Emissionen nicht als zusätzlich durch die Produktion von Biodiesel entstehende Emissionen anzusehen. Emissionen aus der Verbrennung biogener Kraftstoffe werden in der RED folglich mit 0 g CO_{2äq} angegeben.

Die Analyse der einzelnen Emissionsfaktoren von Biodiesel aus Raps zeigt, dass für diese Wertschöpfungskette Feldemissionen beim Anbau von Raps der wichtigste bisher nicht vom EU-ETS berücksichtigte Emissionsfaktor sind. Die Verbrennung von fossilen Kraftstoffen im Transport ist ein weiterer wichtiger bisher nicht integrierter Emissionsfaktor. Außerdem werden bei den beschriebenen Emissionsquellen lediglich die CO₂-Emissionen berücksichtigt.

Stromsektor

Biogas und Biomethan

Für die Stromproduktion aus Biomasse sind Biogas und Biomethan von entscheidender Bedeutung. Bei der Stromproduktion in Biogasanlagen sind die Gesamtemissionen im Wesentlichen abhängig von der Art der eingesetzten Biomasse bzw. der Substrate.

Im folgenden Beispiel wird Maissilage als Substrat zur Biogasproduktion genutzt. Die Wertschöpfungskette wird in Abbildung IV.2 dargestellt. Bei der Biogasproduktion aus Maissilage betragen die Emissionen, die auf landwirtschaftlicher Ebene durch den Anbau, die Ernte und die Verarbeitung von Mais zu Maissilage entstehen, insgesamt 17,38 CO_{2äq}/MJ. Bei der Fermentation in der Biogasanlage entstehen insgesamt 32,49 CO_{2äq}/MJ, wobei fast Zweidrittel der Emissionen auf die CH₄/N₂O-Speicher entfallen. Bei der Stromproduktion im angeschlossenen BHKW entstehen weitere 12,49 CO_{2äq}/MJ. Insgesamt betragen die Gesamtemission entlang der gesamten Wertschöpfungskette 62,79 CO_{2äq}/MJ.

Über 50 % der gesamten Prozessemissionen sind derzeit nicht vom EU-ETS abgedeckt. Wesentliche Faktoren stellen dabei die bei der Maisproduktion entstehenden Feldemissionen, sowie die bei der Fermentation der Substrate entstehenden Methan- und N₂O-Emissionen dar.

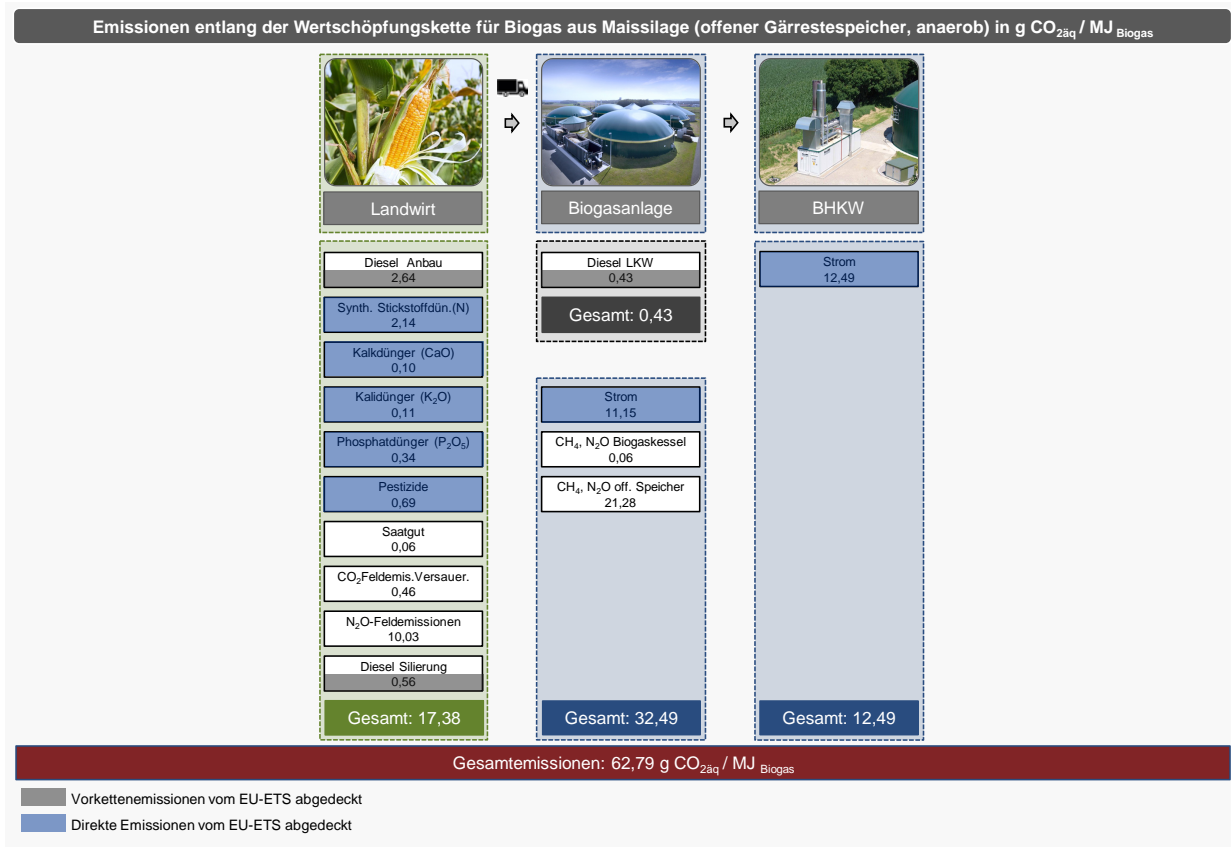


Abbildung IV.2: Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Biogas aus Maissilage.
 Quelle: Eigene Darstellung, Biograce II Excel Tool Version 3 (2015), JRC (2015)

Wird bei der Biogasproduktion Gülle als Substrat eingesetzt (vgl. Abbildung IV.3), fallen signifikant geringere Gesamtemissionen an. Das liegt vor allem daran, dass durch die Nutzung von Gülle in der Biogasanlage sehr große Mengen an Emissionen eingespart werden. Hintergrund hierfür ist, dass wesentliche CO₂-Emissionen, die bei der offenen Lagerung von Gülle sowie bei der Ausbringung von Gülle auf landwirtschaftlich genutzte Felder entstehen, vermieden werden. Diese Emissionsminderung wird bei der Stromproduktion in der Biogasanlage auf Basis von Gülle

„gutgeschrieben“, sodass für die ersten beiden Prozessschritte, dem Anfallen von Gülle auf einem landwirtschaftlichen Betrieb, sowie der Fermentation in der Biogasanlage, zusammen eine „Gutschrift“ von insgesamt $-1,55 \text{ CO}_2\text{äq}/\text{MJ}$ entsteht. Dies ist im Vergleich zur Biogasproduktion auf Basis von Mais eine signifikante Einsparung von insgesamt $51,42 \text{ CO}_2\text{äq}/\text{MJ}$. Insgesamt fallen bei dieser Wertschöpfungskette somit Gesamtemissionen von $11,86 \text{ CO}_2\text{äq}/\text{MJ}$ an.

Wie bei der vorherigen Wertschöpfungskette sind wesentliche Emissionsfaktoren dieser Wertschöpfungskette derzeit nicht durch das EU-ETS abgedeckt. Dazu zählen vor allem die bei der Biogasproduktion entstehenden Methan- und N_2O -Emissionen. Allerdings werden auch die durch die Nutzung von Gülle eingesparten Emissionen, die in der dargestellten Rechnung als „Gutschrift“ kalkuliert werden, berücksichtigt.

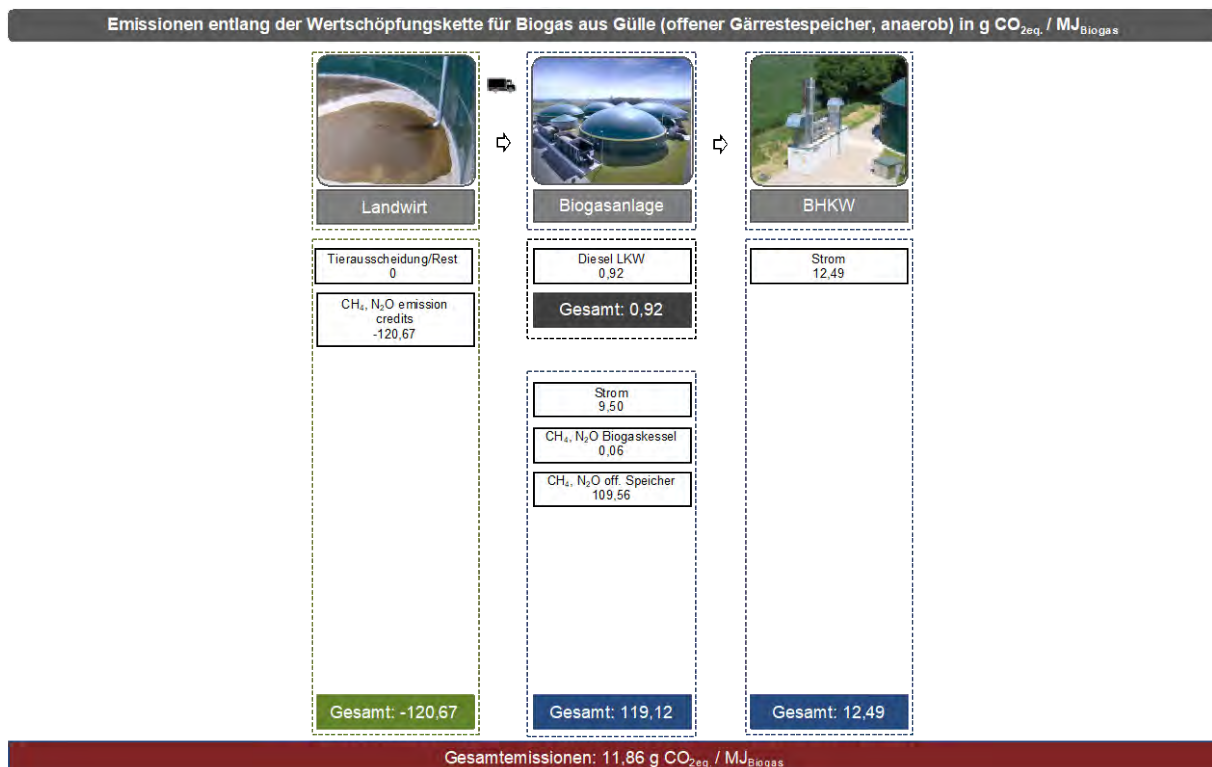


Abbildung IV.3: Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Biogas (Gülle).

Quelle: Eigene Darstellung, Biograce II Excel Tool Version 3 (2015), JRC (2015)

Wie im vorherigen Abschnitt beschrieben, kann Biogas auch zu Biomethan aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist werden. Bei dieser Wertschöpfungskette fallen dann keine Emissionen für die Verbrennung im BHKW, aber für die Aufbereitung des produzierten Biogases an. In der beispielhaften Wertschöpfungskette liegen die Emissionen für die Aufbereitung bei $29,77 \text{ CO}_2\text{äq}/\text{MJ}$ Biogas, was zu Gesamtemissionen von insgesamt $78,62 \text{ CO}_2\text{äq}/\text{MJ}$ für die Wertschöpfungskette führt (vergl. Abbildung IV.4).

Fast 70 % der in der Wertschöpfungskette anfallenden Emissionen werden derzeit nicht durch das EU-ETS abgedeckt. Hierzu zählen die beim Anbau von Mais entstehenden Feldemissionen ebenso wie die bei der Biogasproduktion sowie der Biomethanaufbereitung entstehenden Methan- und N_2O -Leckagen.

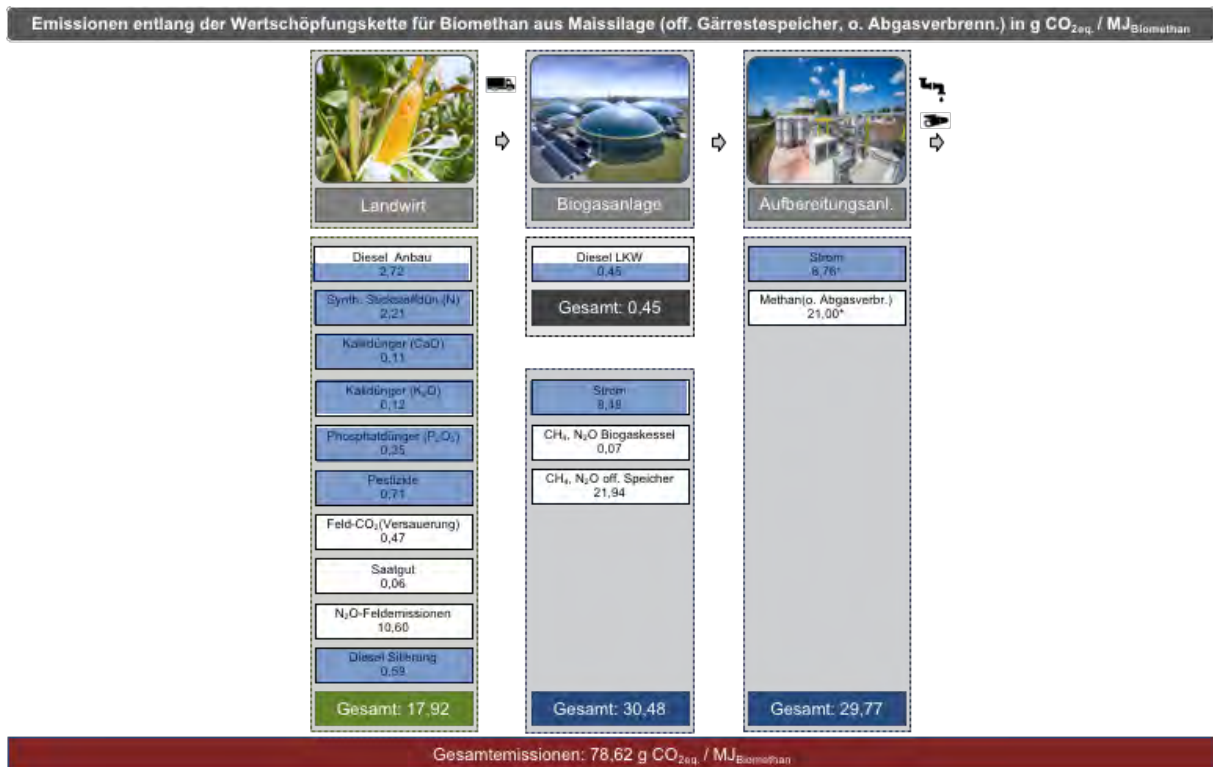


Abbildung IV.4: Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Biomethan (Maissilage).
Quelle: Eigene Darstellung, Biograce II Excel Tool Version 3 (2015), JRC (2015)

Wärmesektor

Altholz

Altholz ist ein Abfallstoff. Emissionen für den Energieträger fallen daher erst ab der Anfallstelle des Materials an, weshalb die Prozessemissionen für den ersten Prozessschritt mit null zu berechnen sind. In einer Sammelstelle wird das Altholz gelagert und ggf. für die Nutzung in einem HKW aufbereitet. In diesen beiden Prozessschritten fallen Emissionen für den Transport, die Aufbereitung sowie die Verbrennung des Materials an. Die Gesamtemissionen entlang der Wertschöpfungskette betragen 4,9 CO_{2eq}/MJ. Die entstehenden Emissionen sind bisher nur teilweise durch das EU-ETS abgedeckt (vergl. Abbildung IV.5).

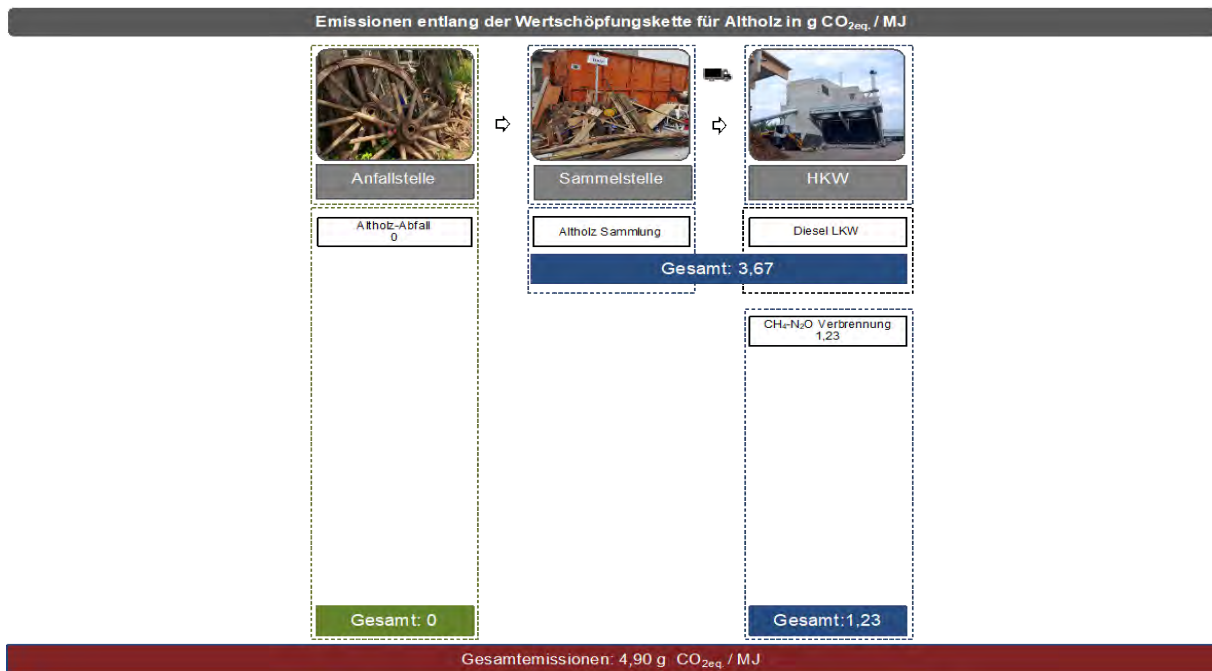


Abbildung IV.5: Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Altholz.
 Quelle: Eigene Darstellung, GEMIS (2017)

Schwarzlauge

Schwarzlauge entsteht bei der Verarbeitung von Waldholz in einer Zellstofffabrik. Da Schwarzlauge ein Reststoff der Zellstoffproduktion ist, werden Emissionen erst ab der Anfallstelle des Materials betrachtet. Direkt nach dem Entstehen der Schwarzlauge wird diese gesammelt und verbrannt. Die Gesamtemissionen der Wertschöpfungskette betragen 0,7 CO_{2äq}/MJ. Diese sind bisher nicht im EU-ETS erfasst (vergl. Abbildung IV.6).

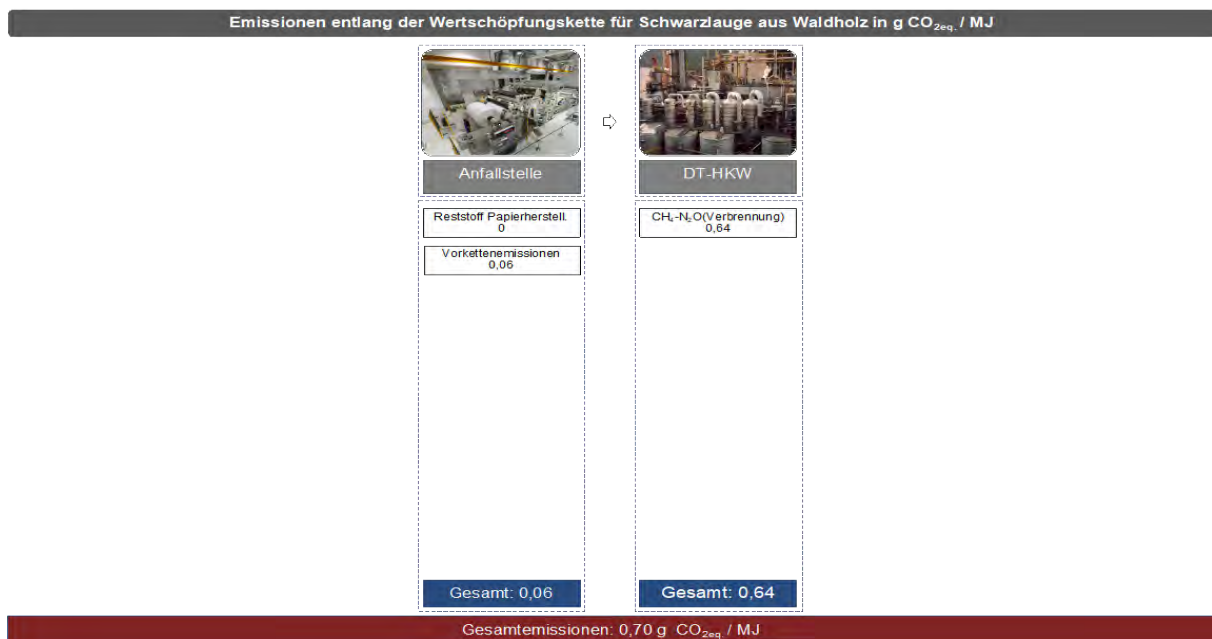


Abbildung IV.6: Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Schwarzlauge.
 Quelle: Eigene Darstellung, GEMIS (2017)

Sonstiges Industrierestholz/ Holzpellets

Industrierestholz ist ein Reststoff, der bei der Holzbearbeitung in der Forstwirtschaft nachgelagerten Forst- und Holzindustrie anfällt (z.B. Holzspäne). Dieses Industrieholz wird in einer Holzpelletanlage unter Aufwendung von Energie zu Holzpellets gepresst. Die gepressten Holzpellets können daraufhin in einem BMHKW zur Wärme- und Stromproduktion energetisch genutzt werden. Bei dieser Wertschöpfungskette fallen über 65 % der Gesamtemissionen von 27,41 CO_{2äq}/MJ in der Holzpelletanlage an (vergl. Abbildung IV.6).

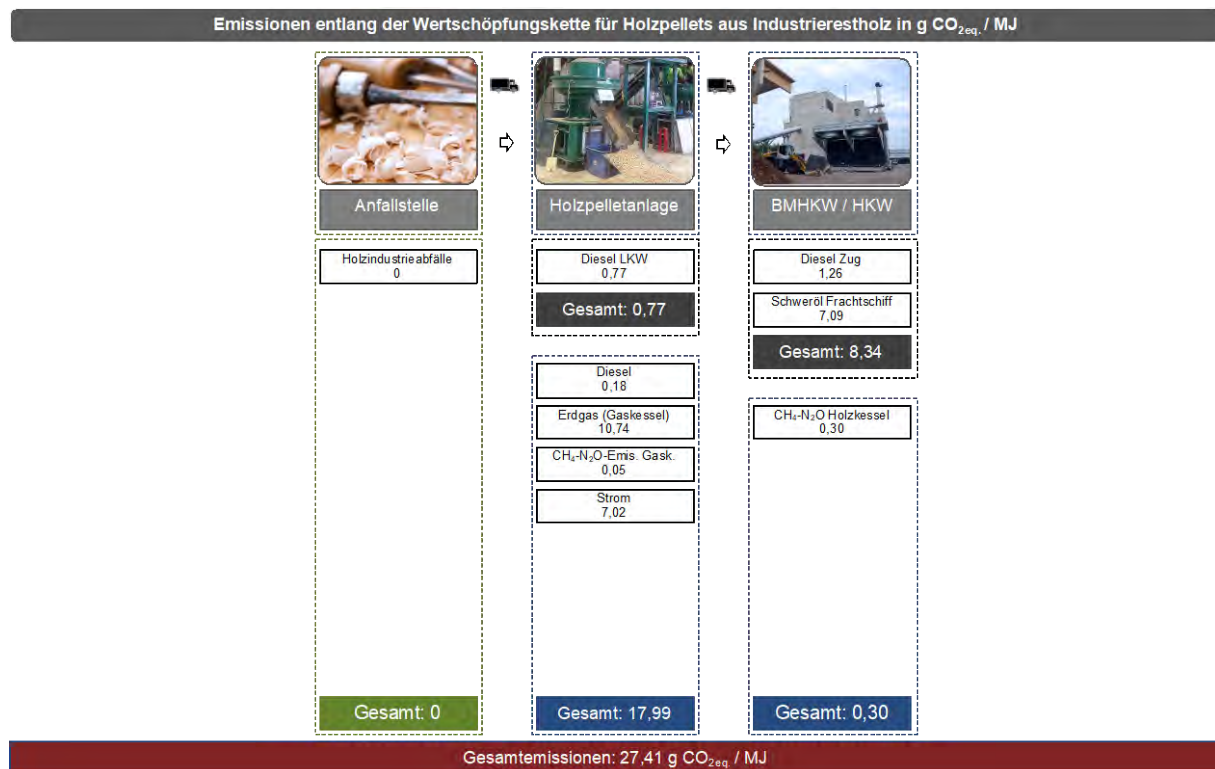


Abbildung IV.7: Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Holzpellets aus Industrierestholz.
Quelle: Eigene Darstellung, Biograce II (2015), JRC (2015)

Waldrestholz

Waldrestholz ist ein forstlicher Reststoff, der bei der Produktion von Stammholz im Wald anfällt. Daher fallen keine Emissionen für den Anbau und die Ernte von Waldrestholz an. Waldrestholz wird im Wald gesammelt und dann häufig vor Ort zu Hackschnitzeln verarbeitet. Danach erfolgt der Transport in ein BMHKW, wo der Bioenergieträger verbrannt wird. Die Gesamtemissionen für diese Wertschöpfungskette sind im Wesentlichen vom Transport der Hackschnitzeln zum BMHKW abhängig. In abgebildetem Beispiel wird der Bioenergieträger per Schiff transportiert. Die Gesamtemissionen für die Wertschöpfungskette liegen bei 25,13 CO_{2äq}/MJ, wobei ca. 90 % der Emissionen auf den Transport entfallen. Diese Emissionen sind nicht durch das bestehende EU-ETS erfasst.

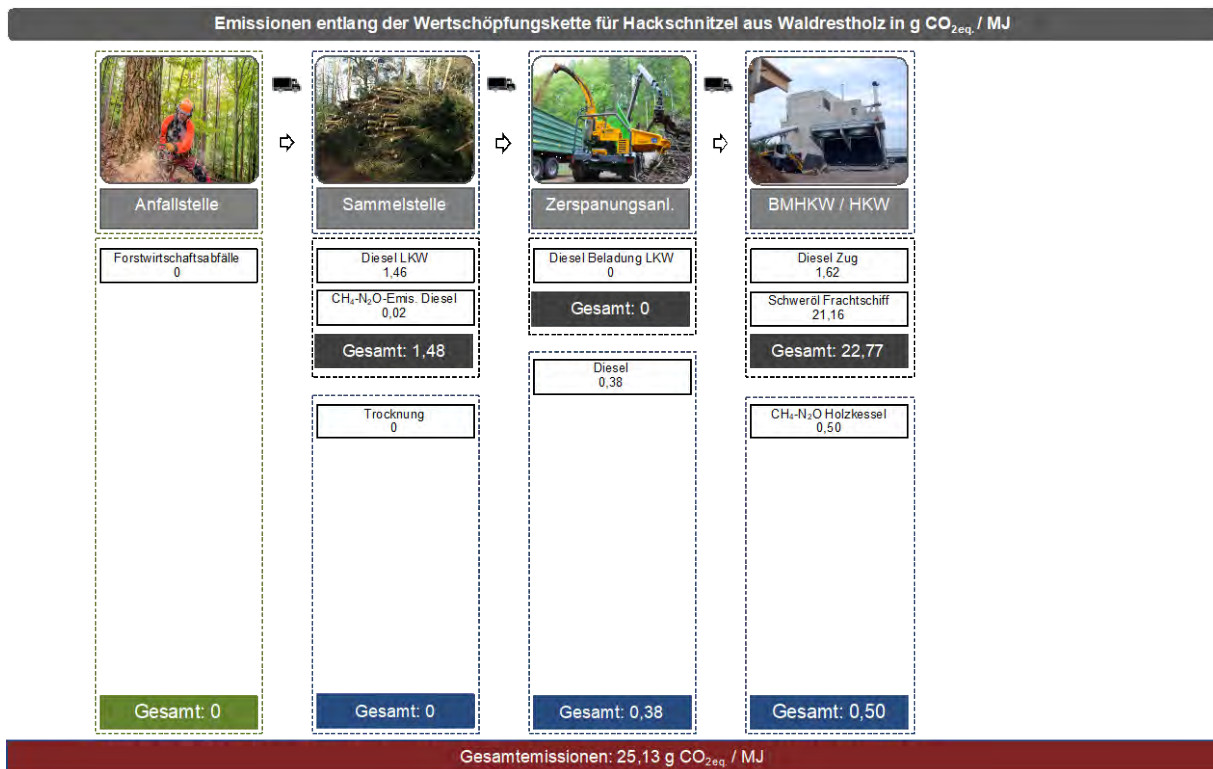


Abbildung IV.8: Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Hackschnitzel aus Waldrestholz.
 Quelle: Eigene Darstellung, Biograce II (2015), JRC (2015)

Scheitholz-Einzelfeuerung

Scheitholz kann von Selbstwerbern im Wald abgeholt oder selber eingeschlagen werden. Danach wird das Holz manuell aufgearbeitet. Sowohl für die Produktion des Holzes, als auch für die manuelle Ernte und das Aufarbeiten des Holzes fallen keine Emissionen an. Einzig bei der (ineffizienten) Verbrennung im Ofen entstehen relevante Emissionen entlang der Wertschöpfungskette, die bei insgesamt 8,22 CO_{2äq}/MJ liegen. Die Emissionen, die beim Transport entstehen, sind teilweise durch das EU-ETS erfasst. Die wesentlich relevanteren Emissionen, die bei der Verbrennung entstehen, sind dies aktuell jedoch nicht (vergl. Abbildung IV.9).

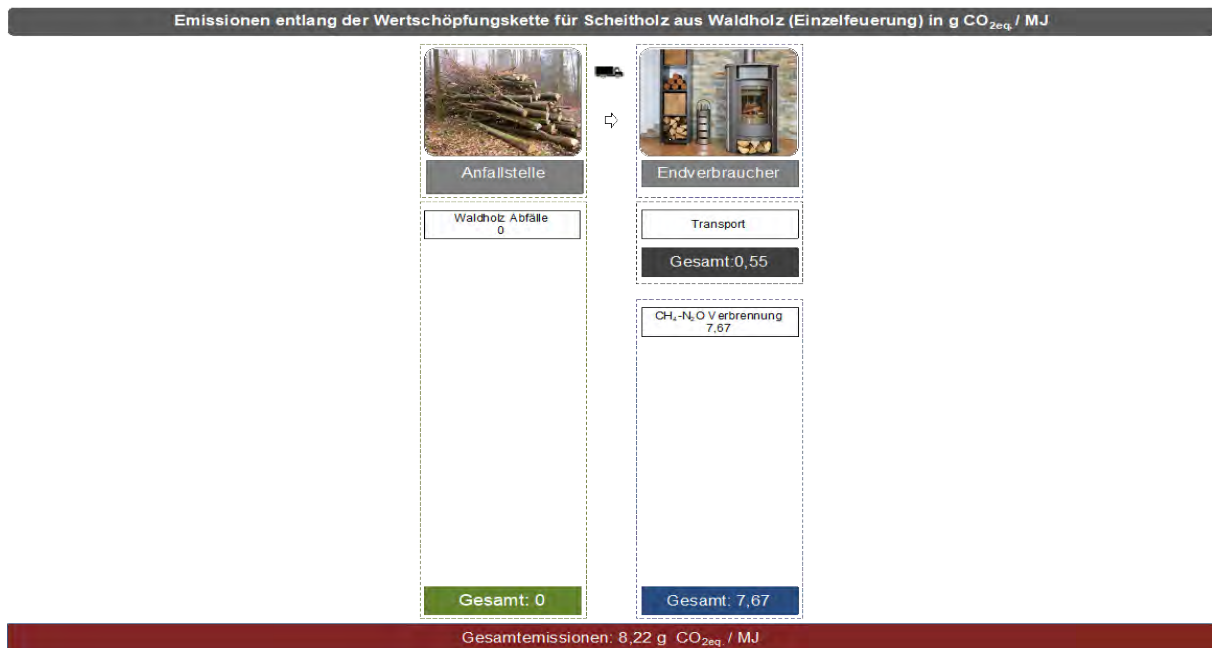


Abbildung IV.9: Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Scheitholz zur Wärme­produktion.
Quelle: GEMIS (2017)

Transportsektor

Biodiesel und hydrierte Pflanzenöle

Die Wertschöpfungskette zur Biodieselproduktion aus Rapsöl wurde bereits ausführlich dargestellt. Des Weiteren ist die Biodieselproduktion aus Palmöl relevant. Beim Anbau von Palmöl entstehen Emissionen von insgesamt 14,28 CO_{2äq}/MJ, wovon fast 45 % auf N₂O-Feldemissionen entfallen. Bei der weiteren Verarbeitung zu Öl (in einer Ölmühle, 31,54 CO_{2äq}/MJ), der Raffinierung (in einer Raffinerie, 4,57 CO_{2äq}/MJ) und der Biodieselproduktion (in einer Biodieselanlage, 16,84 CO_{2äq}/MJ) und der Distribution entstehen weitere Emissionen, von denen die meisten bereits durch das aktuelle EU-ETS abgedeckt sind. Einzig die bei der Ölproduktion in einer Ölmühle durch die offene Lagerung entstehenden flüssigen Abfall- und Reststoffe (*Palm Oil Mill Effluent*, POME) sind derzeit nicht im EU-ETS erfasst. Insgesamt machen die derzeit nicht erfassten Emissionen (Feldemissionen, Methanemissionen durch POME) über 55 % der Gesamtemissionen (68 CO_{2äq}/MJ) der Biodieselproduktion aus Palmöl aus (vergl. Abbildung IV.10).

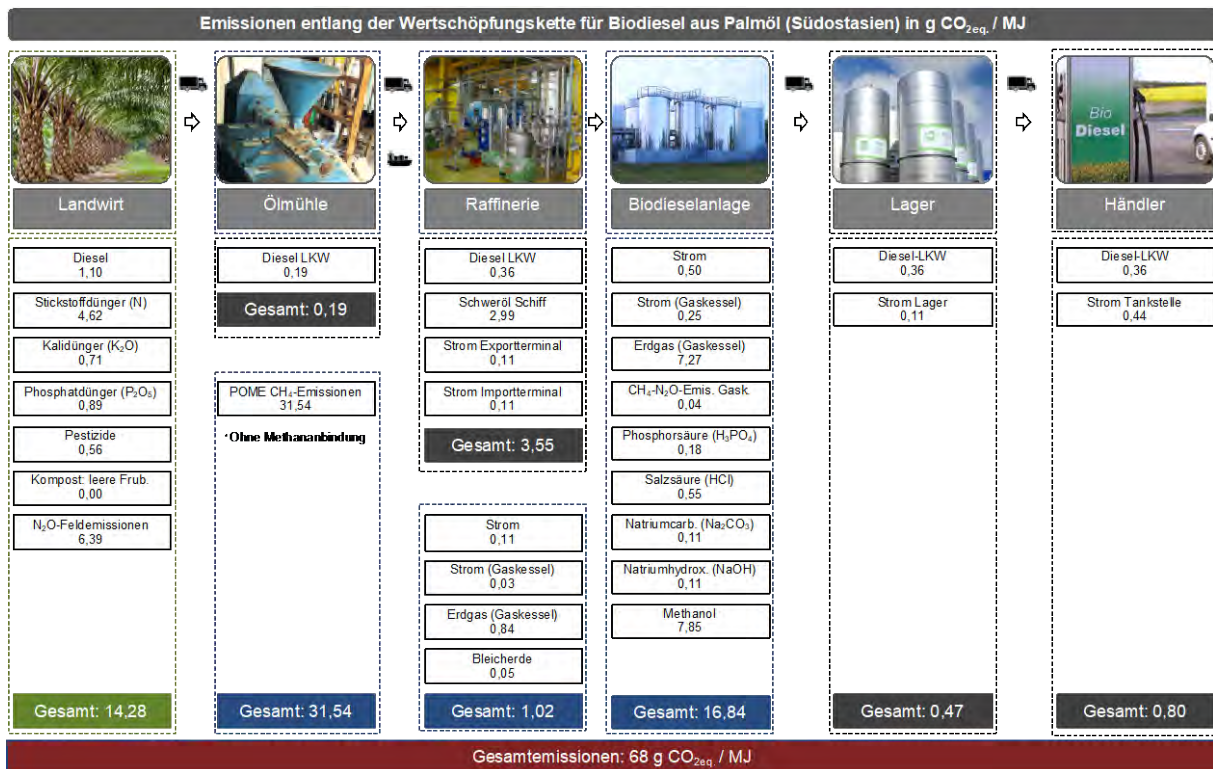


Abbildung IV.10: Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von für Biodiesel (Palmöl).
 Quelle: Eigene Darstellung, Biograce V4d (2015)

Alternativ kann Biodiesel auch aus Altspeseöl hergestellt werden. Dieser Biodiesel weist, im Vergleich zu Biodiesel auf Basis von Raps- oder Palmöl, wesentlich weniger Gesamtemissionen entlang der Wertschöpfungskette auf. Der Grund hierfür sind u.a. die geringeren Emissionen für die Bereitstellung des Rohmaterials. Insgesamt fallen bei der Biodieselproduktion aus Altspeseöl 21,39 CO_{2äq}/MJ Emissionen an, die fast vollständig durch das derzeitige EU-ETS abgedeckt sind (vergl. Abbildung IV.11).

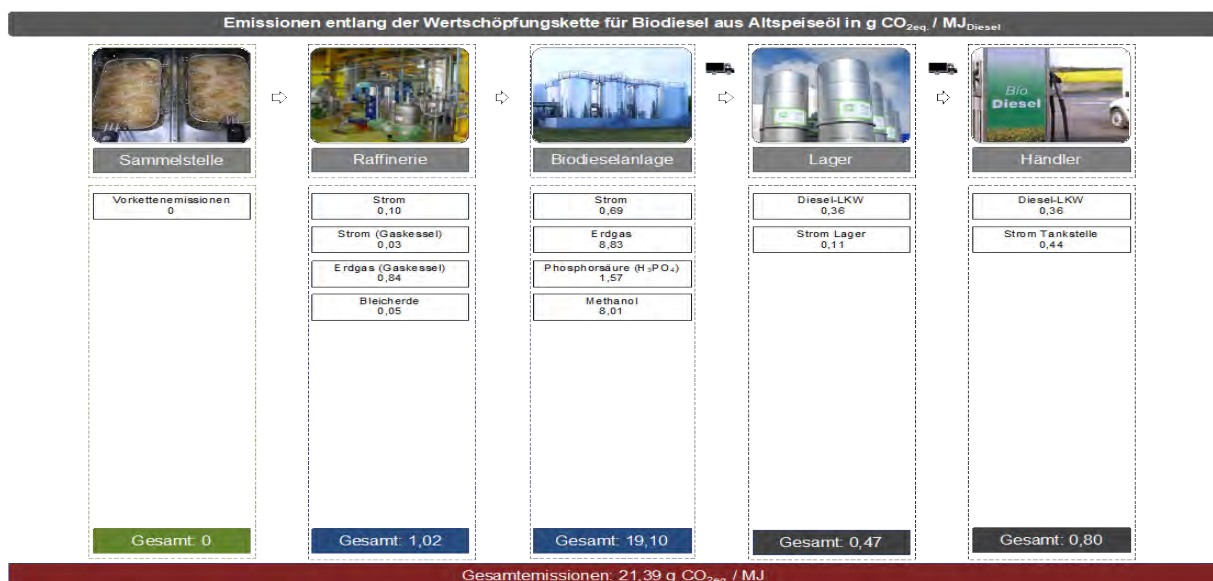


Abbildung IV.11: Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Biodiesel (Altspeseöl).
 Quelle: Eigene Darstellung, Biograce V4d (2015), JRC (2015)

Wie bereits beschrieben, spielen außerdem HVO als Biokraftstoff eine wesentliche Rolle im Verkehrssektor. Leider liegen aktuell keine detaillierten Informationen zu den relevanten Inputfaktoren bei der HVO-Produktion vor. Die Technologie wird derzeit noch von wenigen Produzenten in Europa genutzt (u.a. Neste, Total, ENI), weshalb keine näheren Informationen vorliegen, welche im Rahmen dieses Projektes genutzt werden könnten.

Bioethanol

Bioethanol wird aus zucker- und stärkehaltigen Nutzpflanzen produziert. Folgendes Beispiel betrachtet die Bioethanolproduktion aus Mais. Beim Anbau von Mais fallen Emissionen an, welche mit Ausnahme der Feldemissionen, im derzeitigen EU-ETS abgedeckt sind. Bei der Verarbeitung zu Bioethanol in der Ethanolanlage, sowie der weiteren Distribution des Biokraftstoffes fallen v.a. für Strom und Transport Emissionen an. Diese sind ebenfalls derzeit fast vollständig durch das EU-ETS abgedeckt. Einzig die in der Ethanolanlage entstehenden Methan-N₂O-Emissionen sind nicht abgedeckt. Ein Teil dieser Emissionen wird jedoch durch eine „Gutschrift“ für in das Netz eingespeisten erneuerbaren Strom abgedeckt. Insgesamt entstehen entlang der Wertschöpfungskette somit Emissionen von 43,55 CO_{2äq}/MJ, von denen fast 60 % derzeit nicht im EU-ETS erfasst sind (vergl. Abbildung IV.12).

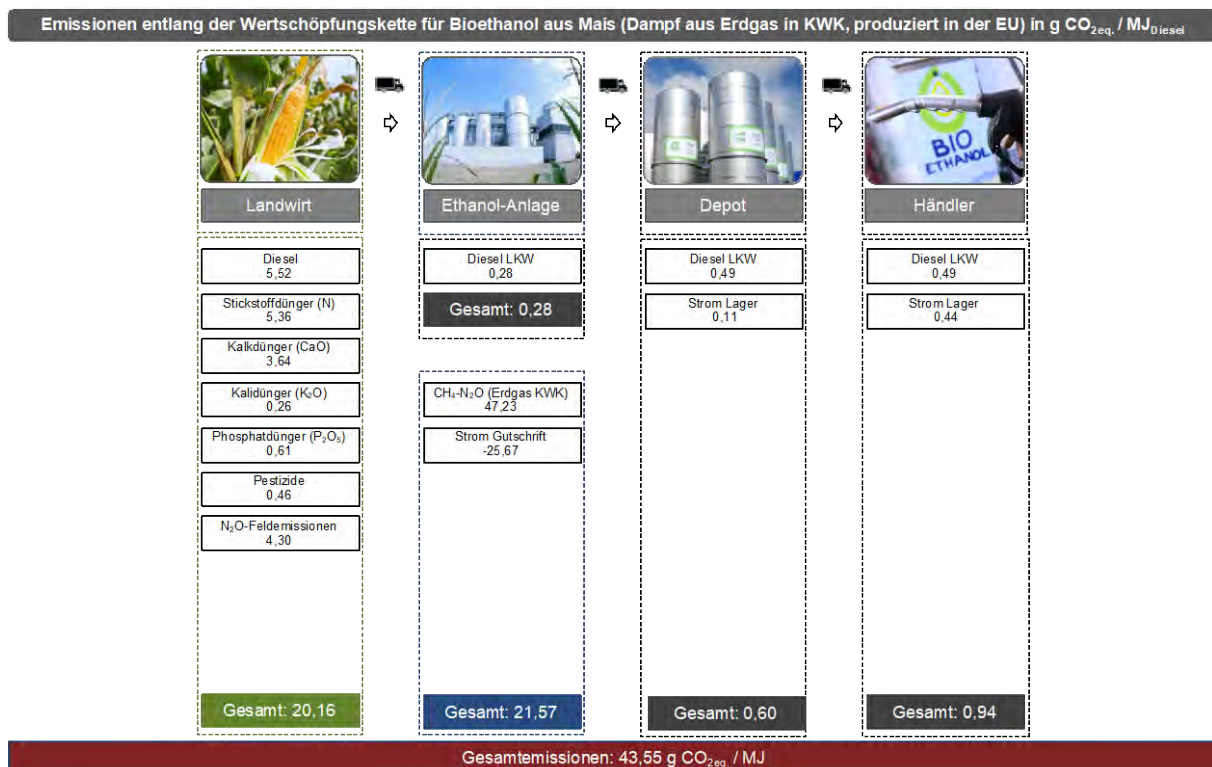


Abbildung IV.12: Emissionen entlang der Wertschöpfungskette von Bioethanol (Mais).
Quelle: Eigene Darstellung, JRC (2014)

Biomethan

Die Wertschöpfungskette von Biomethan aus Mais wurde bereits im Abschnitt Strom beschrieben. Biomethan wird über das Gasnetzwerk transportiert und vom Verbraucher des Biomethans aus diesem entnommen. Hinsichtlich der Wertschöpfungskette und der entstehenden Gesamtemissionen gibt es keine Unterschiede zwischen Strom- und Transportsektor, weshalb die im vorherigen Abschnitt beschriebene Wertschöpfungskette auch für den hier betrachteten Transportsektor relevant ist.

Elektromobilität

Elektromobilität umfasst alle Fahrzeug- und Transportoptionen, die Strom als Energiequelle nutzen. Elektrische Autos und Busse, Straßenbahnen, U- und S-Bahnen sowie der Zugverkehr können erneuerbaren Strom, der über Herkunftsnachweise belegt wird, einsetzen. Die Höhe der Emissionen hängt dabei wesentlich von der gewählten erneuerbaren Energiequelle (fossiler Brennstoff, Biomasse, Windenergie, Wasserkraft, Photovoltaik, etc.) ab. Da der eingesetzte Strom schon im EU-ETS erfasst ist und da die Fahrzeuge selbst nicht innerhalb der Systemgrenzen liegen, hängt die THG-Bilanz der Elektromobilität weitgehend vom Strommix ab und weitere signifikante Emissionen fallen beim Betrieb nicht an. Die THG-Emissionen des Fahrzeugbaus würden, soweit sie innerhalb der EU produziert werden, in einem EU-ETSPLUS erfasst sein. Bei Importen wäre dies nicht der Fall, es sei denn, die Importe werden in der einen oder anderen Form in ein EU-ETSPLUS integriert (vgl. Kapitel 7).

Literaturverzeichnis

Biograce (2015a): Harmonised Greenhouse Gas Calculations for Electricity, Heating and Cooling from Biomass. BioGrace-II Excel tool - version 3. BioGrace-II GHG calculation tool - version 3. Online verfügbar unter <http://www.biograce.net/content/ghgcalculationtools/recognisedtool/>, zuletzt geprüft am 27.07.2017.

Biograce (2015b): The BioGrace GHG calculation tool: a recognised voluntary scheme. BioGrace-I GHG calculation tool - version 4d. BioGrace-I Excel tool - version 4d. Online verfügbar unter <http://www.biograce.net/content/ghgcalculationtools/recognisedtool/>, zuletzt geprüft am 12.07.2018.

Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (Hg.) (30.09.16): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2015. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2015.pdf;jsessionid=BE8B92EF4843918FFB2E60D3C2FC17B F.1_cid335?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 12.07.2018.

Europäische Kommission (23.04.2009): 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. Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex%3A32009L0028>, zuletzt geprüft am 06.11.2018.

Europäische Kommission (2010): Report from the Commission to the Council and the European Parliament. on sustainability requirements for the use of solid and gaseous biomass sources in electricity, heating and cooling. COM(2010)11 final (COM(2010)11). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM%3A2010%3A0011%3AFIN%3AEN%3APDF>, zuletzt geprüft am 12.07.2018.

ISCC (2018): International Sustainability and Carbon Certification. ISCC. Online verfügbar unter <https://www.iscc-system.org/>, zuletzt geprüft am 12.07.2018.

Joint Research Centre (2012): Assessing GHG default emissions from biofuels in EU legislation. Review of input database to calculate "Default GHG emissions", following expert consultation 22-23 November 2011, Ispra (Italy). Unter Mitarbeit von Robert Edwards, Declan Mulligan, Jacopo Giuntoli, Alessandro Agostini, Aikaterini Boulamanti, Renate Koeble et al. Hg. v. Europäische Kommission. Luxembourg (JRC Scientific and Policy Reports, EUR 25595 EN). Online verfügbar unter http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC76057/reqno_jrc76057_default_values_report__online_version1.pdf, zuletzt geprüft am 12.07.2018.

Joint Research Centre (2015): Solid and gaseous bioenergy pathways: input values and GHG emissions. Calculated according to the methodology set in COM(2010)11 and SWD(2014)259. Unter Mitarbeit von Jacopo Giuntoli, Alessandro Agostini, Robert Edwards und Luisa Marelli. Joint Research Centre; Europäische Kommission. Luxembourg (JRC Science and Policy Reports, EUR 27215 EN). Online verfügbar unter

<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Solid%20and%20gaseous%20bioenergy%20pathways.pdf>, zuletzt geprüft am 12.07.2018.

Umweltbundesamt (Hg.) (2016): Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm). Unter Mitarbeit von Horst Fehrenbach, Susanne Köppen, Stefanie Markwardt und Regine Vogt. IFEU Institut für Energie- und Umweltforschung gGmbH. Dessau-Roßlau (Texte, 09/2016). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_09_2016_aktualisierung_der_eingangsdaten_und_emissionsbilanzen_wesentlicher_biogener_energienutzungspfade_1.pdf, zuletzt geprüft am 12.07.2018.

DIE ROLLE DES NETZMANAGEMENTS FÜR DIE WETTBEWERBSFÄHIGKEIT ERNEUERBARER STROMMENGEN

Darmstadt

1. März 2019

Erstellt für:

Institut für Weltwirtschaft
Gernot Klepper
Kiellinie 66
24105 Kiel

Autoren:

Peter-Philipp Schierhorn
Dr.-Ing. Eckehard Tröster

Inhaltsverzeichnis

1	ZIELSETZUNG	3
2	STROMMARKT	6
2.1	Funktionsweise des Strommarkts.....	6
2.2	Marktkopplung.....	9
3	MODELLIERUNG	14
3.1	Modellierung des europäischen Strommarkts	14
3.2	Modellierung der Erzeugungskosten	17
3.2.1	Grundsätzliches	17
3.2.2	Konventionelle Einheiten.....	17
3.2.3	Erneuerbare Energien.....	20
4	ERGEBNISSE	24
4.1	Auswirkungen von CO ₂ -Preisen auf konventionelle Einheiten	24
4.1.1	Merit Order	24
4.1.2	Profitabilität.....	27
4.2	Marktergebnisse	28
4.2.1	Börsenpreise	28
4.2.2	Außenhandelsbilanz	30
4.3	Profitabilität von Windkraft und PV.....	32
4.4	Profitabilität von Bioenergie	33
4.5	Strommix 2030.....	36
4.6	Beispiele aus den Simulationsläufen.....	39
4.6.1	Januar.....	39
4.6.2	Juli	41
4.6.3	November	43
5	FAZIT	45
6	LITERATURVERZEICHNIS	47

1 Zielsetzung

Im Projekt „Konsistente Förderung erneuerbarer Energien durch eine Ausweitung des europäischen Emissionshandels (ETSPLUS)“ (FKZ 22400716), gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) / Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. wird unter Führung des Instituts für Weltwirtschaft IFW eine Reihe von Untersuchungen zum Emissionshandel durchgeführt. Ziel des Projektes ist die Ermittlung der Auswirkungen steigender Emissionspreise auf die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien. Grundgedanke dabei ist, dass eine Ausweitung des Zertifikathandels langfristig die Notwendigkeit anderer Fördermechanismen ablösen kann, da Erneuerbare als weitgehend emissionsfreie Technologien so wettbewerbsfähiger gegenüber fossilen Energieträgern werden.

Im Rahmen des Unterauftrags „Die Rolle des Netzmanagements für die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Strommengen“ hat Energynautics vereinfachte Strommarktsimulationen mit verschiedenen Zertifikatspreisen für das Jahr 2030 durchgeführt. Zugrunde gelegt wurde das Szenario A 2030 des Netzentwicklungsplans (NEP) 2030 der Bundesnetzagentur (siehe).[1][2] Dieses Szenario sieht einen moderaten Ausbau der Erneuerbaren vor, während noch vergleichsweise hohe konventionelle Kapazitäten, vor allem Kohlekraftwerke, am Netz sind.

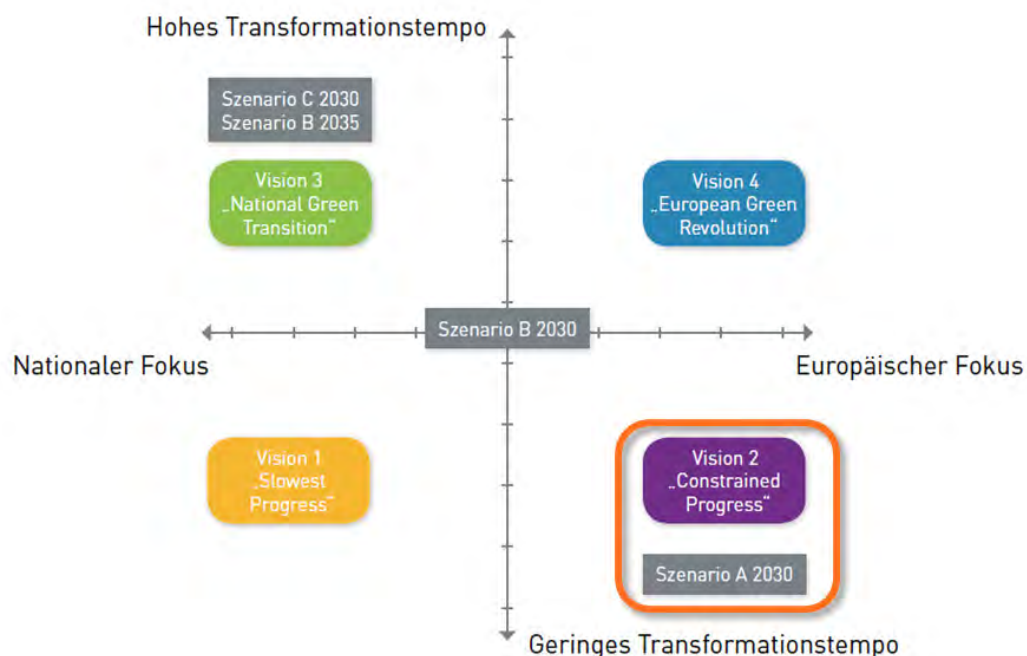


Abbildung 1: Szenarien im NEP 2017-2030. [1][2]

Die prinzipielle Idee hinter der Szenarioauswahl ist die, dass zur Ermittlung der Tauglichkeit von Emissionshandelsstrategien zur Transformation der

Elektrizitätsversorgung ein Szenario betrachtet werden muss, in dem noch keine durch andere Mechanismen forcierte grundlegende Umstrukturierung stattgefunden hat. Im Szenario A 2030 sind Kohlekraftwerke entsprechend ihrer derzeit vorgesehen Betriebsdauer noch am Netz, während die anderen Szenarien einen weitgehenden Kohleausstieg vorsehen.

Tabelle 1: Installierte Kapazitäten. [3]

Energieträger	Installierte Leistung Referenz 2015, NEP 2017 [GW]	Installierte Leistung Szenario A 2030, NEP 2017 [GW]
Kernenergie	10,8	0,0
Braunkohle	21,1	11,5
Steinkohle	28,6	21,7
Erdgas	30,3	30,5
Öl	4,2	1,2
Pumpspeicher	9,4	11,9
Sonstige	2,3	1,8
Wind onshore	41,2	54,2
Wind offshore	3,4	14,3
PV	39,3	58,7
Biomasse/Biogas	7,0	7,7 (5,5) ¹
Wasserkraft	5,6	4,8

Ab einem bestimmten Zertifikatspreis werden Kohlekraftwerke, die den höchsten CO₂-Ausstoß aller verfügbaren Technologien verursachen, von selbst unwirtschaftlich, was mittelfristig einen weitgehenden Ausstieg aus der kohlebasierten Erzeugung nach sich ziehen wird. Die Ermittlung eben dieses Preises ist eine der Zielsetzungen der Untersuchung.

Das zweite Ziel ist die Ermittlung der Emissionspreise, bei denen die verschiedenen EE-Technologien ohne zusätzliche Förderung am Markt rentabel werden. Da Windkraftanlagen und große PV-Kraftwerke mit durch Skaleneffekte stark gefallen Preisen heute bereits sehr nah an der Rentabilität sind oder diese bereits erreicht haben, liegt der Fokus dabei auf PV-Aufdachanlagen und vor allem den biomassebasierten Technologien wie Biomasse-Heizkraftwerken und Biogasanlagen, die teilweise noch sehr hohe Fördersätze benötigen um ökonomisch sinnvoll operieren zu

.....

¹ Der NEP sieht 5,5 GW vor, es wurden zur besser aufgelösten Darstellung der einzelnen Technologien in der Simulation 2,0 GW flexibilisierte Biogasanlagen und 0,2 GW Güllekleinanlagen hinzugefügt.

können. Für die Biotechnologien werden dabei auch zusätzliche Einkommensquellen wie Sekundärmärkte für Regelenergie und andere Systemdienstleistungen sowie Kraft-Wärme-Kopplung untersucht.

2 Strommarkt

2.1 Funktionsweise des Strommarkts

Prinzipiell ist der Strommarkt ein Markt wie jeder andere auch. Ein Produkt wird von Erzeugern bereitgestellt und von Verbrauchern gekauft, und es stellt sich ein Gleichgewicht ein, welches den Marktpreis bestimmt. Allerdings weist der Strommarkt die Besonderheit auf, dass aufgrund der begrenzten Speicherbarkeit von Strom zu jedem Zeitpunkt Erzeugung und Verbrauch gleich sein müssen.

Der Strommarkt als solcher untergliedert sich in Europa in den Energy-Only-Markt (EOM), in dem bereitgestellte elektrische Energie gehandelt wird, und einer Reihe von Sekundärmärkten für diverse andere mit dem Stromnetz verbundene Dienstleistungen wie beispielsweise Reserven und grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten. Dieses Kapitel wird sich hauptsächlich auf den EOM konzentrieren, da hier das Hauptprodukt Strom gehandelt wird. Dieser stellt den Großhandel (Wholesale Market) dar, an dem sich große Stromkunden sowie lokale Energieversorgungsunternehmen beteiligen, letztere in ihrer Funktion als Einzelhändler (Retailer), der Strom an den Endkunden weiter verkauft.

Das Handelsgleichgewicht auf dem Strommarkt entspricht allerdings nicht immer genau dem physikalischen Gleichgewicht in den europäischen Energiesystemen. Abweichungen zwischen Markt und physikalischer Realität müssen durch andere Mechanismen ausgeglichen werden, wie beispielsweise die Bereitstellung von Regelleistung, die in Europa unter die Verantwortlichkeit der Übertragungsnetzbetreiber fällt.²

Generell kann Strom auf zwei verschiedene Weisen gehandelt werden, und zwar an einer Strombörse oder direkt bilateral zwischen Erzeuger und Verbraucher (Over-the-counter-Handel, OTC). Dabei entstehen verschiedene Stromprodukte:

- Termingeschäfte (meist Langzeitlieferverträge), die die Lieferung von Energie für einen Zeitraum in der Zukunft definieren – diese werden bei Börsenhandel als Futures und im OTC-Geschäft als Forwards bezeichnet;
- Der Handel am Spotmarkt, der kurzfristige Geschäfte bis zu zwei Tage im Voraus beinhaltet und zumeist an der Börse stattfindet.

Prinzipiell lohnen sich Termingeschäfte in der Regel für Großkunden (entweder Industriekunden oder größere Retailer) zur Abdeckung gut planbarer Grund- oder

.....

² Die vom Netzbetreiber betriebenen Regelenergiemärkte und Balancing Markets stellen bereits Sekundärmärkte dar.

Mittellast. Über Langzeitlieferverträge kann Strom günstiger bezogen werden, da der Erzeuger eine langfristige Abnahmegarantie und somit sicheres Einkommen erhält. Hier gilt meistens das pay-as-bid-Prinzip: Der Erzeuger erhält genau den von ihm aufgerufenen Preis für das Produkt.

Der Spotmarkt dient zum eher kurzfristigen Einkauf von Strom. In Europa existieren hier typischerweise Day-Ahead-Märkte und Intra-Day-Märkte. Der Unterschied besteht in den beiden Größen der Lead Time und der zeitlichen Auflösung der Produkte. Bei Day-Ahead-Auktionen liegt die sogenannte Gate Closure, das Schließen des Marktes mit der Ermittlung der Preise und der gehandelten Volumen am Vortag, an der europäischen Spotbörse um 12:00. Das führt zu einer Lead Time, also der Zeit vom Handel bis zur Lieferung des Produktes, von 12 bis 36 Stunden. Die Auflösung des Produkts ist hier größtenteils stündlich. Der Intra-Day-Markt, der meist zur sehr kurzfristigen Deckung unvorhergesehenen Bedarfs, oder auch zum Verkauf von anderswo erworbener Überkapazitäten dient, arbeitet hingegen mit Lead Times von einigen Stunden bis zu einigen Minuten und Produktauflösungen bis zu 5 Minuten (die spezifischen Zeiten sind an jeder Börse unterschiedlich).

Auktionen an der Strombörse erfolgt in einer einzigen Runde. Die Angebotsgeber können das Verhalten ihrer Konkurrenten nicht in Echtzeit beobachten und darauf reagieren. Die individuellen Angebote werden aufsteigend für jeden zu versteigernden Zeitraum aggregiert und im Schnittpunkt der aggregierten Angebot- und Nachfragekurven wird der stündliche Markträumungspreis ermittelt. Hier gilt, anders als am Terminmarkt, das Prinzip des marginalen Marktes – jeder Teilnehmer der unter oder genau mit dem Markträumungspreis geboten haben, erhält eben jenen. In der Regel bieten (konventionelle) Kraftwerksbetreiber die Kilowattstunden zum Preis der Brennstoffkosten an, die für die Erzeugung anfallen – die Spanne zwischen Gebot und Markträumungspreis muss dann die Fixkosten decken und darüber hinaus Gewinn abwerfen.

Der europäische Strommarkt ist in Gebotszonen untergliedert, von denen jede einzeln einen Markträumungspreis ermittelt. Die Gebotszonen sind in vielen Fällen deckungsgleich mit den Staatsgrenzen (Frankreich, Spanien, Polen etc.), können aber auch mehrere Länder umfassen (Deutschland und Österreich, Irland und Nordirland), ebenso gibt es in manchen Ländern (Italien, Schweden) aus geographischen oder historischen Gründen mehrere Gebotszonen. Innerhalb einer Gebotszone wird das physikalische Stromnetz vom Markt nicht berücksichtigt, es wird komplett frei gehandelt. Handel zwischen Gebotszonen ist möglich, berücksichtigt aber die Übertragungskapazität zwischen den Zonen.

In Deutschland werden die meisten Strommengen Over the Counter (OTC) gehandelt. Im Jahr 2017 wurde an den Strombörsen der EEX-Gruppe³ (EEX, Epex Spot, Seepex, PXE und Nodal Exchange) ein Handelsvolumen von insgesamt 3.760 TWh erzielt. Davon war an den Terminmärkten ein Volumen von 3217 TWh and an den Spotmärkten ein Volumen von 543 TWh (472 TWh aus dem Day-Ahead Markt und 71 TWh aus dem Intraday-Markt) zu verzeichnen [1] Zum Vergleich betrug der Bruttostromverbrauch in Deutschland 2017 ca. 600 TWh. Die durchschnittlichen marginalen Preise aus dem Jahr 2017 sind in Abbildung 2 gegeben.

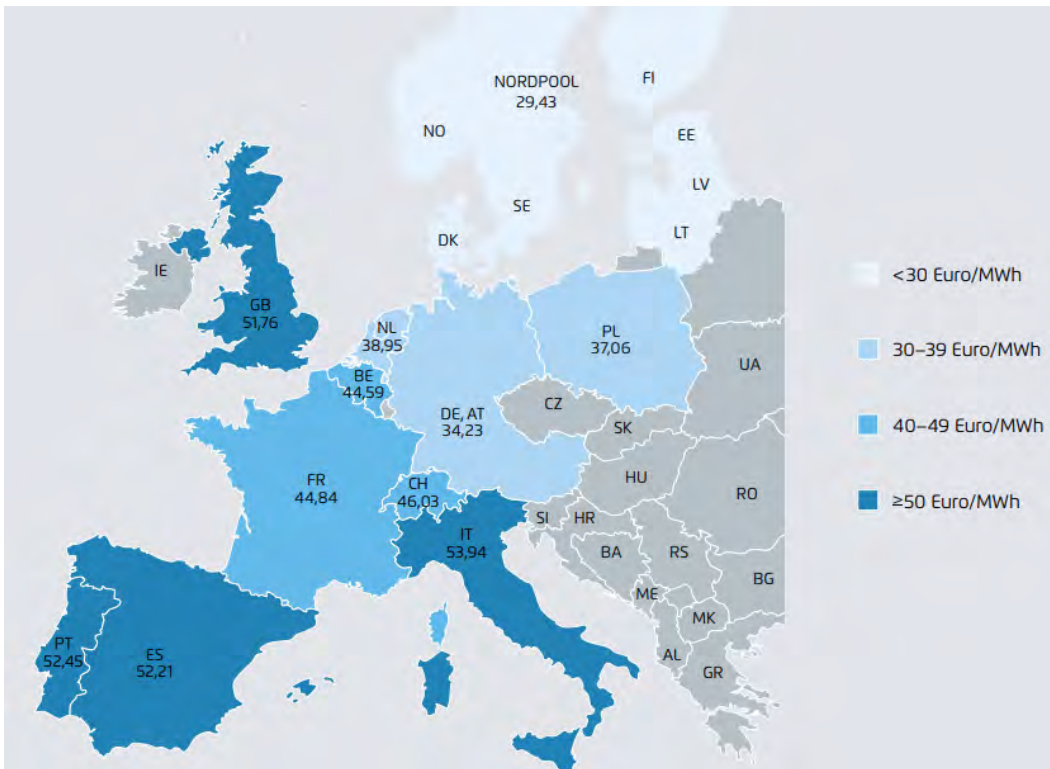


Abbildung 2: Durchschnittliche Großhandelsstrompreise 2017. Quelle: Agora Jahresauswertung 2017

Innerhalb der Gebotszonen kommt die physikalische Komponente erst nach Marktschluss zum Tragen. Die vom Markt ermittelten Kraftwerksfahrpläne werden an die Übertragungsnetzbetreiber übermittelt, die die technische Machbarkeit überprüfen müssen. Führt der Kraftwerksfahrplan zu Netzüberlastungen oder anderen technischen Problemen, darf der Netzbetreiber eingreifen. Dies wird in Deutschland als Redispatch bezeichnet (Dispatch bezeichnet die Ermittlung des Kraftwerksfahrplans, Redispatch ist

.....

³ Die EEX-Gruppe verbindet 555 Handelsteilnehmer (36 Teilnehmer außerhalb Europas) aus 37 Ländern

also dessen Anpassung). Man unterscheidet dabei zwischen präventivem Redispatch, bei dem der Netzbetreiber vorab durch Simulationen Probleme feststellt und entsprechend den Fahrplan anpasst, und kurativem Redispatch, bei dem bei auftretenden Problemen im Betrieb Kraftwerke in Echtzeit zur Anpassung ihrer Leistung angewiesen werden.

Die Transaktionen am Markt bleiben davon unangetastet, die finanzielle Last des Redispatch trägt der Übertragungsnetzbetreiber, in dessen Regelzone der Engpass auftritt. Die Kosten werden über die Netzentgelte, die der ÜNB erheben darf, auf den Kunden umgelegt. Der Netzbetreiber als natürlicher Monopolist steht in der Regel unter strenger Aufsicht einer Regulierungsbehörde und ist gewissen Effizienzkriterien verpflichtet. Somit entsteht, sollte ein bestimmter Netzengpass kontinuierlich zu Redispatch führen, ein Anreiz, an dieser Stelle das Netz auszubauen – ist der Bau einer Leitung billiger als konstanter Redispatch, ist der Netzbetreiber zum Ausbau verpflichtet. Damit passen sich, zumindest theoretisch, innerhalb einer Gebotszone das Netz dem Markt an, und nicht umgekehrt. Netzengpässe haben somit durchaus einen Einfluss auf den Endkundenpreis, beeinflussen aber den Strom-Großmarkt nicht.

Bei einem marktbasieren Redispatch werden die erwarteten Energiemengen ausgeschrieben und der Zuschlag für die Redispatch-Leistung bildet sich im Wettbewerb zwischen Anbietern. Dies bedeutet, dass nur die Anbieter mit den günstigsten Geboten den ÜNBs bei Bedarf die ausgeschriebenen Strommengen bieten dürfen („marktbezogene Maßnahmen“ nach EnWG, § 13 Abs. 1). Allerdings ist der Markt für Redispatch-Leistung prinzipiell stark lokal begrenzt, wodurch Ausschreibungen in der Regel nur wenige Teilnehmer finden.

Dieses kostenbasierte Dispatching steht einem Optimierungsbedarf angesichts der Energiewende und der damit verbundenen räumlichen Umverteilung der Produktion gegenüber. Kurzfristig könnte eine effiziente marktbasierende Steuerung von Einspeisung und Lasten von Kraftwerken durch Market Splitting oder aber durch ein echtzeitnahes Redispatching erreicht werden. Market Splitting bedeutet, dass der Strommarkt in unterschiedlichen Preiszonen aufgeteilt wird. Die Übertragungsnetzkapazitäten werden entsprechend an den Kuppelstellen der einzelnen Zonen versteigert. Dies führte zu einer effizienten Preissetzung und besseren Investitionsanreizen bei Netzkapazitätsknappheiten. Es besteht jedoch mittelfristig die potenzielle Gefahr der Entstehung einer Marktmacht durch konzentrierte Stromerzeugung in den einzelnen Zonen, bevor es langfristig zu einem Gleichgewicht der Erzeugungskapazitäten kommt. [2] Deswegen ist ein Market Splitting nur bei strukturellen Engpässen und nicht bei temporären Ungleichgewichten anzuwenden.

2.2 Marktkopplung

Das Schlagwort Marktkopplung gewinnt mit dem Trend zu steigenden EE-Anlagenausbauzahlen in Europa immer weiter an Bedeutung. Marktkopplung beschreibt die Optimierung des Austausches zwischen zwei oder mehr Gebotszonen, die zu einer effizienten Nutzung der Übertragungskapazitäten und damit einer Steigerung der Gesamtwohlfahrt führen soll. In Europa ist die Schaffung eines integrierten

europäischen Strom-Großhandelsmarkts mit einem einheitlichen Marktgebiet das übergeordnete Ziel.

Die Kopplung kann preis- oder volumenbasiert erfolgen. Bei der preisbasierten Kopplung werden die Marktpreise und das Handelsvolumen im Rahmen eines zentralisierten Systems errechnet. Somit wird eine Preiskonvergenz zwischen den beteiligten Märkten geschaffen. Bei einer „tight volume coupling“ werden die Handelsvolumen zwischen zwei Ländern/Regionen bestimmt und gekoppelt, wobei die Preise mit Vorlauf von den einzelnen Strombörsen ermittelt werden. Bei einer „loose volume coupling“ werden die Preise separat erst nach der Volumenkopplung ermittelt.

Vor der Deregulierung und Integration der europäischen Strommärkte erfolgte der transnationale Stromhandel separat von der physischen Lieferung im Rahmen einer sogenannten expliziten Auktionierung. Bei einer expliziten Auktion wird die Übertragungskapazität an den Grenzkuppelstellen unabhängig vom Stromhandelsgeschehen versteigert. Dies geschieht auf Jahres-, Monats- und Tagesbasis. Ein langfristiger Kauf von Kapazitäten ist nur dann sinnvoll, wenn es einen gut funktionierenden Sekundärmarkt gibt. Bei Strompreisschwankungen oder Kauf von überschüssigen Kapazitäten können Strommengen auf dem (nationalen) Sekundärmarkt weitergehandelt werden. [3]

Heutzutage funktioniert die Marktkopplung in Europa über implizite Auktionen. Eine implizite Auktion erfolgt einen Tag vor der physischen Bereitstellung der Energie direkt am Strommarkt. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) senden ihre freien Interkonnektor-Kapazitäten an die Transmission System Operator Security Cooperation (TSC), welche als Schnittstelle zwischen den ÜNBs und den Strombörsen fungiert. Die verfügbaren Kapazitäten können dann direkt in die Berechnung der Marktpreise einfließen.

Die Geschichte der europäischen Marktkopplung begann 1993 mit der Marktkopplung der skandinavischen Länder. In den Jahren 1999 und 2000 wurden die erste unabhängige Strombörse für Day-Ahead-Auktionen Europas in Amsterdam (APX) und das zentrale Auktionsbüro für grenzüberschreitenden Stromhandel (TSO Auction BV) gegründet. [4] In 2006 koppelten Belgien, Frankreich und die Niederlande ihre Day-Ahead-Märkte im Rahmen eines Trilateral Market Coupling (TLC). Im Jahr 2010 stießen Deutschland und Luxemburg dazu, womit das TLC zum Market Coupling Western Europe (CWE) wurde. Bis 2016 waren 19 EU Länder an der Marktkopplung beteiligt: CWE, die skandinavischen Länder, die baltischen Staaten, Großbritannien und Polen. Dieses Marktgebiet wurde Multi Regional Coupling (MRC) genannt und deckt 85% des europäischen Stromverbrauchs ab (siehe Abbildung 3). [5]

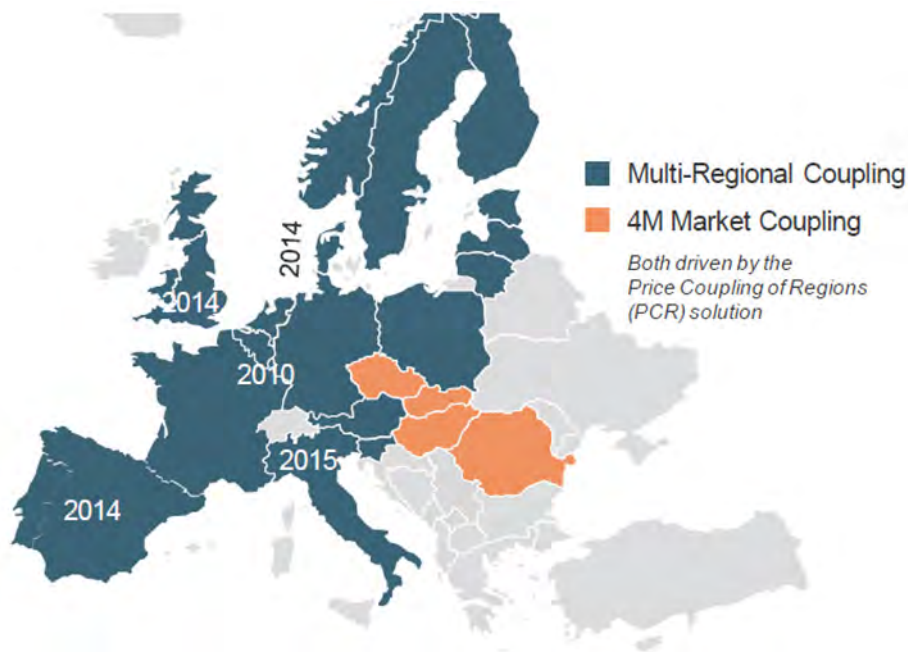


Abbildung 3: Marktkopplung in Europa, mit Jahr der Einführung für die MRC-Zone.

Parallel zur Marktkopplung erfolgt seit 2010 auch eine Preiskopplung (Price Coupling of Regions (PCR)) zwischen den EU Ländern. Dabei streben die sieben europäischen Strombörsen APX-ENDEX, Belpex, EPEX SPOT, GME, Nord Pool Spot, OMIE und OTE eine effiziente Preisgestaltung und optimale grenzübergreifende Stromallokation an. Dafür benutzen sie einen einheitlichen Preiskalkulationsalgorithmus, wobei die Datenverwaltung dezentral erfolgt.

Die Ermittlung der Übertragungskapazitäten zwischen den Gebotszonen kann auf unterschiedliche Weise erfolgen. Prinzipiell werden die Kapazitäten stets von den Netzbetreibern auf Basis von Lastflussberechnungen ermittelt. An den meisten Grenzen erfolgt so die Ermittlung einer Available Transfer Capacity (ATC) bzw. Net Transfer Capacity, die richtungsgebunden ist (die ATC von Deutschland nach Frankreich hat meistens einen anderen Wert als jene von Frankreich nach Deutschland). Die Kapazitäten sind aber unabhängig vom Geschehen an anderen Grenzen, ergo müssen alle ATC/NTC einer Gebotszone so gewählt sein, dass keine Kombination möglicher Transfers an den Grenzen zu einer Überlastung führen kann. In der Regel sind bzw. waren ATC/NTC-Werte auch relativ fest, es gab allenfalls Sommer- und Winter-Werte bzw. teilweise vierteljährliche oder monatliche Updates. Gerade in der CWE-Region, in der deutsche, belgische und niederländische Windkapazitäten sowie der starke französische Außenhandel eine große Rolle spielen, zeigte sich aber mit der Zeit, dass durch die Verschiebung der Erzeugungskapazitäten in Richtung der windstarken Küstengebiete teils eine Anpassung der Transferkapazitäten abhängig von der Windeinspeisung notwendig machte. Dies führte zur Entwicklung der C-Funktion (nach dem „deutschen C“, der deutschen Westgrenze), die eine Vorstufe zum Flow Based

Market Coupling (FBMC) darstellte und mit Hilfe derer die ATC/NTC in der CWE-Region täglich geupdated wurden.

2015 wurde an den CWE-Innengrenzen dann für den Day-Ahead-Markt ein vollständiges Flow Based Market Coupling eingeführt (Langzeitverträge und Intra-Day-Markt werden weiterhin über ATC/NTC abgewickelt). [5] Der Unterschied zwischen der traditionellen Ermittlung der ATC/NTC und dem neuen FBMC-Ansatz ist in Abbildung 4 beispielhaft dargestellt. Dort ist beispielhaft für drei Länder A, B und C mit Grenzen zwischen A und C sowie A und B dargestellt, welche grenzüberschreitenden Lastflüsse möglich sind, ohne Netzelemente zu überlasten (linke Seite). Die weißen Linien stellen dabei die durch verschiedene Elemente gesetzten, linearisierten Grenzen dar. Alle Transfer-Kombinationen im gelb eingefärbten Raum sind theoretisch möglich. Diese sogenannte „security of supply domain“ (SoSD) bzw. der „flow based constraint space“ wird vom ÜNB für beide Varianten mit Hilfe eines Lastflussmodells ermittelt. Für das ATC/NTC-System werden üblicherweise die kritischsten erwarteten Situationen gerechnet, für das FBMC wird der Two Day Congestion Forecast (D-2CF) verwendet, welcher eine stündliche Vorhersage der erwarteten Last und Erzeugung darstellt. Es wäre auch möglich, den D-2CF zur Ermittlung von ATC/NTC einzusetzen, der Hauptunterschied liegt nämlich nicht in der Ermittlung der SoSD, sondern in der Überführung dieser in nutzbare Transferkapazitäten. Wie in Abbildung 4 zu erkennen, wird für den ATC/NTC-Ansatz das größtmögliche Rechteck in die SoSD eingepasst, die Achsenabschnitte dieses Rechtecks stellen die ATC dar. Somit sind die Transaktionen an den einzelnen Grenzen voneinander entkoppelt – es kann z.B. die volle Kapazität von A nach C ausgenutzt werden, egal, was an der Grenze A-B passiert. Für den FBMC-Ansatz wird hingegen der komplette Constraint Space genutzt – wird z.B. nicht von A nach C gehandelt, oder sogar von C nach A gehandelt, kann mehr von A nach B übertragen werden.

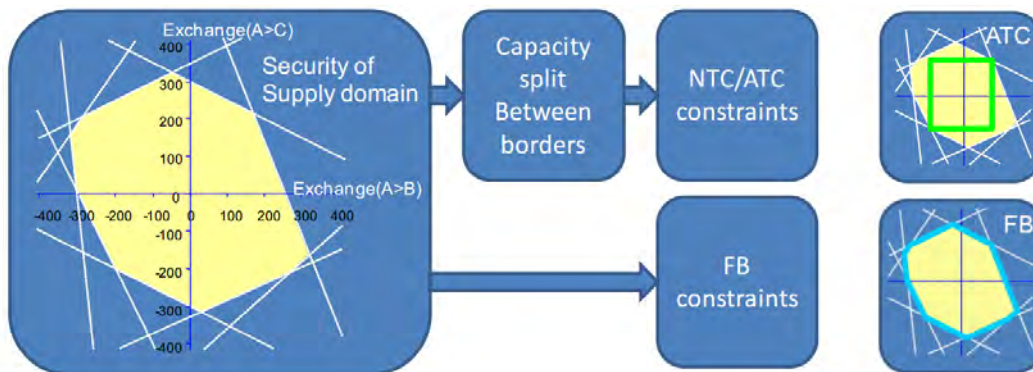


Abbildung 4: Unterschiede in der Ermittlung der Transferkapazitäten nach ATC/NTC-Muster oder mit FBMC. Detaillierte Erklärung im Text.

Durch FBMC werden so die Transferkapazitäten effektiver genutzt, was allerdings einen höheren Aufwand in Berechnungen und Monitoring erfordert.⁴ In der Realität ist der Constraint Space auch nicht nur zweidimensional, sondern weist so viele Dimensionen auf, wie eine Zone Grenzen hat.

Für 2019 ist die Einführung des FBMC auch in der Region Zentral-Ost-Europa (CEE) geplant. [6]

Im Angesicht der immer weitersteigenden EE-Anteile an der Stromerzeugung europaweit gewinnt der Intraday-Handel an Bedeutung. Für Handhabung der volatilen EE-Kapazitäten ist das Pilotprojekt Cross-Border Intraday Market (**XBIM**) gestartet.

.....

⁴ Vollständiges FBMC erfordert vor allem einen hohen Monitoring-Aufwand und gute D-2CF-Forecasts, um sicherzustellen, dass keine unzulässigen Situationen entstehen. In der CWE sind derzeit beispielsweise noch aus Sicherheitsgründen „nicht-intuitive“ Situationen nicht erlaubt, in denen die Reduktion des Handels an einer Grenze zur Verringerung der verfügbaren Kapazität an einer anderen Grenze führen würde. In Abbildung 1 ist solche in der rechten unteren Ecke des Constraint Space zu finden: Werden 200 MW von C nach A gehandelt, können 350 MW von A nach B gehandelt werden – wird der Handel von C nach A reduziert, reduziert sich auch die verfügbare Kapazität von A nach B. Im Moment würde die Kapazität von A nach B auf die 280 MW des Achsenabschnittes begrenzt.

3 Modellierung

3.1 Modellierung des europäischen Strommarkts

Zur Simulation des europäischen Strommarktes wurde ein vereinfachtes Modell auf Basis einer linearen Optimierung (linear programming, LP) verwendet. Die Zielfunktion der Optimierung bildet dabei die Summe der Erzeugungskosten der einzelnen Stunden eines Tages, die tageweise minimiert werden soll. Diese ist mit folgenden Randbedingungen beaufschlagt:

- Verfügbarkeit der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Gebotszonen, NTC-basiert;
- Zeitliche Verfügbarkeit der einzelnen Kraftwerke (vor allem geplante Wartungszeiträume bei Großkraftwerken);
- Ressourcenverfügbarkeit von Wind, Sonne und Wasserkraft (Laufwasser) als Zeitreihen;
- Verfügbarkeit und Ladestand von Speichertechnologien (Pumpspeicher und Speicherwasser, letztere Kapazitäten werden auf Basis von Zeitreihen aus natürlichen Zuflüssen nachgeladen).

Bedingt durch die LP-Optimierung, die ausschließlich lineare Funktionen und Randbedingungen zulässt, werden dabei folgende Vereinfachungen getroffen:

- Entweder-Oder-Bedingungen können nicht dargestellt werden, daher beinhaltet die Optimierung keine Startzeiten, Mindestlaufzeiten, Mindeststillstandszeiten oder Anfahrzeiten einzelner Kraftwerke (Ausnahme: Must Run-Constraints für Kernkraft, Industriekraftwerke und KWK-Einheiten). Da der Markt als Gesamtes betrachtet wird, ohne Einfluss der Netze innerhalb der Gebotszonen (im Folgenden näher erklärt), ist dies zulässig und führt zu noch akzeptablen Abweichungen von der Realsituation.
- Jede Gebotszone (Abbildung 5) wird als Kupferplatte ohne Einfluss des internen Netzes modelliert. Dies entspricht der Vorgehensweise am realen Strommarkt, intrazonale Netzengpässe werden vom Netzbetreiber mittels Redispatch behoben. Regionale Effekte sowie der Redispatch werden somit am Markt nicht berücksichtigt, womit auch die Behandlung der einzelnen Kraftwerkstechnologien als Bulk, ohne Einsatzeinschränkungen der einzelnen Blöcke, zulässig wird.
- Die einzelnen Gebotszonen sind mit ihren durchschnittlichen Übertragungskapazitäten verbunden, zonenübergreifender Handel ist somit im Rahmen dieser Kapazitäten notwendig.

- Alle Kraftwerke bieten im Markt mit ihren Grenzkosten, die Brennstoff, O&M und Zertifikatspreise beinhalten. Langzeiteffekte werden, wie in der Realität, erst bei der Auswertung der Ergebnisse berücksichtigt.
- Es wird davon ausgegangen, dass der gesamte Strom am Day-Ahead-Markt gehandelt wird. Dies ist eine Vereinfachung, die zum einen die over the counter gehandelten Mengen als auch den Intra-Day-Markt vernachlässigt. Für eine Intra-Day-Simulation sind höher auflösende Zeitreihen notwendig, da die intra day gehandelten Strommengen vergleichsweise klein und die Preise außerhalb (teils extremer) kurzfristiger Abweichungen meist im Bereich der day-ahead-Preise liegen, ist die Vereinfachung zulässig. Zum OTC-Markt sind wenig Informationen öffentlich verfügbar, es kann aber davon ausgegangen werden dass ggf. vorab überschüssig eingekaufter Strom am Intra-Day-Market veräußert wird, der Preiseffekt durch den OTC-Handel also gering ist.

Das Modell beinhaltet alle Kraftwerke > 100 MW in Europa und alle Kraftwerke > 1 MW in Deutschland, mit Brennstoff, Technologie und Effizienz. Letztere Werte sind für Kraftwerke außerhalb Deutschlands teilweise auf Basis von Baujahr und Technologie geschätzt. Die europäische Kraftwerksliste wurde von Energynautics auf Basis online verfügbarer Daten⁵ zusammengestellt, [4] die detailliertere Liste für Deutschland ist eine Entwicklung der Open Power System Data-Initiative. [5]

.....

⁵ Hauptquellen: Global Energy Observatory (<http://globalenergyobservatory.org/>) und Sourcewatch (<http://www.sourcewatch.org>).



Abbildung 5: Gebotszonen im europäischen Markt.⁶

.....
⁶ Quelle: TeNNeT, <https://www.tennet.eu/electricity-market/german-market/congestion-management/market-based-congestion-management/>

3.2 Modellierung der Erzeugungskosten

3.2.1 Grundsätzliches

Für die Modellierung des Verhaltens von Erzeugungseinheiten am Markt und die Auswertung der Ergebnisse müssen zwei verschiedene Kostenberechnungen verwendet werden:

- Am Markt bieten Kraftwerke klassischerweise mit ihren Grenzkosten, bieten also mit den variablen Kosten, die zur Erzeugung einer weiteren Einheit (MWh) anfallen. Dies beinhaltet in der Regel die Brennstoffkosten, erwartete laufzeitbedingte Wartungskosten und den Preis der notwendigen Emissionszertifikate.
- Für die Wirtschaftlichkeit sind die Vollkosten (levelized cost of electricity, LCOE) ausschlaggebend, die die auf die erzeugte Einheit umgelegten Fixkosten (Kapitalkosten, fixe Wartungskosten, Personal) beinhalten. Diese liegen naturgemäß über den Grenzkosten. Die Differenz muss über die Marge zwischen Marktpreis und Grenzkosten eingefahren werden. Alle Einheiten erhalten den Preis der teuersten abgerufenen Einheit (marginaler Markt mit marginaler Einheit). Diese wird daher ihre Kosten nicht decken können, während alle anderen Einheiten höhere Preise als ihre Grenzkosten erzielen.

Daher wurde in dieser Studie die Methodik verfolgt, Kraftwerke am Markt unabhängig von ihren LCOE mit den Grenzkosten agieren und die Wirtschaftlichkeit anhand der erzielten Marktpreise ex-post untersucht wurde. Dies entspricht dem realistischen Bieterverhalten am aktuellen Markt, weist aber auch die gleichen Probleme auf die sich derzeit beim Betrieb konventioneller Kraftwerke zeigen (Missing-Money-Problem durch sinkende Marktpreise und fehlende Deckungsbeiträge [6][7]).

3.2.2 Konventionelle Einheiten

Die Grenzkosten, mit denen konventionelle Kraftwerke am Markt bieten, beinhalten (vereinfacht) die Brennstoffkosten und die Preise für Emissionszertifikate. Auf Basis verschiedener Datenquellen wurden die in Tabelle 2 dargestellten und referenzierten Werte ermittelt. Mit den beispielhaft dargestellten Werten für Zertifikatspreise von 15 und 50 € pro Tonne CO₂ lässt sich bereits deutlich erkennen, dass sich heute die Grenzkosten von Stein- und Braunkohlekraftwerken in einem ähnlichen Bereich bewegen – Braunkohlekraftwerke profitieren von geringeren Brennstoffkosten, werden jedoch durch geringfügig schlechtere Effizienz und die Emissionspreise wieder teurer. Mit 50 € pro Tonne CO₂ dreht sich dann die Merit Order einmal komplett, gasbefeuerte GuD-Kraftwerke sind nun die billigsten Einheiten, gefolgt von Steinkohle und dann Braunkohle. Ölbasierte Brennstoffe spielen in Deutschland lediglich im Bereich der Industriekraftwerke sowie zum Anfahren größerer Kohleblöcke eine Rolle.

Wärmegeführte KWK-Anlagen ohne Warmwasserspeicher sowie Industriekraftwerke sind in der Simulation mit Must-Run-Bedingungen behaftet und erzeugen so weitgehend unabhängig vom Strommarkt. Flexible KWK kann durch den Wärmeverkauf am Markt

günstiger agieren als Einheiten ohne Wärmeauskopplung. Kernkraftwerke im europäischen Ausland sind als Must Run mit einem gewissen Maß an operationeller Flexibilität [4] modelliert.

Wie in Abbildung 6 deutlich zu sehen, sind die Vollkosten thermischer Kraftwerke stark von der Anzahl der jährlichen Volllaststunden abhängig, mit denen die Einheit betrieben wird. Dies ist besonders für Kohleblöcke der Fall, bei denen die Fixkosten einen vergleichsweise großen Anteil der Gesamtkosten ausmachen. Bei Gaskraftwerken, die vergleichsweise günstig zu bauen und zu unterhalten sind, aber hohe Brennstoffkosten aufweisen, liegen Grenz- und Vollkosten deutlich näher beieinander.

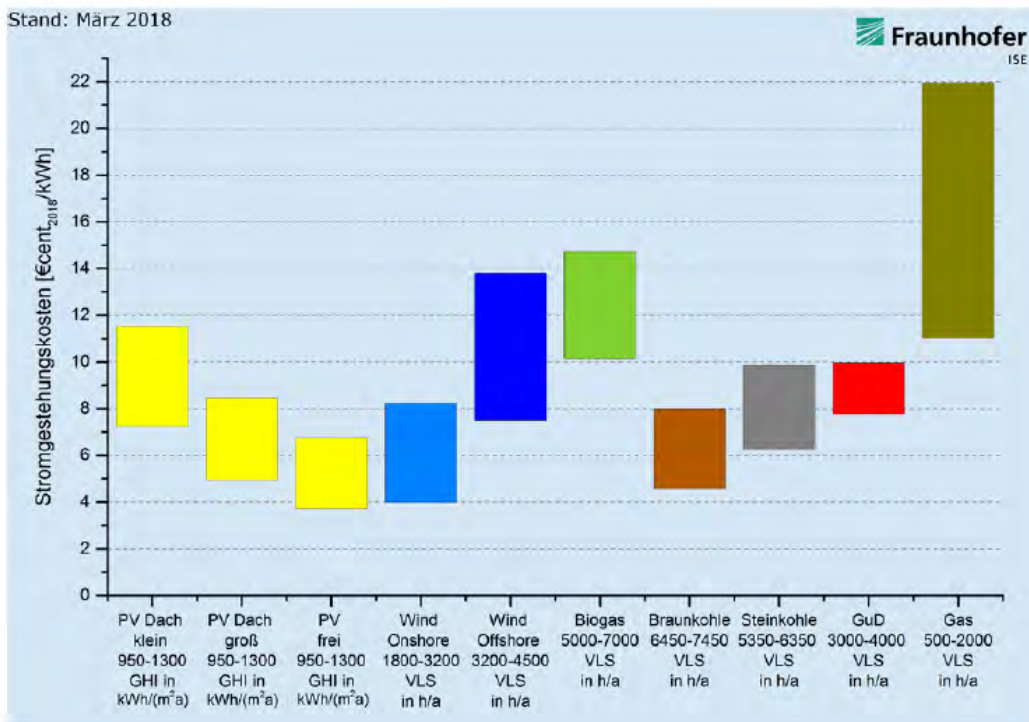


Abbildung 6: Vollkosten (LCOE) verschiedener Erzeugungstechnologien 2018. [8]

Da eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung konventioneller Kraftwerke in dieser Studie eine untergeordnete Rolle spielt, wurde die vereinfachende Annahme getroffen dass Braunkohlekraftwerke unterhalb von 4380 jährlichen Volllaststunden (Capacity Factor < 50 %) und Steinkohlekraftwerke unterhalb von 2630 jährlichen Volllaststunden (Capacity Factor < 30 %) keinesfalls mehr wirtschaftlich arbeiten können. Einheiten mit entsprechenden Ergebnissen wurden jeweils vom Netz genommen und das Szenario noch einmal simuliert.

Tabelle 2: Brennstoffkosten konventioneller Kraftwerke und beispielhafte Berechnung der Grenzkosten für zwei Szenarien.

Brennstoff	Energieinhalt [MWh/t], Durchschnittswerte	Preis heute [€/t]	Preis heute [€/MWh thermisch]	Preis 2030 {€/MWh thermisch}	CO2-Ausstoß [t/MWh thermisch]	Effizienz ⁷ [5]	Grenzkosten 2018 bei 15€/t CO2 [€/MWh elektrisch]	Grenzkosten 2030 bei 50€/t CO2 [€/MWh elektrisch]
Braunkohle [9][10][11] ⁸	3,19	2,2	0,69	0,7	1,03	30 - 42 %	39 - 54	124 - 174
Steinkohle [12]	8,14	45,56	5,60	5,91	0,86	30 - 45 %	41 - 62	109 - 163
Erdgas [13]	11,2	-	23,20	25,9	0,48	30 - 62 %	49 - 98	80 - 161
Diesel	11,9	1220	102,52	150	0,27	30 - 40 %	266 - 355	409 - 545
Schweröl	11	581	52,82	70	0,289	30 - 40 %	143 - 191	211 - 282
Abfall gemischt	2,78	0	0,00	0	0,5	Ca. 33 %	Ca. 23	Ca. 76

⁷ Abhängig von Alter und Bauart der Anlage, in der Simulation blockscharf verfügbar.

⁸ Da Braunkohle nicht gehandelt wird, sind verlässliche Daten zu Brennstoffkosten nicht frei verfügbar. Es wurde daher eine konservative Annahme (niedrige Kosten) auf Basis mehrerer Quellen verwendet. Die sich ergebenden Grenzkosten für 2018 decken sich weitgehend mit dem Bieterverhalten von Braunkohleeinheiten am deutschen Markt, wobei beachtet werden sollte, dass ein Großteil des Grundlaststroms aus Braunkohle über Forwards und Futures gehandelt werden. Deren Preise liegen aber in der Regel im Bereich der Grundlastpreise am Spotmarkt.

3.2.3 Erneuerbare Energien

Die Grenzkosten von Windkraft- und PV-Anlagen sind stets nahe 0, da kein Brennstoff verbraucht wird. Dementsprechend werden vorhandene Anlagen am Markt unabhängig vom Preis einspeisen. Eine Ausnahme stellen negative Strompreise dar, in diesem Fall ergibt es wirtschaftlichen Sinn, auch Windkraft- und PV-Anlagen marktbedingt abzuregeln. Entsprechend wurden die Grenzkosten mit 0 modelliert, während die Einspeiseleistung auf historischen Zeitreihen beruht.⁹

Dem gegenüber stehen hauptsächlich kapitalkostenbedingte Vollkosten. Ebenso wie die Kosten von Kohlekraftwerken sind diese stark von den erzielten Volllaststunden abhängig, welche hier jedoch durch den Standort (lokale Sonneneinstrahlung bzw. Windausbeute) und weniger durch den Markt bedingt sind. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit auf Basis der am simulierten Markt erzielten Erlöse wurden vom Fraunhofer ISE publizierte Projektionen der Vollkosten erneuerbarer Energieträger wie in Abbildung 7 dargestellt herangezogen. [8]

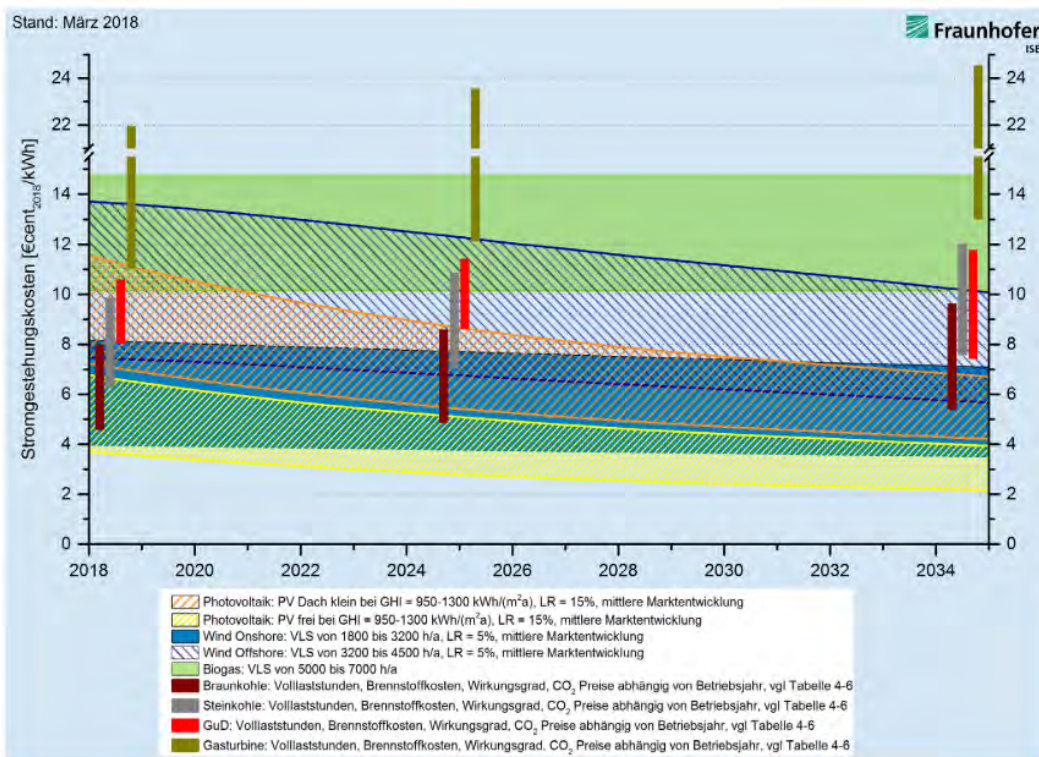


Abbildung 7: Projektion der Vollkosten verschiedener erneuerbarer Energieträger bis 2035. [8]

⁹ Datenset: <https://www.esrl.noaa.gov/psd/repository>, Verwendung auch in <https://www.greenpeace.de/files/publications/201402-power-grid-report.pdf>

Diese liegen im Jahr 2030 bei 25 – 50 €/MWh für große PV-Anlagen, 50 – 80 €/MWh für Dachanlagen, 40 – 70 €/MWh für Onshorewind und 60 – 120 €/MWh für Offshorewind. [8] Da Anlagen (mit Ausnahme von Dach-PV) potentiell eher an den günstigen Standorten gebaut werden, sind eher die jeweils unteren Werte zu erwarten.¹⁰

Bei Bioenergieanlagen spielen sowohl die Fixkosten als auch die Brennstoffkosten eine nennenswerte Rolle. Beide unterscheiden sich je nach Technologie und Brennstoff stark. Für diese Studie wurden sechs repräsentative Modelltechnologien untersucht:

- Mit Restholz befeuerte Dampfkraftwerke in Kraft-Wärme-Kopplung in zwei verschiedenen Größen (5 MW und 10 MW), wobei die größeren Einheiten eine höhere Effizienz aufweisen und auch minderwertige (und damit billigere) Brennstoffe wie stark kontaminiertes Abfallholz verarbeiten können;
- Mit hauptsächlich Silage beschickte Biogasanlagen mit Blockheizkraftwerken (Gasmotoren) in zwei verschiedenen Größen (< 500 kW und > 500 kW), von denen die größere Klasse über einen geschlossenen Gärrestespeicher verfügt und damit eine bessere Emissionsbilanz aufweist. Diese Anlagen sind grundlastoptimiert und verfügen über einen Zwischenspeicher für Biogas, der etwa 4 Stunden Volllastbetrieb erlaubt.
- Flexibilisierte, mit Silage beschickte Biogasanlagen mit zwei 500 kW-Gasmotoren und einem 12-Stunden-Speicher, der einen optimierten Spitzenlastbetrieb, aber eine maximale Volllaststundenanzahl von 4000 erlaubt.
- Mit überwiegend Gülle beschickte Kleinst-Biogasanlagen mit Gasmotoren und offenem Gärrestespeicher.

Die Kostenannahmen basieren hauptsächlich auf Untersuchungen des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) [14][15] und der Bundesinitiative Bioenergie [16] und sind in Tabelle 3 dargestellt.

Die Kraftwerksklassen sind mit den geschätzten installierten Kapazitäten von 2018 nach Lage der Quellen modelliert, wobei angenommen wurde dass ein größerer Teil der Biogasanlagen > 500 kW im Jahr 2030 bereits flexibilisiert worden ist.

.....

¹⁰ Außerhalb Deutschlands werden ähnliche Kostenwerte für Wind an sehr günstigen Standorten bereits heute erreicht bzw. in Ausschreibungen angeboten. PV-Preise sind in heißen, trockenen Regionen oft noch niedriger, was aber auch der deutlich höheren Ausbeute geschuldet ist.

<https://www.agora-energiewende.de/presse/neuigkeiten-archiv/windstrom-an-land-wird-zum-kostenbrecher/>

<https://www.pv-magazine.de/2017/10/09/saudi-arabien-wie-weit-koennen-photovoltaik-ausschreibungspreise-noch-sinken/>

<https://www.pv-magazine.de/2018/03/20/fraunhofer-ise-photovoltaik-hat-niedrigsten-stromgestehungskosten-in-deutschland/>

Tabelle 3: Kostenannahmen für die beispielhaft verwendeten Bioenergie-Technologien. [14][15][16]

Technologie	Brennstoff	Gärrestespeicher	Grenzkosten ohne CO ₂ [€/MWh] (beinhaltet Wärmegutschrift)	Vollkosten ohne CO ₂ [€/MWh] (beinhaltet Wärmegutschrift) ¹¹	CO ₂ -Bilanz [t/MWh elektrisch] [17]	Installierte Kapazität im Modell [MW]
Biomasse HKW < 5 MW	Restholz Kat. AI-II ¹²	-	35	149	0,268	974
Biomasse HKW > 5 MW	Restholz Kat. III-IV ¹³	-	22	94	0,268	360
Biogas-BHKW < 500 kW	90 % NaWaRo ¹⁴ / 10 % Gülle	Offen	100	200	0,508	1711
Biogas-BHKW > 500 kW	90 % NaWaRo / 10 % Gülle	Geschlossen	90	180	0,268	2469
Biogas-BHKW > 500 kW, flexibilisiert	90 % NaWaRo / 10 % Gülle	Geschlossen	90	320	0,268	2000
Micro-Biogas < 75 kW	85 % Gülle / 15 % Maissilage	Offen	107	262	0,043	180

¹¹ Bei 8000 Volllaststunden im Jahr, bzw. 4000 VLS für die Flex-Anlage.

¹² Nicht chemisch behandeltes Abfallholz.

¹³ Beinhaltet chemisch kontaminierte Holzabfälle. Solche werden aufgrund der dadurch notwendig werdenden Rauchgasnachbehandlung nur in Großanlagen verfeuert.

¹⁴ In der Regel verschiedene Arten Silage (Mais, Raps, Gras).

Bioenergieeinheiten bieten im Modell am Markt stets mit ihren Grenzkosten, sind aber darüber hinaus auf höhere Deckungsbeiträge angewiesen (vgl. Grenz- und Vollkosten in Tabelle 3). Weiterhin sind Biogasanlagen in der Realität bauartbedingt in ihrer Flexibilität limitiert, weswegen zwei Fälle untersucht wurden:

- Must-Run-Betrieb, in dem der Fermenter kontinuierlich beschickt wird. Jede Anlage kann lediglich auf ihren Zwischenspeicher zurückgreifen um ein gewisses Maß an Flexibilität bereitzustellen und unterliegt ansonsten einem Must-Run-Constraint. Damit werden unflexible Anlagen notfalls auch zu Zeiten niedriger Strompreise erzeugen.
- Betrieb mit bedarfsgerechter Beschickung, in dem Anlagen tatsächlich nur dann Biogas erzeugen und verbrennen wenn die Strompreise entsprechend hoch sind. Dies ist eine starke Vereinfachung, da Biogas-Fermenter eine gewisse Trägheit aufweisen und in der Realität nur sehr bedingt bedarfsgerecht Gas produzieren können. Die Untersuchung ist daher eher theoretische Natur, um abschätzen zu können, wie hoch der Bedarf nach flexibler Bioenergie ist.

Wasserkraftwerke schließlich wurden entsprechend ihrer Technologie auf drei verschiedene Weisen modelliert:

- Laufwasserkraftwerke erzeugen wie Windkraft- und PV-Anlagen dargebotsabhängig (wenn mit deutlich weniger Fluktuationen), sind mit historischen Zeitreihen modelliert und bieten im Markt stets mit 0.
- Die Gebotspreise von Speicherwasserkraftwerken wurden in einer Voroptimierung auf Basis der verfügbaren Zuflüsse (historische Zeitreihen), der Speichergröße, Referenzkurven für die Speicherstände¹⁵ und der erwarteten Last ermittelt.
- Der Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken wird täglich auf maximalen Gewinn optimiert, darüber hinaus stehen diese Einheiten zum Abfangen von Erzeugungseingüssen jederzeit zur Verfügung.

Weitere erneuerbare Technologien wie Gezeitenkraftwerke, Druckluftspeicher oder CSP wurden aufgrund der verschwindend geringen installierten Kapazitäten nicht modelliert.

.....

¹⁵ Beispiele für Skandinavien: <https://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Power-system-data/hydro-reservoir1/ALL/Hourly/?view=table>

4 Ergebnisse

4.1 Auswirkungen von CO₂-Preisen auf konventionelle Einheiten

4.1.1 Merit Order

Durch den unterschiedlichen spezifischen CO₂-Ausstoß der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien und Brennstoffe ergeben sich mit steigenden Preisen für Emissionszertifikate Veränderungen in der Merit Order der Grenzkosten der Kraftwerke. Spätestens seit den 70er Jahren ergab sich auf dem deutschen Strommarkt (bzw. vor Einführung des freien Marktes bei den Energieversorgern intern) stets in etwa die in Abbildung 8 dargestellte Kurve. Die günstigsten Energieträger, genutzt zur Grundlastherzeugung, waren Kernenergie und Braunkohle, gefolgt von erdgasbefeuerten GuD-Einheiten in Kraft-Wärme-Kopplung, Steinkohle, Gaskraftwerken und, als teuren Spitzenlasteinheiten, offenen mit Gas oder Öl befeuerten Gasturbinen.

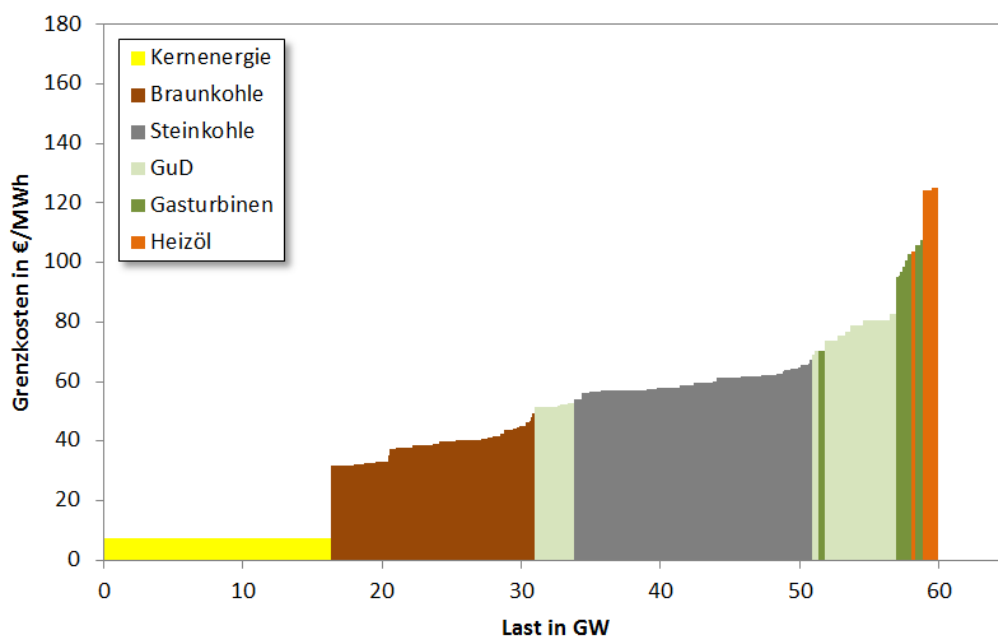


Abbildung 8: Merit Order in Deutschland ca. 2008. (Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft¹⁶).

¹⁶ Wie dargestellt auf <https://de.wikipedia.org/wiki/Merit-Order>, hier lediglich als Beispiel für die weithin in der Literatur verwendete „klassische“ Merit Order verwendet.

Mit der Einführung neuer erneuerbarer Energien ändert sich die Merit Order zunächst nicht, wird allerdings nach rechts verschoben (sofern Erneuerbare als mit Grenzkosten 0 bietend berücksichtigt werden) bzw. die vom in der Merit Order dargestellten konventionellen Kraftwerkspark zu deckende Last sinkt.

Mit der Einführung einer CO₂-Bepreisung ändern sich allerdings die Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke unterschiedlich stark, mit weitreichenden Folgen für die Merit Order. Bereits bei einem Preis von 25 €/t wird die Erzeugung aus Braunkohle so teuer, dass sich die Kraftwerke im mittleren Bereich der Merit Order wieder finden, während viele GuD- und Steinkohleeinheiten günstiger produzieren können (Abbildung 9). Damit finden sich die Braunkohlekraftwerke theoretisch im Bereich der Mittellasterzeugung wieder, die tägliche bzw. wöchentliche Flexibilität erfordert, der nicht alle Einheiten gewachsen sind.¹⁷

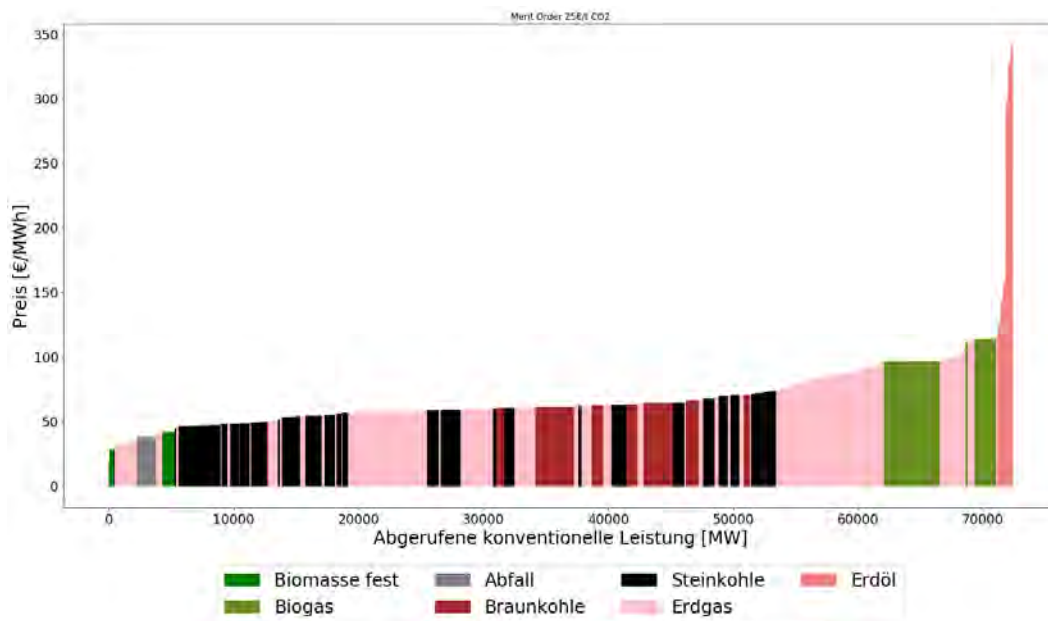


Abbildung 9: Merit Order-Kurve Deutschland für 25 €/t CO₂.

Entsprechend weiter verschoben sich die Verhältnisse bei Preisen von 50 bzw. 75 €/t CO₂, bei denen sich zunehmend Gaskraftwerke im Grundlastbereich wiederfinden, während die Braunkohle in die Spitzenlast verdrängt wird (Abbildung 10, Abbildung 11). Ein solcher Betrieb ist mit den Kraftwerken weder technisch sinnvoll noch ökonomisch realisierbar, weswegen der größte Teil der Braunkohleeinheiten ab einem CO₂-Preis von 50 €/t mittelfristig vom Markt und vom Netz genommen würde (siehe Kapitel 4.1.2).

.....

¹⁷ In der Realität haben sich die meisten Kraftwerksbetreiber über Langzeitlieferverträge und Hedgingstrategien im gewissen Maße gegen solche Effekte abgesichert, weshalb es üblicherweise einige Jahre dauert, bis solche Verschiebungseffekte am realen Markt beobachtbar sind.

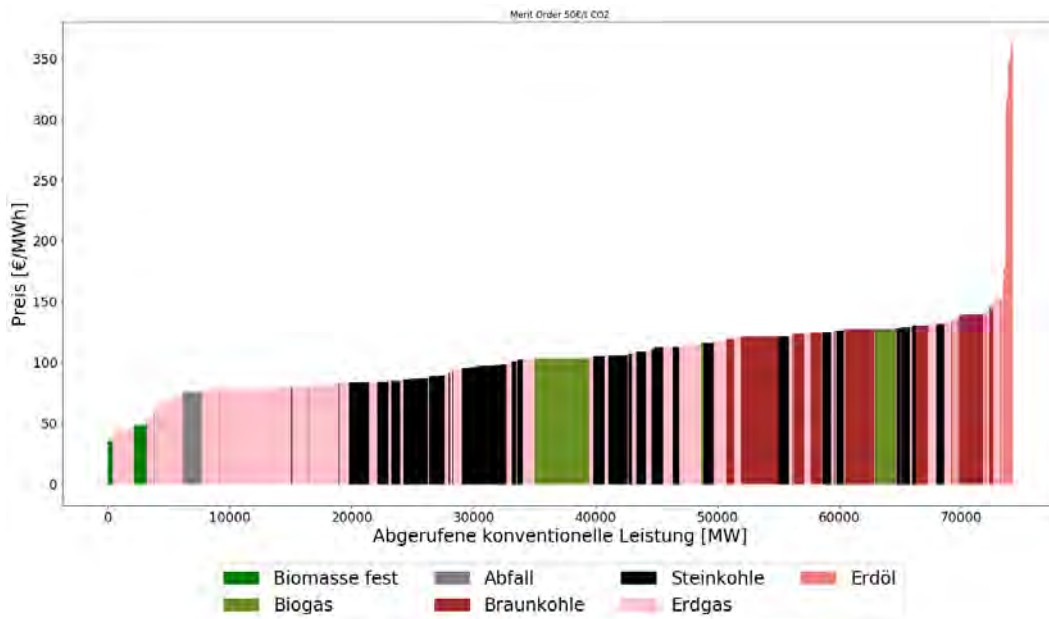


Abbildung 10: Merit Order-Kurve Deutschland für 50 €/t CO₂.

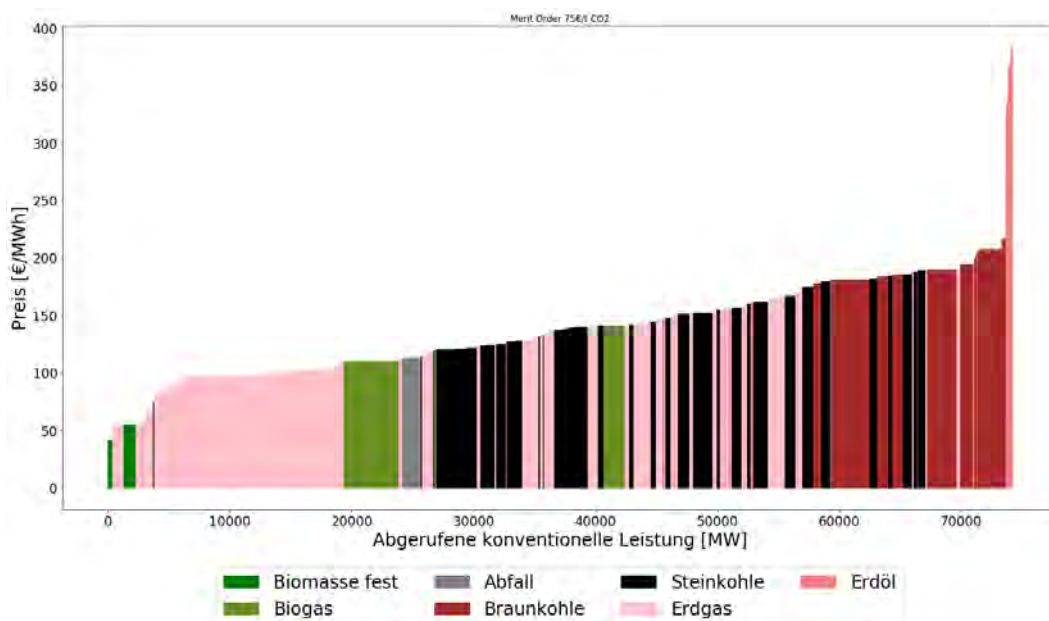


Abbildung 11: Merit Order-Kurve Deutschland für 75 €/t CO₂.

Gleichzeitig ist eine generelle Erhöhung der Grenzkosten für alle Einheiten zu erkennen, da alle fossil befeuerten Einheiten mit (unterschiedlich hohen) zusätzlichen Kosten belastet werden (vgl. Kapitel 3.2.2). Dies bewirkt eine Verschiebung der hier ebenfalls aufgeführten Biogas-Kraftwerke nach links. Finden sich die meisten dieser Einheiten bei 25 €/t noch im hochpreisigen Spitzenlastbereich wieder, wo sie nicht wirtschaftlich betreibbar sind, haben sie sich bei 75 und 50€/t zum Teil in den Bereich der Grund- und Mittellast verschoben.

4.1.2 Profitabilität

Die Profitabilität konventioneller Einheiten ist nicht Kernthema dieser Studie und wurde entsprechend nicht im Detail ausgewertet. Es ergeben sich durch die in Kapitel 4.1.1 dargestellten Veränderungen der Grenzkosten allerdings einige Effekte, die für die resultierende Rentabilität der Erneuerbaren von Bedeutung sind. Braunkohlekraftwerke und ein Teil der älteren Steinkohlekraftwerke rücken ab CO₂-Preisen von etwas 50 €/t in Bereich der Merit Order, die ein Einsatzprofil erfordern welches für solche Einheiten weder technisch noch ökonomisch sinnvoll realisierbar ist. Damit fallen diese Einheiten nach den in Kapitel 4.1.1 erläuterten Kriterien aus dem Markt und werden nicht länger eingesetzt, womit sich die Merit Order-Kurven aus Abbildung 12 und Abbildung 13 ergeben.

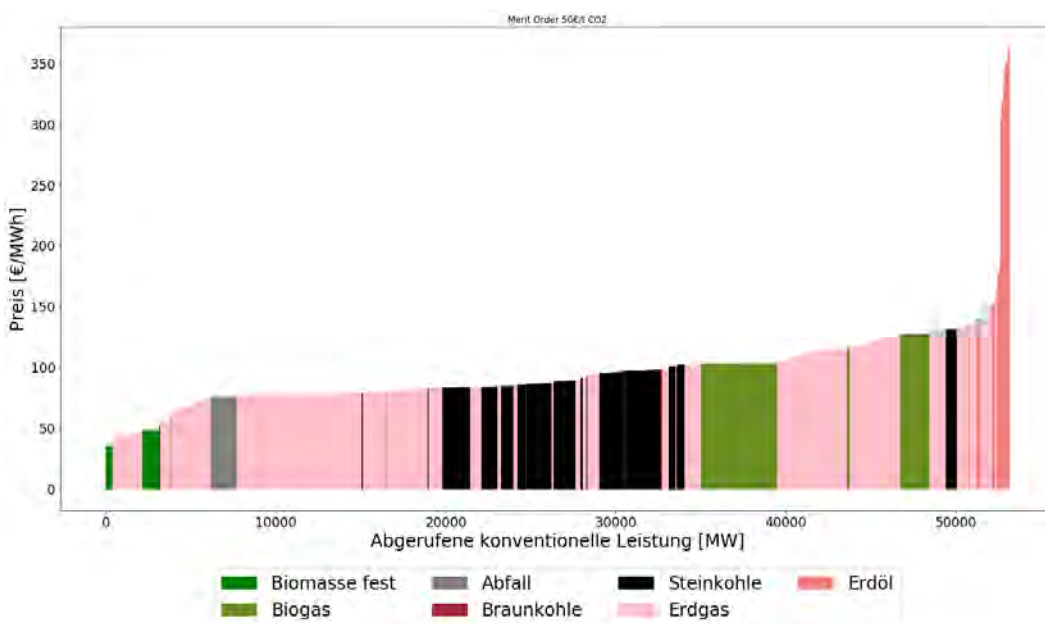


Abbildung 12: Merit Order-Kurve Deutschland für 50 €/t CO₂, Braunkohle und alte Steinkohle stillgelegt.

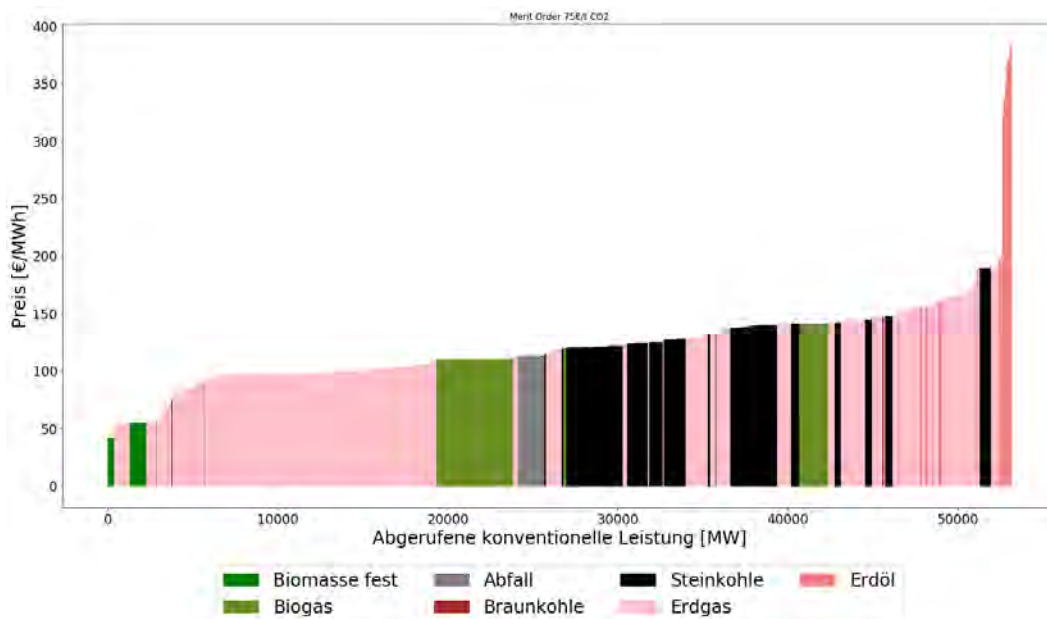


Abbildung 13: Merit Order-Kurve Deutschland für 75 €/t CO₂, Braunkohle und alte Steinkohle stillgelegt.

Ein Teil der verbleibenden Gas- und Steinkohlekraftwerke erzielt damit ebenfalls nur eine kleine Anzahl an Jahresbetriebsstunden, diese wurden aber unter dem Aspekt der in im NEP vorgeschlagenen Systemreserve am Netz gelassen und zeigten sich in den detaillierten Simulationsergebnissen auch als systemrelevant (siehe Kapitel 4.6).

4.2 Marktergebnisse

Alle im Folgenden dargestellten Marktergebnisse wurden mit den Biogaseinheiten im Grundlastbetrieb ermittelt. Negative Strompreise wurden mit der vereinfachten Marktsimulation nicht ermittelt, allerdings sinkt der Preis stets auf 0 sofern nur noch Kraftwerke unter Must-Run-Constraints außerhalb des Marktes am Netz sind.¹⁸

4.2.1 Börsenpreise

Am Strommarkt zeigen sich mit dem CO₂-Preis von 2018, 14 €/t, gegenüber dem heutigen Stand ähnliche Preise. Einerseits agieren teurere Gaskraftwerke im NEP-Szenario wieder stärker am Markt, andererseits drücken aber die höheren Erneuerbaren-Kapazitäten die Preise wieder nach unten (Abbildung 14).

.....

¹⁸ Dies beinhaltet die Stabilitätsbedingung, dass stets 8 GW an Synchrongeneratoren in 2030 am Netz sein müssen. [18]

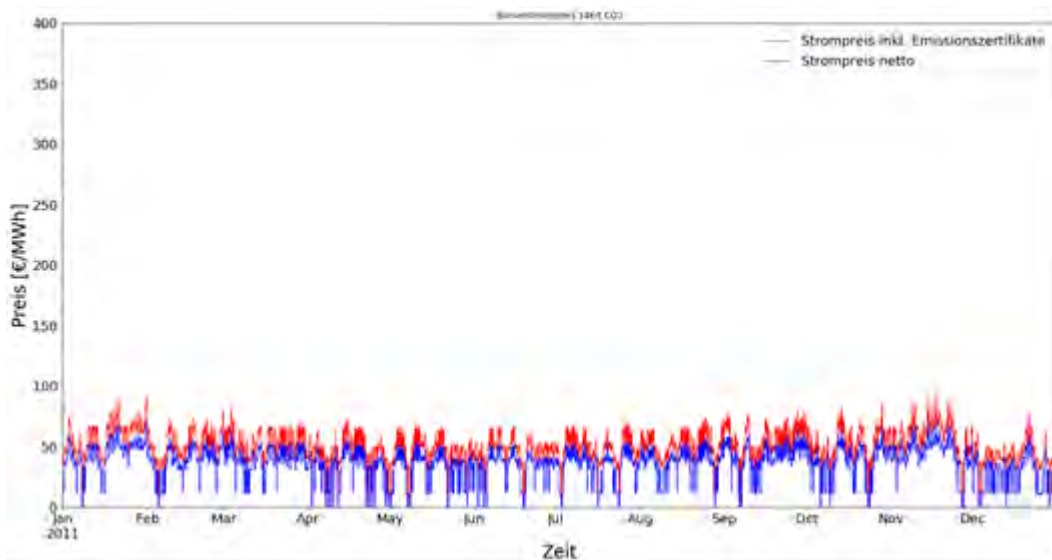


Abbildung 14: Jahresverlauf Strompreise 2030, CO₂-Preis von 14 €/t.

Mit einem Preis von 25 €/t steigt der Strompreis an, mit einem Schnitt von 66 €/MWh gegenüber den 50 €/MWh im 14 €-Szenario (+32%) machen sich die erhöhten Zertifikatspreise deutlich bemerkbar (Abbildung 15).

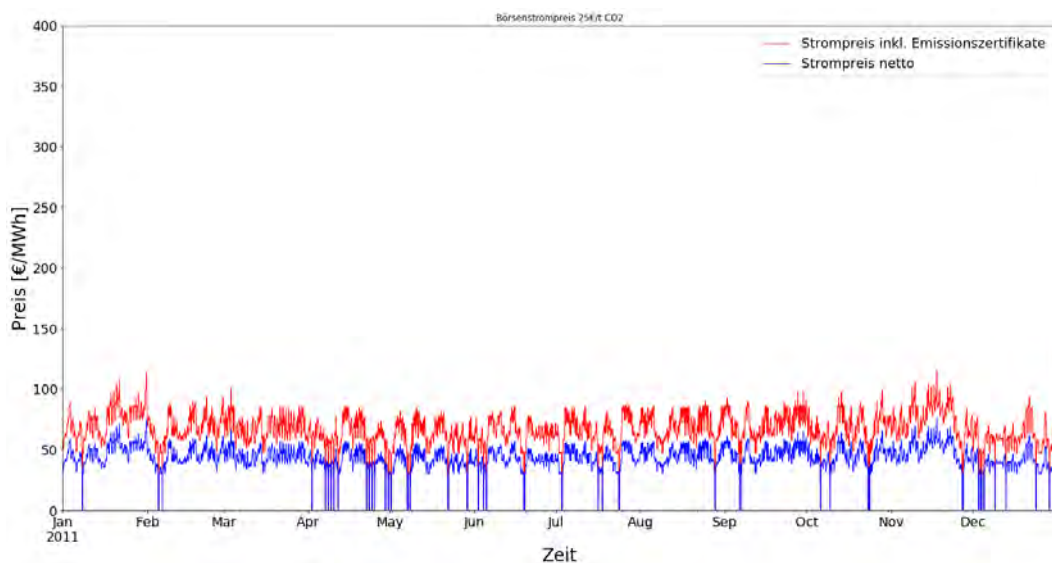


Abbildung 15: Jahresverlauf Strompreise 2030, CO₂-Preis von 25 €/t.

Mit 50 €/t CO₂ steigt der Durchschnittspreis auf ca. 100 €/MWh (+51% / +100%). Hier macht sich neben den höheren Zertifikatspreisen auch die durch diesen bedingte Abschaltung der Braunkohlekraftwerke in Form erhöhter Nettopreise bemerkbar (siehe Kapitel 4.1.2), da zu Zeiten niedriger Erneuerbaren-Verfügbarkeit Spitzenlaststrom aus dem Ausland importiert werden muss und in Deutschland auch (teils ölbefeuerte) offene Gasturbinen zum Decken der kurzzeitigen Lastspitzen verwendet werden müssen. Eine Erzeugungslücke tritt hier jedoch nicht auf, die fehlende Leistung kann durch Importe gedeckt werden (Abbildung 16, siehe auch Kapitel 4.2.2 und 4.6).

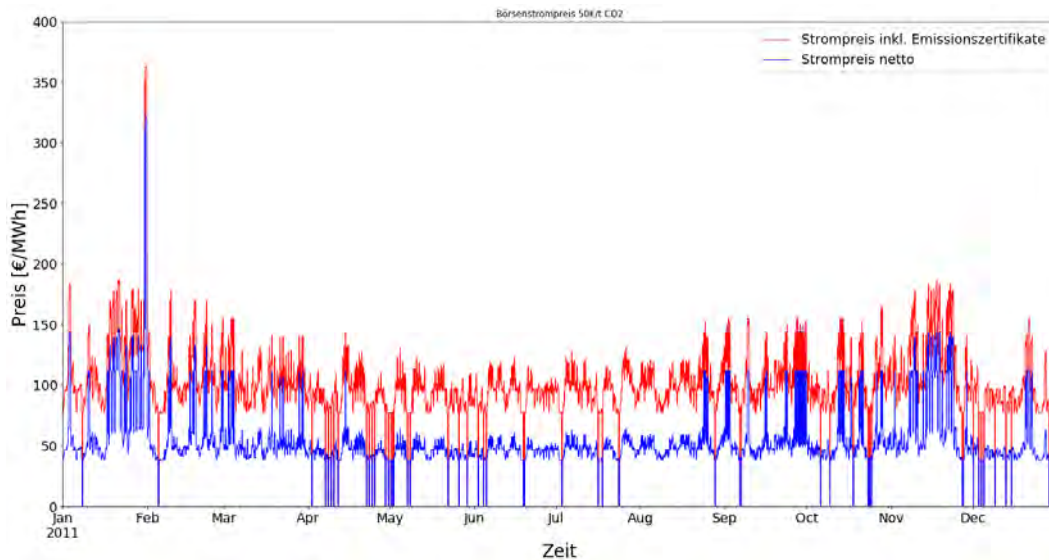


Abbildung 16: Jahresverlauf Strompreise 2030, CO₂-Preis von 50 €/t.

Auch mit 75 €/t treten keine nennenswerten Engpässe auf, der Strompreis steigt allerdings auf einen Durchschnittswert von 132 €/MWh (+32% / +100 % / +264%) (Abbildung 17).

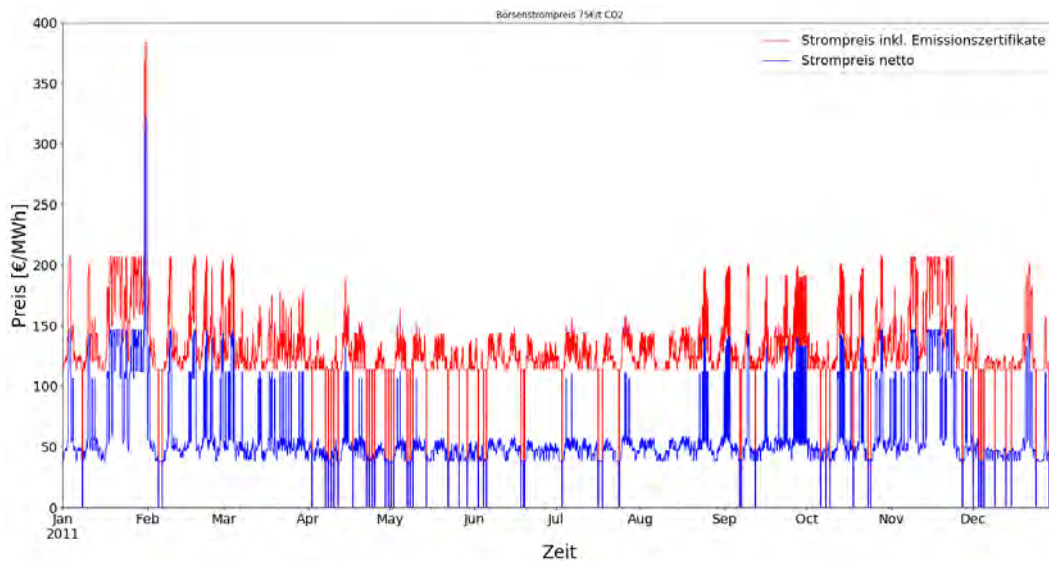


Abbildung 17: Jahresverlauf Strompreise 2030, CO₂-Preis von 75 €/t.

4.2.2 Außenhandelsbilanz

Steigende CO₂-Preise wirken sich auch auf die Außenhandelsbilanz des deutschen Strommarktes aus. In allen Szenarien bleibt Deutschland Nettoexporteur von Elektrizität, allerdings sinken die Exporte mit steigenden CO₂-Preisen, da Deutschland kaum noch billigen Kohlestrom exportieren kann. Zwar steigen auch im Ausland die Erzeugungskosten, der Kostenvorteil des derzeitigen Kohle-Erneuerbaren-Mix ist jedoch nicht mehr so signifikant. Weiterhin muss vermehrt zu Spitzenlastzeiten mit schwacher

Erneuerbaren-Einspeisung importiert werden. Werden Biogasanlagen nur zu günstigen Marktzeiten betrieben, sinkt die Exportbilanz weiter ab, bleibt jedoch positiv (Tabelle 4, Abbildung 18, Abbildung 19).

Tabelle 4: Verbrauch, Erzeugung und Export.

	Verbrauch in TWh	Erzeugung in TWh	Export in TWh
Biogasanlagen flexibel			
CO ₂ -Preis in €/t			
14	517	645,93	128,93
25	517	627,49	110,49
50	517	537,81	20,81
75	517	519,92	2,92
Biogasanlagen realistisch			
14	517	664,45	147,45
25	517	644,85	127,85
50	517	553,92	36,92
75	517	524,6	7,6

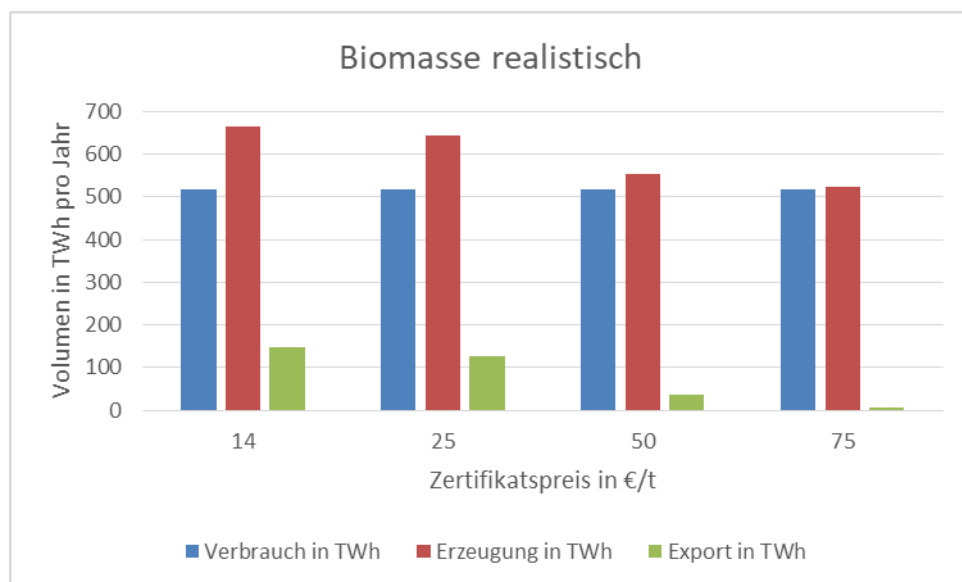


Abbildung 18: Verbrauch, Erzeugung und Handelsbilanz mit Biogas in Grundlastbetrieb.

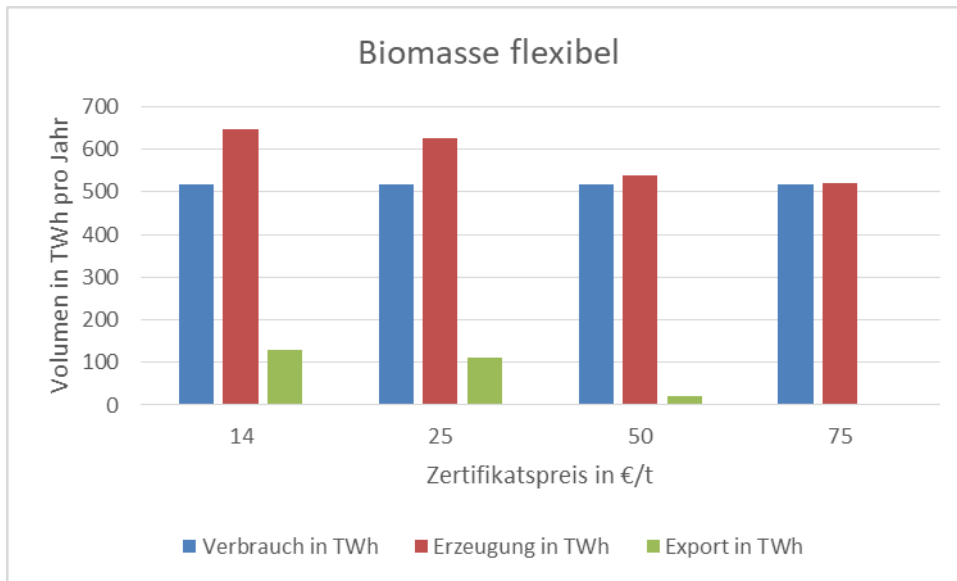


Abbildung 19: Verbrauch, Erzeugung und Handelsbilanz mit Biogas flexibel.

4.3 Profitabilität von Windkraft und PV

Mit den zuvor dargestellten Marktergebnissen ergeben sich die durchschnittlichen Erlöse in Abbildung 20 für die unterschiedlichen Technologien (die tatsächlichen Erlöse variieren etwas mit dem Standort und der dadurch unterschiedlichen Wind- bzw. Sonneneinstrahlungscharakteristik). Mit erwarteten Vollkosten von 5-8 ct/kWh für Dach-PV, 2,5-5 ct für Freiflächen-PV, 4-7 ct für Wind onshore und 6 – 12 ct für Wind offshore [8]¹⁹ rentieren sich Freiflächen-PV und Onshorewind an guten Standorten in allen Szenarien, Dach-PV und Offshorewind ab ca. 50 €/t CO₂. Dazu ist zu bemerken, dass Projektionen der Kosten von Wind- und PV-Strom in die Zukunft in der Vergangenheit die tatsächlich eintretenden Preise stets deutlich überschätzten. Es ist daher zu erwarten, dass die Profitabilität in der Realität schon bei niedrigeren CO₂-Preisen eintritt. Allerdings gilt dies für Anlagen, die um 2030 herum neu gebaut werden, während vor allem ältere Bestandsanlagen selbst mit hohen Zertifikatspreisen ohne Förderung ggf. wirtschaftliche Probleme bekommen.

.....

¹⁹ Im öffentlichen Diskurs werden derzeit oft Preise von 4,5 ct/kWh für Wind und Freiflächen-PV in Deutschland 2019 genannt. Dies sind allerdings die Auktionsergebnisse für die Marktprämie – dieser Wert wird also zusätzlich zum Markterlös gezahlt, womit sich Gesamtpreise von 10-12 ct /kWh ergeben.

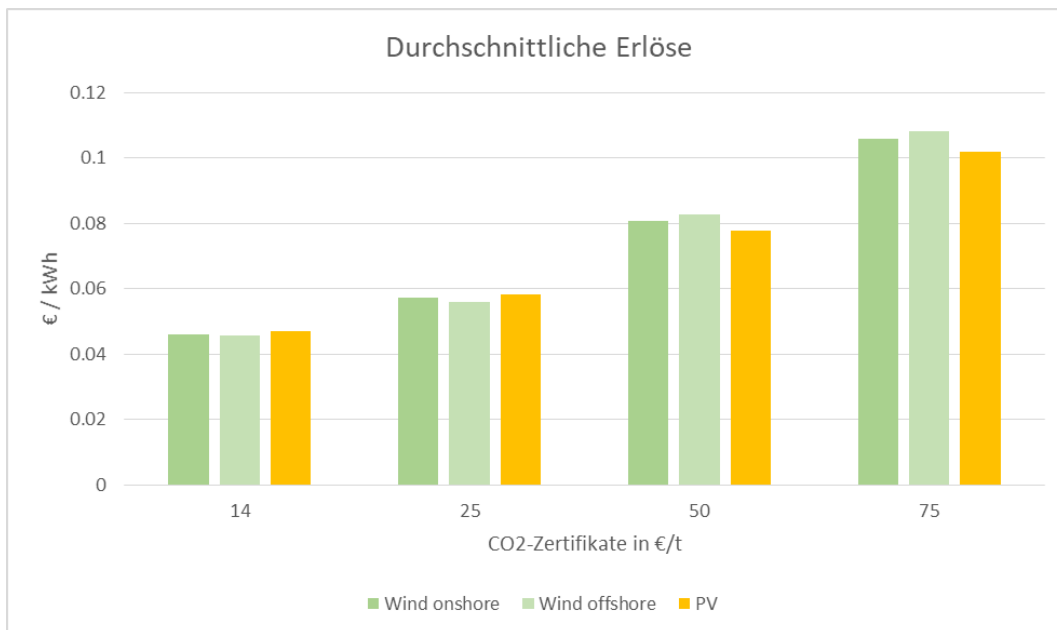


Abbildung 20: Am Markt erzielte Erlöse von PV und Wind abhängig vom CO₂-Preis, Simulationsergebnis.

4.4 Profitabilität von Bioenergie

Bioenergie kann unter allen Szenarien trotz der steigenden CO₂-Preise größtenteils als nicht wirtschaftlich betreibbar bezeichnet werden. Werden wie in Tabelle 5 dargestellt die Anlagen ganzjährig beschickt und können nur die inhärente Flexibilität ihrer Gasspeicher nutzen um den Betrieb zu optimieren, sind Biogasanlagen in fast allen Szenarien gezwungen, unterhalb ihrer Grenzkosten zu bieten. Die Vollkosten können so nicht gedeckt werden. Deckung der Vollkosten ist lediglich für große, mit Abfallholz befeuerte Kraftwerke ab einem Zertifikatspreis von ca. 50 €/t möglich.

Das Dilemma ist deutlicher, wenn man den theoretischen, in Tabelle 6 dargestellten Fall betrachtet. Alle Anlagen können beliebig flexibel eingesetzt werden und speisen nur dann ein, wenn der Marktpreis über den Grenzkosten liegt. Erst ab einem Zertifikatspreis von 50 €/t werden Biogasanlagen überhaupt in nennenswertem Maße eingesetzt, können aber ihre Vollkosten auch so nicht decken. Darüber hinaus steigen die Vollkosten pro erzeugter MWh mit sinkenden Volllaststundenzahlen durch den hohen Fixkostenanteil stark an.

Hinsichtlich des signifikanten Beitrags der Bioenergie zur Gesamterzeugung muss daher, auch unter dem Gesichtspunkt zusätzlichen Nutzens wie der Entsorgung von Gülle sowie verlässlich verfügbarer Erzeugungskapazität, über eine zusätzlicher Förderung nachgedacht werden. Rein über den durch höhere Zertifikatspreise steigenden Großhandelspreis für Strom lassen sich vor allem Biogaskraftwerke nicht finanzieren.

Tabelle 5: Simulationsergebnisse Kosten und Erlöse von Bioenergie, Biogasanlagen ganzjährig beschickt (Grundlastbetrieb, Must Run).

CO ₂ -Preis [€/t]	Grenzkosten [€/MWh]				Auslastung [%]				Vollkosten [€/MWh]				Durchschnittliche Erlöse [€/MWh]			
	14	25	50	75	14	25	50	75	14	25	50	75	14	25	50	75
Biomasse HKW < 5 MW	38,75	41,70	48,40	55,10	85%	85%	85%	85%	151,99	144,35	151,05	157,75	53,64	66,32	100,65	130,36
Biomasse HKW > 5 MW	25,75	28,70	35,40	42,10	100%	100%	100%	100%	89,14	92,09	98,79	105,49	50,31	66,32	100,65	130,36
Biogas-BHKW < 500 kW	107,69	113,73	127,45	141,18	90%	90%	90%	90%	215,79	221,76	235,38	248,97	50,73	66,78	101,73	131,73
Biogas-BHKW > 500 kW	93,75	96,70	103,40	110,10	90%	90%	90%	90%	191,70	194,63	200,98	207,64	50,74	66,79	101,92	132,27
Biogas-BHKW > 500 kW, flexibilisiert	93,75	96,70	103,40	110,10	45%	45%	45%	45%	317,73	320,73	323,99	329,07	52,25	68,50	108,39	139,33
Micro-Biogas < 75 kW	109,42	111,33	115,65	119,98	90%	90%	90%	90%	256,38	258,06	262,16	265,92	50,74	66,78	101,78	132,09

Tabelle 6: Simulationsergebnisse Kosten und Erlöse von Bioenergie, Biogasanlagen beliebig flexibel betrieben (theoretischer Study Case).

CO ₂ -Preis [€/t]	Grenzkosten [€/MWh]				Auslastung [%]				Vollkosten [€/MWh]				Durchschnittliche Erlöse [€/MWh]			
	14	25	50	75	14	25	50	75	14	25	50	75	14	25	50	75
Biomasse HKW < 5 MW	38,75	41,70	48,40	55,10	89%	100%	100%	100%	148,74	144,35	151,05	157,75	55,53	68,47	101,58	129,14
Biomasse HKW > 5 MW	25,75	28,70	35,40	42,10	100%	100%	100%	100%	89,14	92,09	98,79	105,49	52,78	68,47	101,58	129,14
Biogas-BHKW < 500 kW	107,69	113,73	127,45	141,18	0%	0,03%	12%	23%	-	213472	756,59	488,38	-	114,91	149,19	168,04
Biogas-BHKW > 500 kW	93,75	96,70	103,40	110,10	0,19%	1,42%	36%	78%	33686	4610	304,22	216,96	92,19	100,27	124,28	137,62
Biogas-BHKW > 500 kW, flexibilisiert	93,75	96,70	103,40	110,10	0,11%	1,04%	34%	77%	71868	8034	377,95	247,68	92,60	101,63	126,03	138,18
Micro-Biogas < 75 kW	109,42	111,33	115,65	119,98	0%	0,07%	19%	71%	-	117677	589,80	288,05	-	112,58	138,49	140,06

4.5 Strommix 2030

In Abbildung 21 und Abbildung 22 ist der deutsche Erzeugungsmix nach Szenarien dargestellt, einmal mit den Biogasanlagen im (finanziell defizitären) Grundlasteinsatz (realistischer Fall) und einmal im (theoretischen) beliebig flexiblen Einsatz.

Dabei zeigen sich folgende Effekte:

- Unabhängig vom Betrieb der Biogasanlagen verdrängen Gaskraftwerke ab einem Zertifikatspreis von 50 €/t CO₂ die Braunkohle komplett. Auch der Steinkohleanteil sinkt stark.
- Speisen Biogasanlagen zur zu Zeiten ein, in denen der Marktpreis ihre Grenzkosten überschreitet, spielt Stromerzeugung aus Biomasse erst ab 50 €/t CO₂ eine nennenswerte Rolle.
- Fahren Biogasanlagen (mit Ausnahme der größeren Flexanlagen) in Grundlast, was realistisch, aber wirtschaftlich defizitär ist, trägt Biomasse stets einen Anteil von ca. 10 % an der Gesamterzeugung bzw. 18-20 % der erneuerbaren Erzeugung bei.

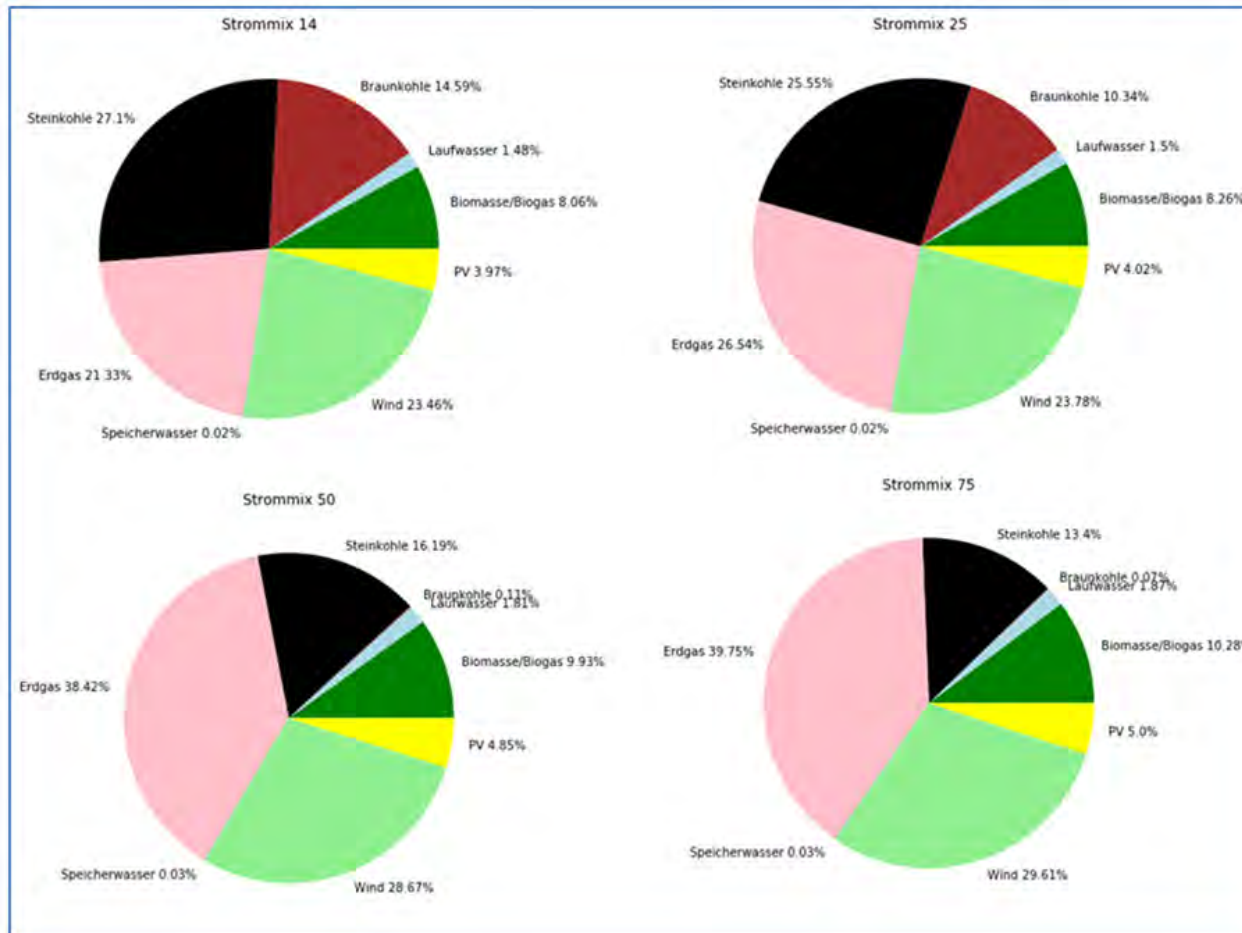


Abbildung 21: Anteile an der Nettoerzeugung in Deutschland in den verschiedenen Preisszenarien nach Energieträger, Biogas nicht flexibel betrieben (realistisch aber defizitär).

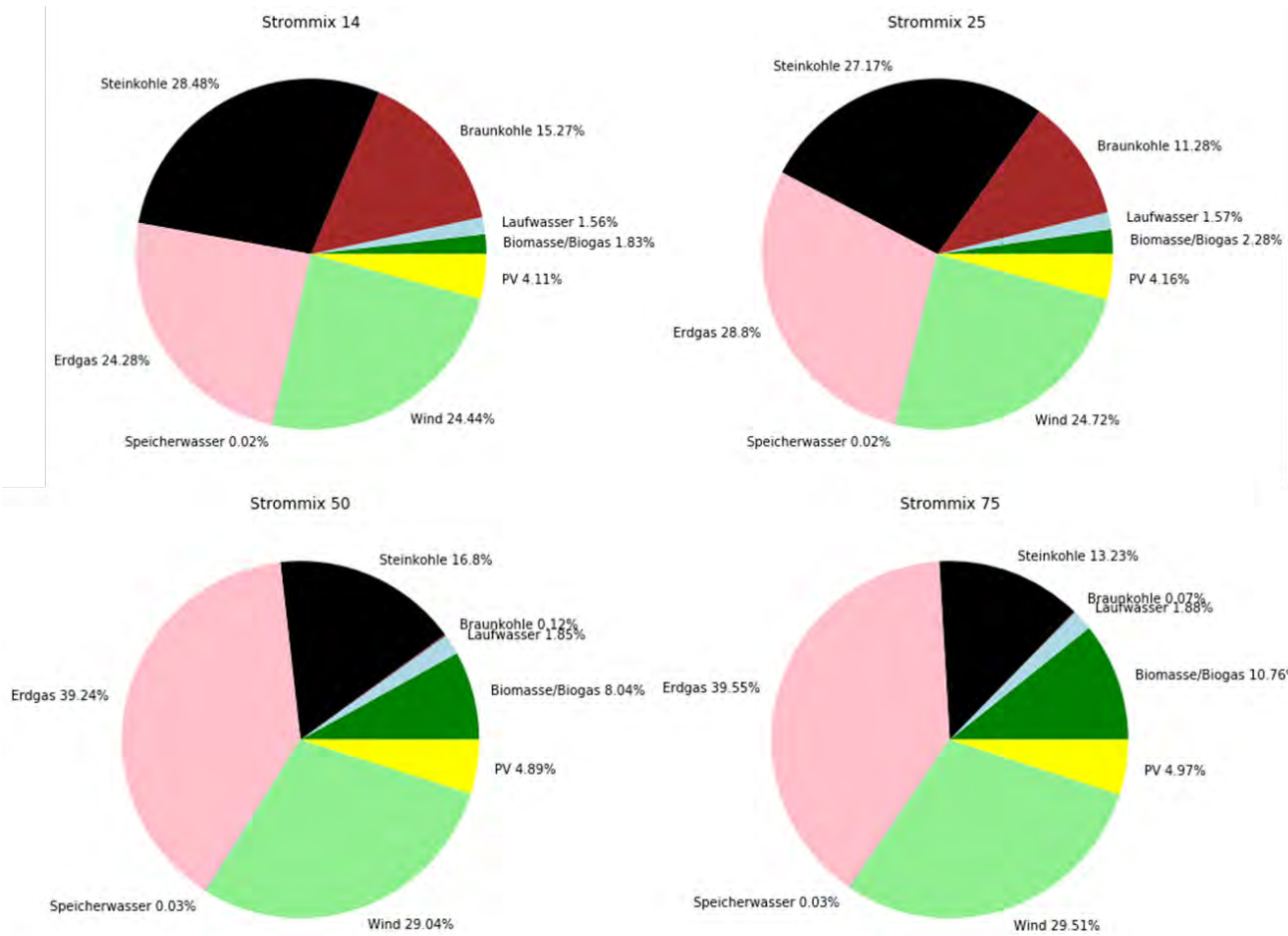


Abbildung 22: Anteile an der Nettoerzeugung in Deutschland in den verschiedenen Preisszenarien nach Energieträger, Biogas beliebig flexibel (theoretischer Fall).

4.6 Beispiele aus den Simulationsläufen

Zur besseren Visualisierung der in den vorigen Kapiteln beschriebenen Ergebnisse sind im Folgenden einige graphische Outputs der Simulationen angefügt. Es ist jeweils ein Winter-, ein Sommer- und ein Zwischenmonat für alle Preisszenarien in stündlicher Auflösung technologiescharf dargestellt.

4.6.1 Januar

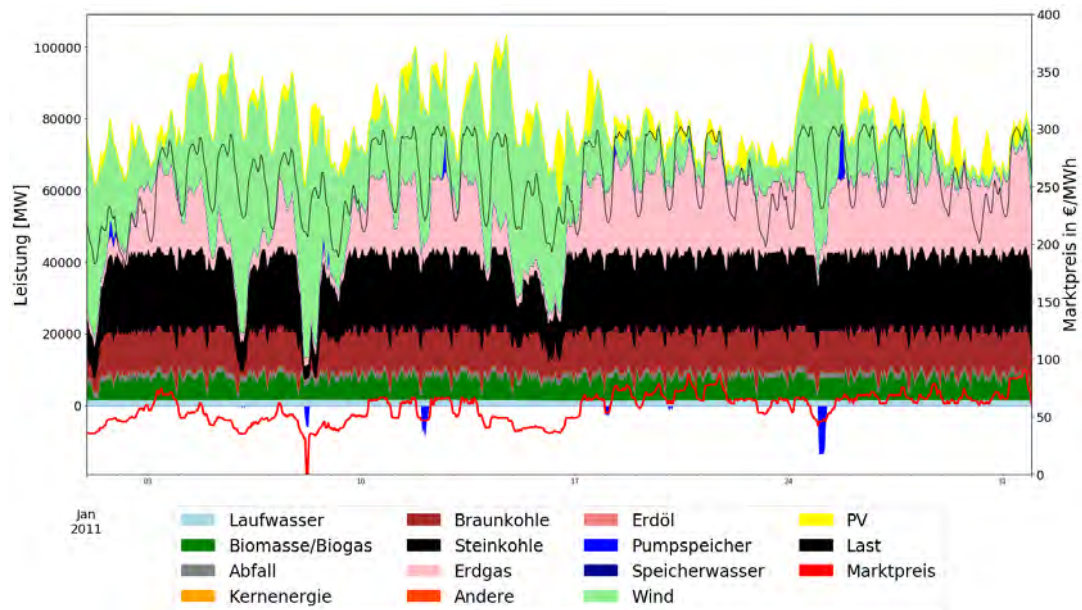


Abbildung 23. Simulationsergebnis: Dispatch und Strompreis Januar 2030, CO₂ bei 14 €/t.

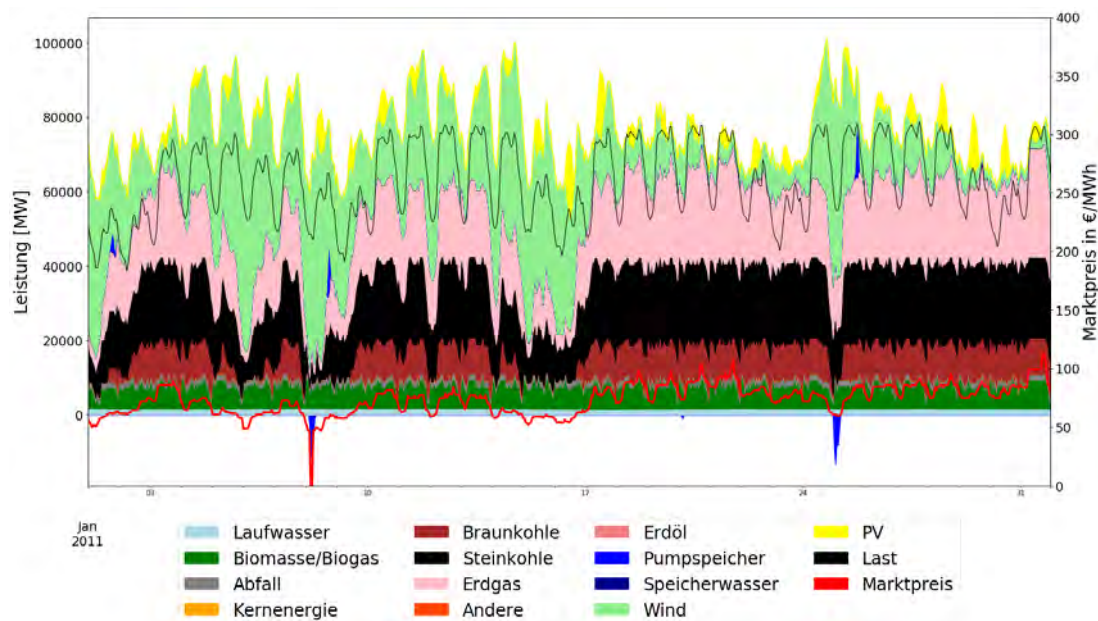


Abbildung 24: Simulationsergebnis: Dispatch und Strompreis Januar 2030, CO₂ bei 25 €/t.

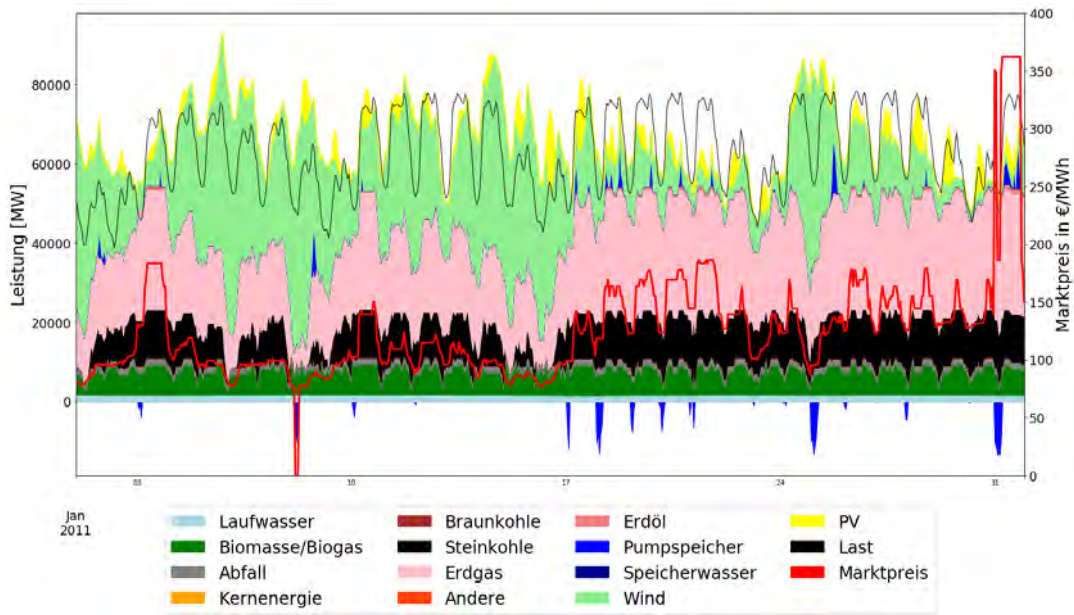


Abbildung 25: Simulationsergebnis: Dispatch und Strompreis Januar 2030, CO₂ bei 50 €/t.

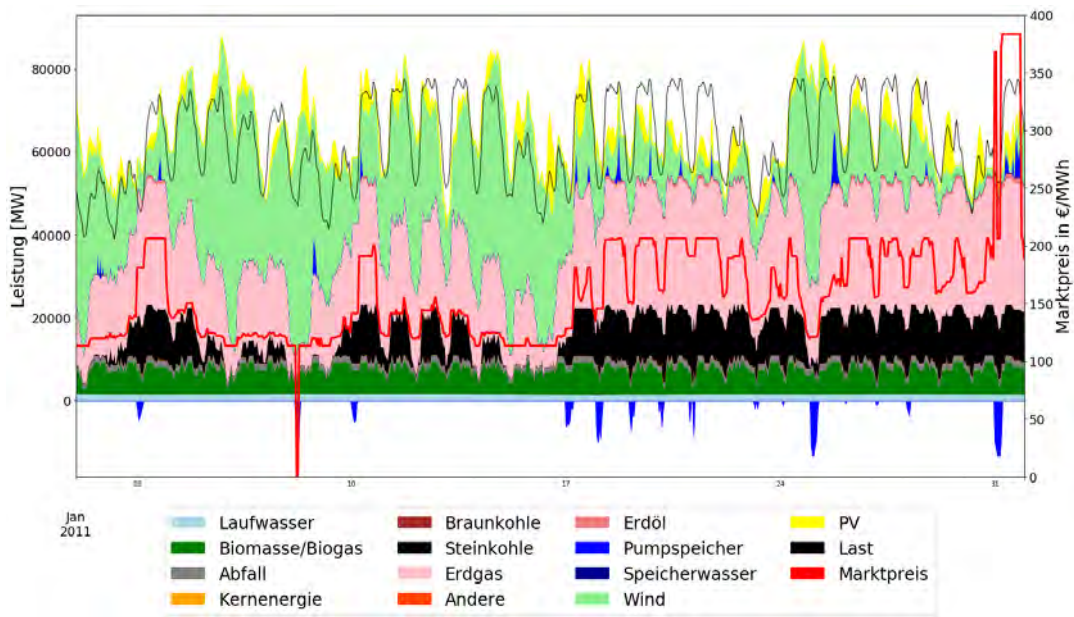


Abbildung 26: Simulationsergebnis: Dispatch und Strompreis Januar 2030, CO₂ bei 75 €/t.

4.6.2 Juli

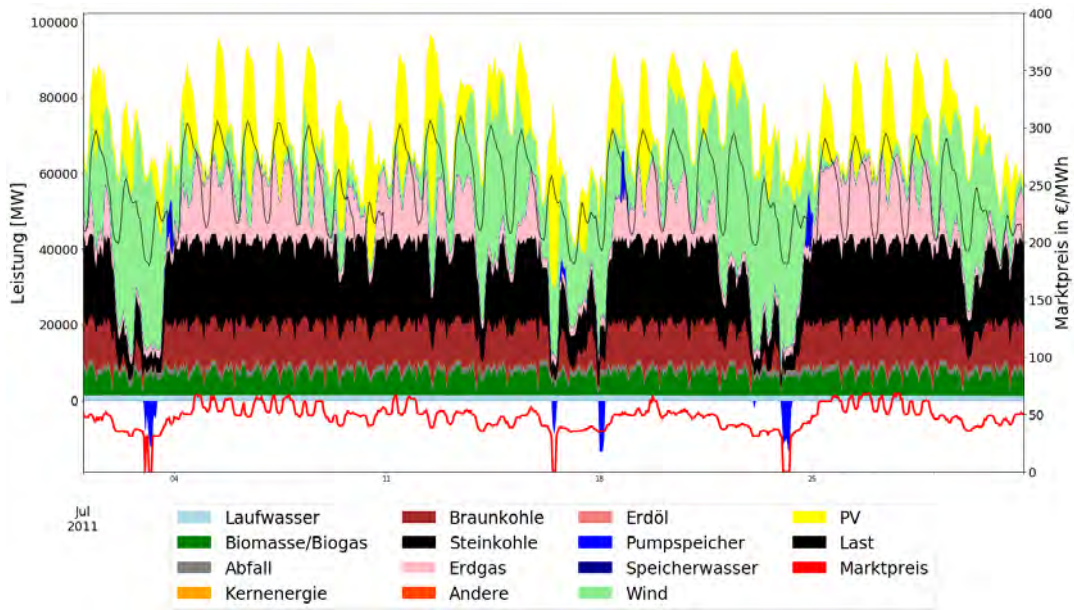


Abbildung 27: Simulationsergebnis: Dispatch und Strompreis Juli 2030, CO₂ bei 14 €/t.

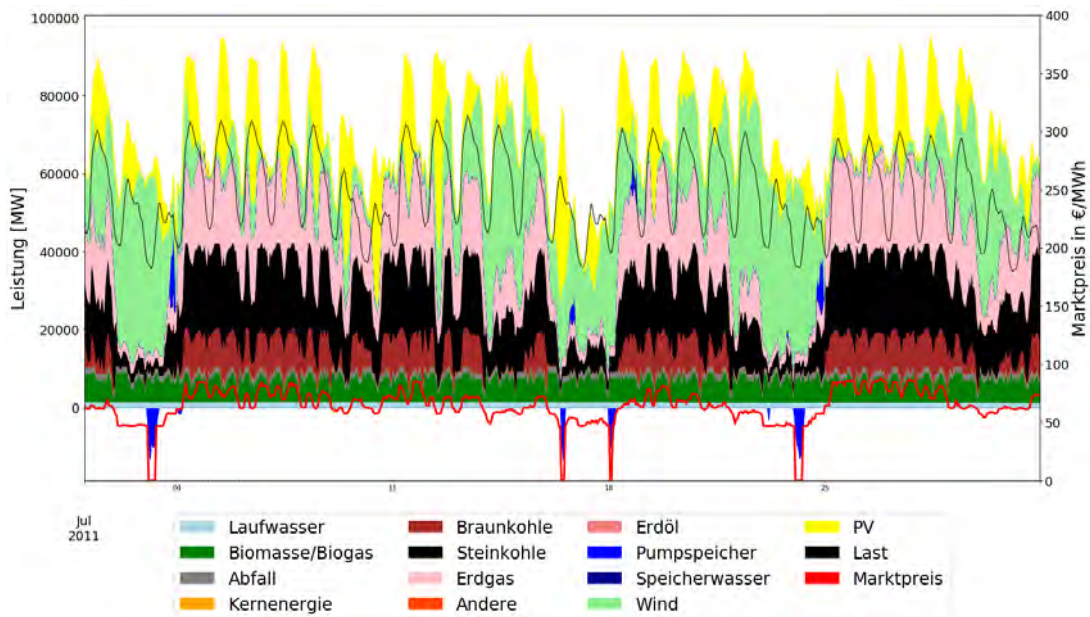


Abbildung 28: Simulationsergebnis: Dispatch und Strompreis Juli 2030, CO₂ bei 25 €/t.

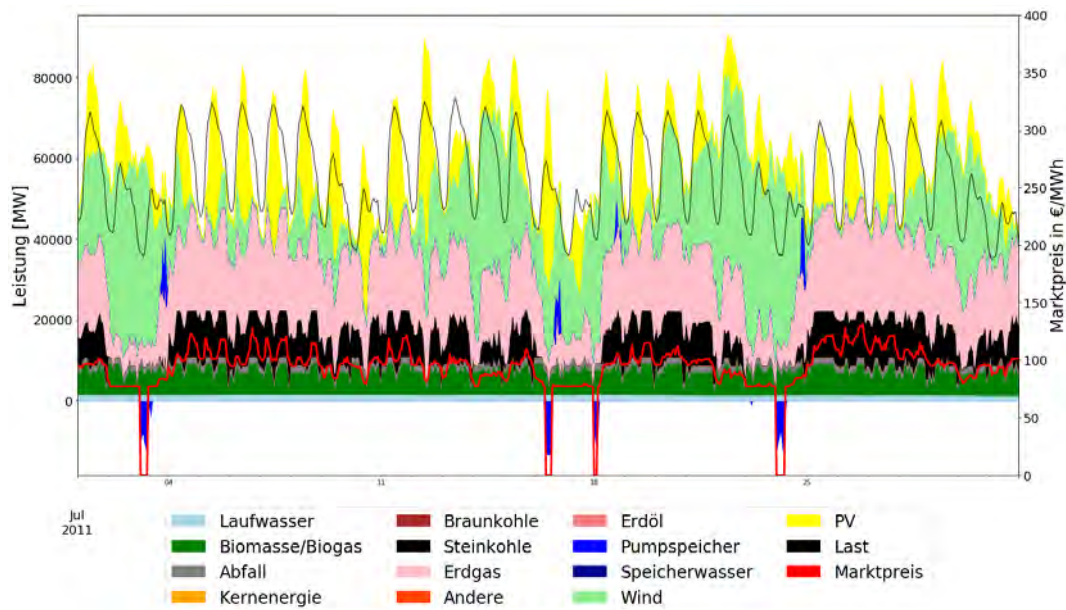


Abbildung 29: Simulationsergebnis: Dispatch und Strompreis Juli 2030, CO₂ bei 50 €/t.

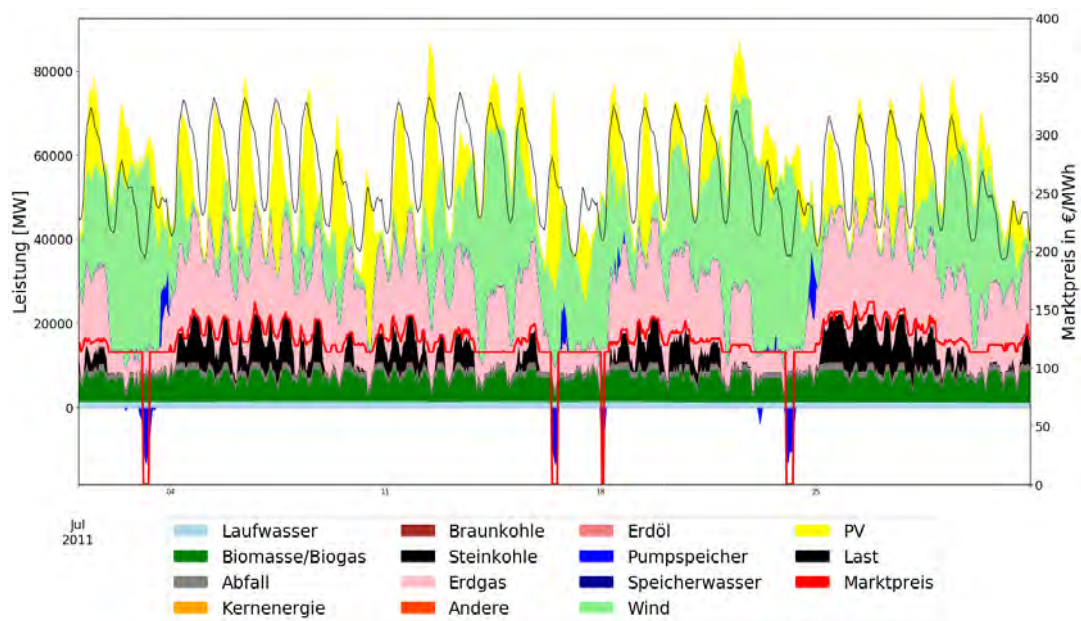


Abbildung 30: Simulationsergebnis: Dispatch und Strompreis Juli 2030, CO₂ bei 75 €/t.

4.6.3 November

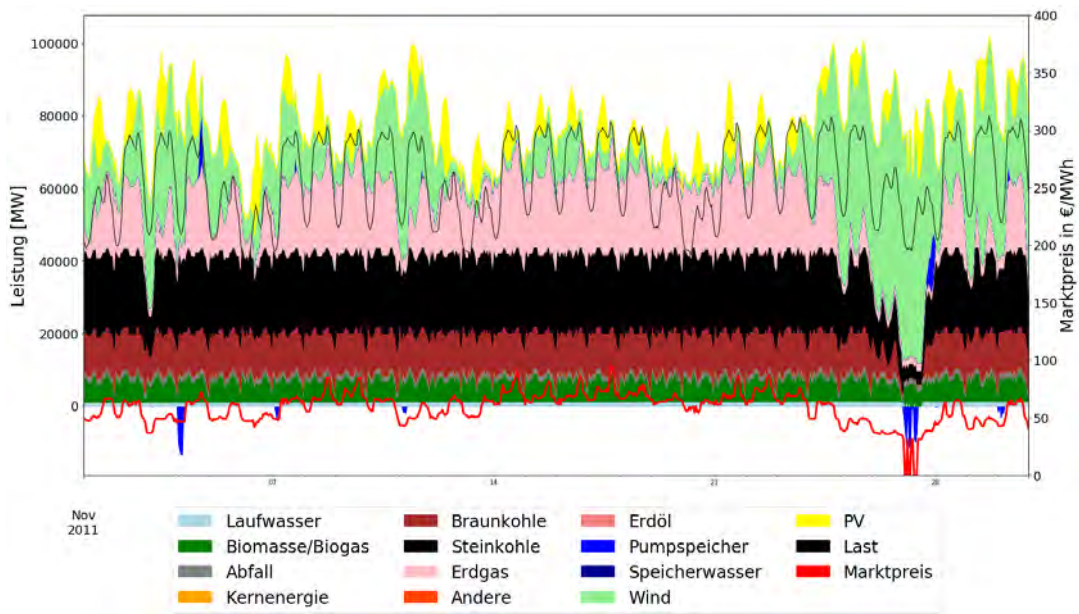


Abbildung 31: Simulationsergebnis: Dispatch und Strompreis November 2030, CO₂ bei 14 €/t.

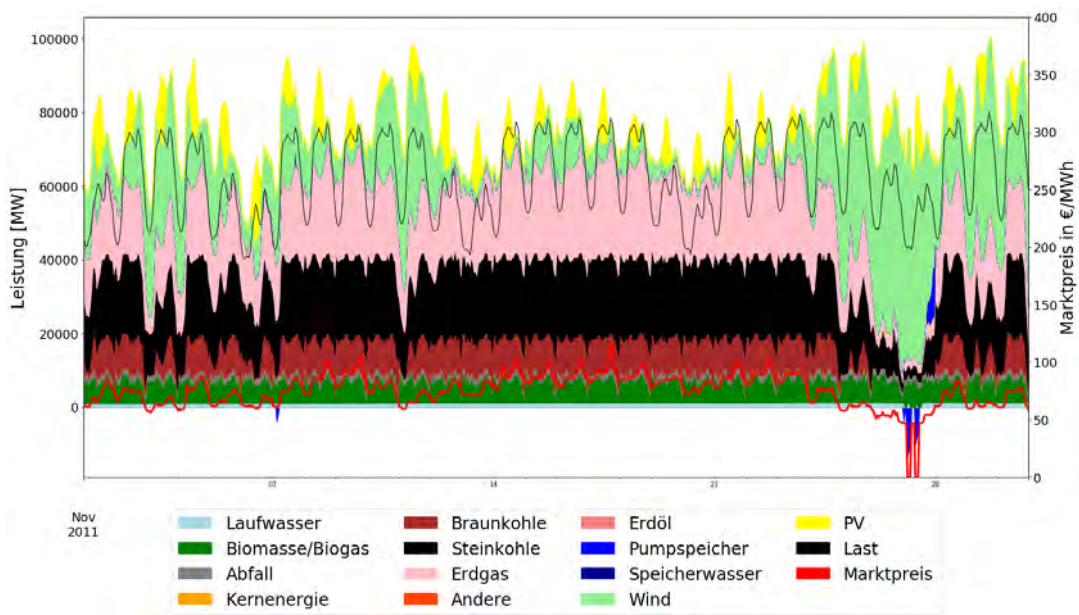


Abbildung 32: Simulationsergebnis: Dispatch und Strompreis November 2030, CO₂ bei 25 €/t.

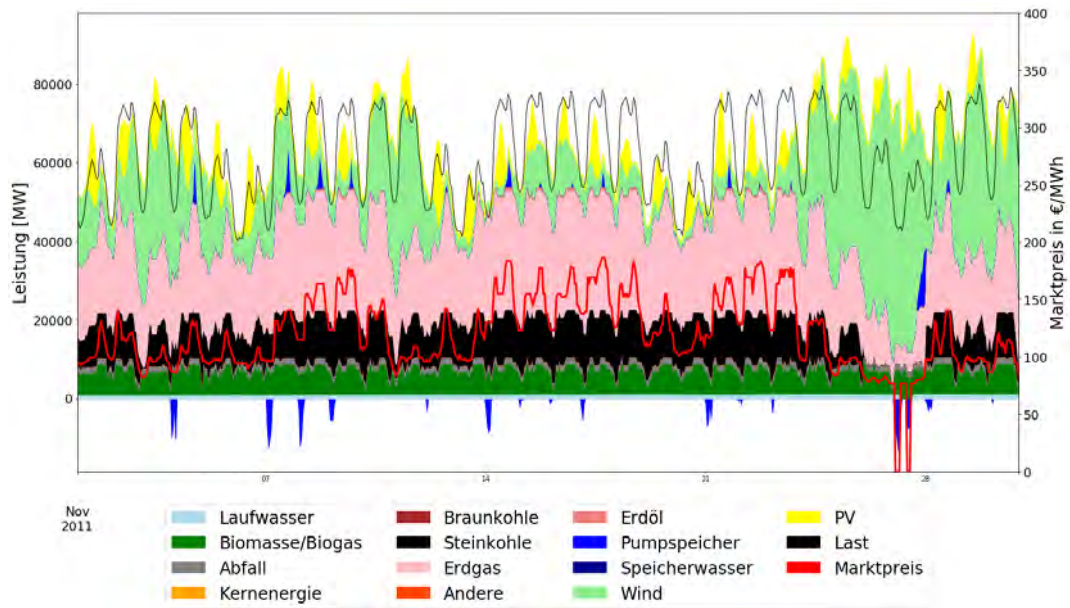


Abbildung 33: Simulationsergebnis: Dispatch und Strompreis November 2030, CO₂ bei 50 €/t.

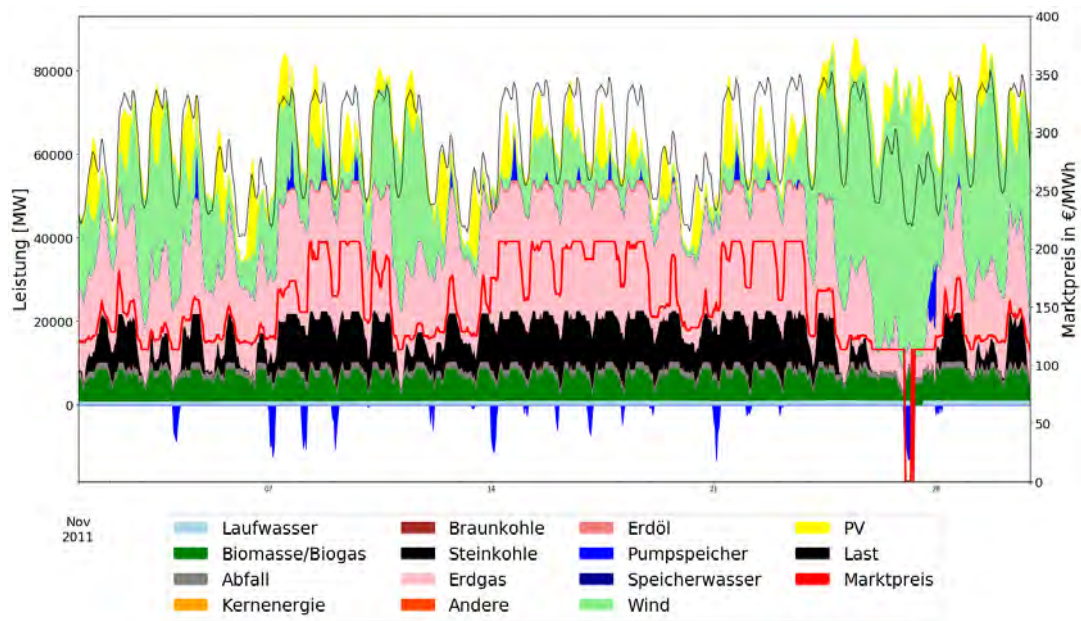


Abbildung 34: Simulationsergebnis: Dispatch und Strompreis November 2030, CO₂ bei 75 €/t.

5 Fazit

In dieser Studie wurden Strommarktsimulationen mit Emissionszertifikatpreisen von 14, 25, 50 und 75 € pro Tonne CO₂-Äquivalent durchgeführt, wobei 14 € dem heutigen Stand (Anfang 2019) entsprechen. Die unterschiedlichen Zertifikatpreise beeinflussen die Situation am Strommarkt stark. Der Fokus der Studie liegt dabei auf der Rentabilität erneuerbarer Energien ohne zusätzliche Förderung, insbesondere für Biomasse- und Biogasanlagen.

Mit der Einführung einer weiter reichenden CO₂-Bepreisung ändern sich die Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke unterschiedlich stark, mit weitreichenden Folgen für die Merit Order. Bereits bei einem Preis von 25 €/t wird die Erzeugung aus Braunkohle so teuer, dass sich die Kraftwerke im mittleren Bereich der Merit Order wieder finden, während viele GuD- und Steinkohleeinheiten günstiger produzieren können. Damit finden sich die Braunkohlekraftwerke theoretisch im Bereich der Mittellasterzeugung wieder, die tägliche bzw. wöchentliche Flexibilität erfordert, der nicht alle Einheiten gewachsen sind.

Entsprechend weiter verschieben sich die Verhältnisse bei Preisen von 50 bzw. 75 €/t CO₂, bei denen sich zunehmend Gaskraftwerke im Grundlastbereich wiederfinden, während die Braunkohle in die Spitzenlast verdrängt wird. Ein solcher Betrieb ist mit den Kraftwerken weder technisch sinnvoll noch ökonomisch realisierbar, weswegen der größte Teil der Braunkohleeinheiten ab einem CO₂-Preis von 50 €/t mittelfristig vom Markt und vom Netz genommen würde.

Gleichzeitig ist eine generelle Erhöhung der Grenzkosten für alle Einheiten zu erkennen, da alle fossil befeuerten Einheiten mit (unterschiedlich hohen) zusätzlichen Kosten belastet. Dies bewirkt eine Verschiebung der hier ebenfalls aufgeführten Biogas-Kraftwerke in Richtung des Mittel- und Grundlastbereichs.

Die Grenzkosten von Windkraft- und PV-Anlagen sind stets nahe 0, da kein Brennstoff verbraucht wird. Dementsprechend werden vorhandene Anlagen am Markt unabhängig vom Preis einspeisen.

Mit erwarteten Vollkosten von 5-8 ct/kWh für Dach-PV, 2,5-5 ct für Freiflächen-PV, 4-7 ct für Wind onshore und 6 – 12 ct für Wind offshore rentieren sich Freiflächen-PV und Onshorewind an guten Standorten in allen Szenarien, Dach-PV und Offshorewind ab ca. 50 €/t CO₂. Dazu ist zu bemerken, dass Projektionen der Kosten von Wind- und PV-Strom in die Zukunft in der Vergangenheit die tatsächlich eintretenden Preise stets deutlich überschätzten. Es ist daher zu erwarten, dass die Profitabilität in der Realität schon bei niedrigeren CO₂-Preisen eintritt. Allerdings gilt dies für Anlagen, die um 2030 herum neu gebaut werden, während vor allem ältere Bestandsanlagen selbst mit hohen Zertifikatspreisen ohne Förderung ggf. wirtschaftliche Probleme bekommen.

Bioenergie kann unter allen Szenarien trotz der steigenden CO₂-Preise größtenteils als nicht wirtschaftlich betreibbar bezeichnet werden. Werden die Anlagen ganzjährig beschickt und können nur die inhärente Flexibilität ihrer Gasspeicher nutzen um den

Betrieb zu optimieren, sind Biogasanlagen in fast allen Szenarien gezwungen, unterhalb ihrer Grenzkosten zu bieten. Die Vollkosten können so nicht gedeckt werden. Deckung der Vollkosten ist lediglich für große, mit Abfallholz befeuerte Kraftwerke ab einem Zertifikatspreis von ca. 50 €/t möglich. Wird eine gewisse Flexibilität angenommen, sinkt die jährliche Erzeugung stark ab, da am Markt in allen Szenarien keine ausreichenden Preise zur Deckung der Grenzkosten erzielt werden, und die Vollkosten können ebenfalls nicht gedeckt werden.

Hinsichtlich des signifikanten Beitrags der Bioenergie zur Gesamterzeugung muss daher, auch unter dem Gesichtspunkt zusätzlichen Nutzens wie der Entsorgung von Gülle sowie verlässlich verfügbarer Erzeugungskapazität, über eine zusätzlicher Förderung nachgedacht werden. Rein über den durch höhere Zertifikatspreise steigenden Großhandelspreis für Strom lassen sich vor allem Biogaskraftwerke nicht finanzieren.

6 Literaturverzeichnis

- [1] Übertragungsnetzbetreiber, "Anhang zum Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017, 2. Entwurf," 2015.
- [2] Bundesnetzagentur, "Bedarfsermittlung 2017-2030 Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom," 2017.
- [3] Transmission System Operators, "Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017," 2017.
- [4] P. Schierhorn, T. Brown, and E. Tröster, "Cycling Requirements for Conventional Power Plants at High Shares of Renewable Energy," in *13th Wind Integration Workshop*, 2014.
- [5] Neon Neue Energieökonomik, Technische Universität Berlin, ETH Zürich, and DIW Berlin, "Conventional Power Plants," *Open Power Systems Data*, 2018. [Online]. Available: https://data.open-power-system-data.org/conventional_power_plants/. [Accessed: 11-Dec-2018].
- [6] L. Boekhoff, "Zukunft der Kohlekraftwerke ist offen," *Weser Kurier*, Bremen, 28-May-2018.
- [7] "Energieversorger wollen 57 Kraftwerke abschalten," *DIE WeLT*, Berlin, 24-Aug-2015.
- [8] C. Kost and T. Schlegl, "Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien," Freiburg, Germany, 2018.
- [9] EY Ernst & Young, "European Lignite Mines Benchmarking European lignite industry , at a glance," London, 2014.
- [10] DEBRIV Bundesverband Braunkohle, "BRAUNKOHLE Sicherheit für die Stromversorgung," Köln / Berlin, 2017.
- [11] K. Beckmann, "JM-4-lignite lippendorf cost breakdown," *energypost.eu*, 2015. [Online]. Available: <https://energypost.eu/german-lignite-accord-will-take-lot-get-lignite-germany-let-alone-europe/jm-4-lignite-lippendorf-cost-breakdown/>. [Accessed: 11-Dec-2018].
- [12] "Prognose für die Preisentwicklung des Primärenergieträgers Importsteinkohle von 2000 bis 2030 (in Dollar pro Tonne)," *statista*, 2018. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/28693/umfrage/preisentwicklung-fuer-steinkohle-im-import-von-2000-bis-2030/>. [Accessed: 11-Dec-2018].
- [13] "Natural gas prices in the United States and Europe from 1980 to 2030 (in U.S. dollars per million British thermal units)," *statista*, 2018. [Online]. Available: <https://www.statista.com/statistics/252791/natural-gas-prices/>.
- [14] A. Krautz, J. Witt, M. Zeymer, and K. Schaubach, "Vorhaben Ila Stromerzeugung aus Biomasse Zwischenbericht 2014," Leipzig, 2014.
- [15] M. Scheftelowitz *et al.*, "Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse) Zwischenbericht Mai 2015," Leipzig, 2015.
- [16] Bundesinitiative Bioenergie and Fichtner, "Markt- und Kostenentwicklung der

Stromerzeugung aus Biomasse Gutachten," Stuttgart, 2002.

- [17] Intelligent Energy Europe Programme, "BioGrace II Version 3," 2015. [Online]. Available:
https://www.biograce.net/app/webroot/biograce2/content/ghgcalculationtool_electricityheatingcooling/overview. [Accessed: 12-Dec-2018].
- [18] C. Rehtanz *et al.*, "Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien," *dena-Studie Syst. 2030*, p. 310, 2014.