

CLIMATE CHANGE

02/2017

Klimaschutz im Stromsektor 2030 – Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung

Endbericht

CLIMATE CHANGE 02/2017

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3714 41 1030
UBA-FB 002446

Klimaschutz im Stromsektor 2030 – Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung

von

Hauke Hermann, Charlotte Loreck, David Ritter, Benjamin Greiner, Friedhelm
Keimeyer, Vanessa Cook (Übersetzung)
Öko-Institut, Berlin

Nina Bartelt, Micha Bittner, Dominic Nailis
Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen

Prof. Dr. Stefan Klinski
Professor für Wirtschaftsrecht, insbesondere Umweltrecht an der
Hochschule für Wirtschaft und Recht Berlin (HWR)

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

Öko-Institut e. V. , Büro Berlin
Schicklerstraße 5 – 7
10179 Berlin

Abschlussdatum:

Januar 2017

Redaktion:

Fachgebiet I 2.2 Energiestrategien und –szenarien
David Pfeiffer

Fachgebiet I 1.4 Wirtschafts- und sozialwissenschaftliche Umweltfragen,
nachhaltiger Konsum
Benjamin Lünenbürger

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Januar 2017

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit unter der Forschungskennzahl 3714 41 1030 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung

Die Bundesregierung hat im Rahmen des Klimaschutzplans 2050 Sektorziele für das Jahr 2030 festgelegt. Vor diesem Hintergrund hat das Öko-Institut gemeinsam mit BET und Prof. Klinski die Effekte von zusätzlichen nationalen Emissionsminderungsinstrumenten für den Stromsektor untersucht. Alle betrachteten Instrumente sind so ausgestaltet, dass sie im Jahr 2030 dem Ambitionsniveau des Klimaschutzplans entsprechen. Die CO₂-Emissionen des Stromsektors werden dadurch um etwa 50% gegenüber dem heutigen Niveau gesenkt. Für die Modellierungen wurden die Strommarktmodelle Power-Flex-EU und das BET-Strommarktmodell verwendet.

Für die Erreichung der Klimaschutzziele im Stromsektor muss die Erzeugung von Braun- und Steinkohlekraftwerken bis 2030 um mehr als 50% gegenüber dem Jahr 2014 reduziert werden. Dabei ist aber zu beachten, dass die Emissionen der Kohlekraftwerke in der Referenzentwicklung wegen absehbarer Stilllegungen alter Anlagen gegenüber dem Jahr 2014 bereits um 40% bis zum Jahr 2030 zurückgehen.

Alle Instrumente führen dazu, dass der deutsche Exportüberschuss gegenüber der Referenzentwicklung reduziert wird. Deutschland bleibt aber bei allen betrachteten Instrumenten Netto-Exporteur. Die einzelnen Instrumente wirken unterschiedlich auf die Stromerzeugung der einzelnen Brennstoffe. Ein Kapazitätsmanagement reduziert die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken direkt. Die Exporte sinken, ein Teil der wegfallende Produktion wird auch durch inländische Erdgaskraftwerke übernommen. Der nationale CO₂-Preis-Aufschlag wirkt anders und reduziert vorrangig die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken, aber auch aus Erdgaskraftwerken.

Die Strompreiseffekte der betrachteten Instrumente sind mit nur 2 €/MWh im absoluten Niveau im Jahr 2030 gering. Aus der Perspektive der Stromverbraucher ist es somit unerheblich, welches Instrument umgesetzt wird, solange die Instrumente ohne umfangreiche Zahlungen an die Kraftwerksbetreiber eingeführt werden. Strukturpolitisch ist das Kapazitätsmanagement für Stein- und Braunkohlekraftwerke das attraktivste Instrument. Es müssen nur Kohlekraftwerke, die vor 1990 errichtet wurden, bis 2030 stillgelegt werden. Dies führt zu vergleichsweise gleichmäßigen Beiträgen von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken und den einzelnen Kraftwerksbetreibern. Die Strukturanpassungen können also schrittweise erfolgen. Zentraler Vorteil für die Kraftwerksbetreiber ist, dass die im Markt verbleibenden, neueren Kraftwerke von den Strompreissteigerungen profitieren können, ohne dass diesen Kraftwerken Kosten entstehen. In der Gesamtschau dürfte damit das Kapazitätsmanagement für ältere Kraftwerke für den nächsten Reduktionsschritt bis zum Jahr 2030 das attraktivste der hier untersuchten Instrumente sein.

Abstract

The German government has set sectoral targets for 2030 within the framework of its 2050 Climate Action Plan. Against this background Öko-Institut has analysed with BET and Prof. Klinski the effects of additional instruments to reduce emissions in the electricity sector. All the instruments considered in this report are designed to correspond with the 2030 ambition level of the Climate Action Plan. The CO₂ emissions of the electricity sector are thus reduced by approx. 50 % compared to current levels. The instruments were analysed using the Power-Flex-EU and the BET electricity market models.

To achieve the emission reduction targets in the electricity sector, it is necessary to reduce emissions from coal fired power plants by more than 50 % by 2030 compared to 2014. In the baseline emissions of coal-fired power plants already decrease by 40 % by 2030 compared to 2014.

All instruments lead to a reduction in Germany's electricity export surplus. However, Germany remains a net electricity exporter up to 2030 in all instruments considered. The different instruments have different effects on the electricity generation of the individual fuels. Capacity management directly reduces electricity generation from coal-fired power plants. Electricity exports decrease. Production of domestic natural-gas-fired power plants increases. The German CO₂ price surcharge has a different effect; it primarily reduces the electricity generation of hard coal-fired power plants but also reduces that of natural-gas-fired power plants, too.

The electricity price effects of the instruments analysed are low at only 2 €/MWh in absolute terms. From the perspective of electricity consumers, it is therefore not relevant which instrument is implemented as long as the instruments are introduced without extensive payments being made to the power plant operators. In terms of structural adjustments, capacity management of hard coal- and lignite-fired power plants is the most attractive instrument. Only coal-fired power plants built before 1990 have to be decommissioned by 2030. This results in lignite- and hard coal-fired power plants and the power plant operators having comparatively evenly distributed contributions. The structural adjustments can, therefore, be made gradually. A key advantage for the power plant operators is that the newer power plants remaining in the market can profit from electricity price increases without these power plants incurring costs. From an overall perspective, therefore, capacity management of hard coal- and lignite-fired power plants is likely to prove the most attractive of the instruments analysed for the next step in emission reductions, i.e. those which need to be made by 2030.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	23
2	Skizzierung der rechtlichen Rahmenbedingungen	25
2.1	Einleitendes.....	25
2.2	Verfassungsrecht	25
2.3	EU-Recht.....	29
2.4	Fixierung eines nationalen Kohleausstiegsfahrplans.....	32
2.5	Optionen kapazitativer / mengenbezogener Art	33
2.6	Optionen der Bepreisung	36
2.7	Rechtliches Zwischenfazit	38
3	Emissionsminderungsziele für die betrachteten Instrumente.....	40
3.1	Emissionsminderungsziele.....	40
3.2	Interaktion mit dem Emissionshandel	41
4	Methodik Strommarkt-Modellierung.....	42
4.1	Rahmendaten.....	42
4.1.1	Brennstoffpreise für Öl, Steinkohle und Gas	43
4.1.2	Preise für Emissionsberechtigungen	44
4.2	Modellinput für das Ausland.....	45
4.2.1	Einleitung	45
4.2.2	Basis-Szenario	45
4.2.3	Sensitivität Hohe Exporte	48
4.2.4	Sensitivität Niedrige Exporte	49
4.2.5	Entwicklung der Übertragungskapazitäten	49
5	Modellierte Instrumente	51
5.1	Überblick.....	51
5.2	Schematische Wirkung der Instrumente im Vergleich	53
5.3	Kapazitätsmanagement	58
5.3.1	Kapazitätsmanagement für Braunkohle (Kapa BK).....	58
5.3.2	Kapazitätsmanagement für Braun- und Steinkohlekraftwerke (Kapa SK&BK)	61
5.4	CO ₂ -Bepreisung.....	67
5.4.1	Nationaler CO ₂ -Preis-Aufschlag in Deutschland für alle Brennstoffe (CO ₂ -Preis-D)	67
5.4.2	Nationaler CO ₂ -Preis in Deutschland für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke (CO ₂ -Preis-D Kohle).....	67
5.4.3	Höherer CO ₂ -Preis im EU-ETS (CO ₂ -Preis-EU).....	67

5.4.4	Volllaststunden-Modell (Vbh-Begrenzung)	68
6	Modellierungsergebnisse	69
6.1	Basislauf	69
6.2	Modellergebnisse Basislauf und Instrumentenläufe	69
6.2.1	Installierte Kapazitäten	69
6.2.2	Erzeugung in Deutschland	71
6.2.3	CO ₂ -Emissionen in Deutschland	73
6.2.4	Import und Export	75
6.2.5	CO ₂ -Emissionen in Europa	76
6.2.6	Wirkung der Instrumente im Vergleich	78
7	Ökonomische Wirkungsanalyse	85
7.1	Energiewirtschaftliche Kosteneffekte – europäische Perspektive	85
7.2	Großhandels-Strompreise in Deutschland für die Instrumente	87
7.3	Deckungsbeiträge der Kraftwerke	89
7.4	Zwischenfazit	91
8	Sensitivitätsanalysen	93
8.1	Überblick	93
8.2	Erzeugung in Deutschland	95
8.3	CO ₂ -Emissionen in Deutschland	100
8.4	CO ₂ -Emissionen Europa	104
8.5	Import und Export	105
8.6	Strompreise in Deutschland	110
8.7	Deckungsbeiträge von Typkraftwerken	112
9	Gesamtbewertung	115
10	Quellenverzeichnis	118
11	Quellenverzeichnis des juristischen Kapitels	120
Anhang 1:	Modellbeschreibungen	122
Anhang 2:	Rechtswissenschaftliche Stellungnahme - Ausgestaltungsmöglichkeiten einer Besteuerung von Brennstoffen zur Stromerzeugung	133

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4-1:	Installierte Kapazitäten im MWMS des Projektionsberichts 2015	42
Abbildung 4-2:	Energiepreise Projektionsbericht 2015 und Modellierung nach EIA 2015.....	43
Abbildung 5-1:	Wirkung der Instrumente auf die Jahresdauerlinie der Strompreise im Vergleich.....	52
Abbildung 5-2:	Systematisierung der untersuchten Instrumente	53
Abbildung 5-3:	Schematische Merit-Order im Basislauf im Jahr 2030.....	54
Abbildung 5-4:	Schematische Merit-Order für ein Kapazitätsmanagement im Jahr 2030	55
Abbildung 5-5:	Schematische Merit-Order für einen zusätzlichen CO ₂ -Preis in Deutschland	56
Abbildung 5-6:	Schematische Merit-Order für eine Begrenzung der Vollbenutzungsstunden.....	57
Abbildung 5-7:	Kapazitätsmanagement für Braunkohlekraftwerke im Jahr 2030	62
Abbildung 5-8:	Altersstruktur Steinkohlekraftwerke (installierte Netto-Leistung in GW _{el}).....	66
Abbildung 6-1:	Instrumentenvergleich: Installierte konventionelle Kapazitäten in den Szenarien.....	70
Abbildung 6-2:	Instrumentenvergleich: Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern	72
Abbildung 6-3:	Instrumentenvergleich: CO ₂ -Emissionen in Deutschland nach Brennstoffen.....	74
Abbildung 6-4:	Instrumentenvergleich: Deutsche Stromimporte und –exporte ..	76
Abbildung 6-5:	Emissionsveränderung für das Szenariojahr 2030 gegenüber Basislauf für Deutschland und Europa	77
Abbildung 6-6:	Merit-Order für Deutschland und die übrigen modellierten Länder im Basislauf im Jahr 2030	79
Abbildung 6-7:	Merit-Order für Deutschland und die übrigen modellierten Länder mit nationalem CO ₂ -Preis von zusätzlich 10 €/t CO ₂ im Jahr 2030 in Deutschland.....	80
Abbildung 6-8:	Merit-Order für Deutschland und die übrigen modellierten Länder mit nationalem CO ₂ -Preis von zusätzlich 9 €/t CO ₂ im Jahr 2030 in Deutschland	81
Abbildung 6-9:	Merit-Order für Deutschland und die übrigen modellierten Länder mit nationalem CO ₂ -Preis in Höhe von 10 €/ t CO ₂ im Jahr 2030 für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke in Deutschland	82

Abbildung 6-10: Merit-Order für Deutschland und die übrigen modellierten Länder mit höherem CO ₂ -Preis in der EU im Jahr 2030 (20 €/EUA zusätzlich; insgesamt 57 €/EUA).....	83
Abbildung 6-11: Merit-Order für Deutschland und die übrigen modellierten Länder mit Kapazitätsmanagement für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke	84
Abbildung 7-1: Instrumentenvergleich: Strompreise im Szenariojahr 2030	88
Abbildung 7-2: Instrumentenvergleich: Anstieg der Strombezugskosten im Großhandel im Szenariojahr 2030 in Mrd. €.....	89
Abbildung 7-3: Absolute Veränderung der Deckungsbeiträge durch die Einführung von Instrumenten im Vergleich zum Basislauf.....	91
Abbildung 8-1: Erzeugung in Deutschland 2030: Basislauf und Sensitivitäten..	95
Abbildung 8-2: Erzeugung in Deutschland im Jahr 2030: Sensitivitätsanalysen für Basislauf und für die beiden Instrumentencluster SK&BK und CO ₂ -Preis-D.....	97
Abbildung 8-3: Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland 2030 im Basislauf und den Sensitivitäten	100
Abbildung 8-4: CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 2030: Basislauf und Sensitivitätsanalysen für die beiden Instrumentencluster	102
Abbildung 8-5: Veränderung des Austausch 2030 gegenüber dem Basisreferenzlauf.....	106
Abbildung 8-6: Exportsaldo 2030 länderscharf (Instrumente).....	107
Abbildung 8-7: Exportsaldo 2030 länderscharf (Sensitivitäten für Basislauf)..	108
Abbildung 8-8: Austausch 2030 (Sensitivitäten für Kapa SK&BK)	109
Abbildung 8-9: Austausch 2030 (Sensitivitäten für CO ₂ -Preis-D).....	110
Abbildung 8-10: Veränderung der Strompreise im Vergleich zum Basislauf für Sensitivitäten im Jahr 2030.....	111
Abbildung 8-11: Veränderung der Deckungsbeiträge und Strompreise im Vergleich zum Basislauf 2030	113
Abbildung A 1: Systemgrenzen von PowerFlex-EU	123
Abbildung A 2: Zentrale Ergebnisse von BET-EuroMod.....	127
Abbildung A 3: Zentrale Eingangsgrößen und Ergebnisse von BET-EuroMod.....	129
Abbildung A 4: Einfaches "merit order"-Modell	131

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1:	Inländische Stromnachfrage (TWh)	43
Tabelle 4-2:	Entwicklung der Preise frei Kraftwerk im Vergleich der Szenarien, 2015 bis 2030	44
Tabelle 4-3:	EUA-Preise im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) und Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)	44
Tabelle 4-4:	Entwicklung erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten im Basis-Szenario	46
Tabelle 4-5:	Entwicklung konventioneller Kraftwerkskapazitäten (netto) im Basis-Szenario	47
Tabelle 4-6:	Entwicklung der ausländischen Stromnachfrage im Basis-Szenario	48
Tabelle 4-7:	Entwicklung erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten in der Sensitivität Hohe Exporte	48
Tabelle 4-8:	Entwicklung konv. Kraftwerkskapazitäten (netto) in der Sensitivität Hohe Exporte	49
Tabelle 4-9:	Entwicklung der ausländischen Stromnachfrage in der Sensitivität Niedrige Exporte	49
Tabelle 4-10:	Unterstellte NTC-Werte an deutschen Kuppelstellen	50
Tabelle 5-1:	Überblick Instrumente	51
Tabelle 5-2:	Instrument Kapa BK: Kapazitäten der Braunkohlekraftwerke > 200 MW, 2025 und 2030	59
Tabelle 5-3:	Instrument Kapa BK: Stilllegungen der Braunkohlekraftwerke nach Betreibern	60
Tabelle 5-4:	Instrument Kapa BK: Verbleibende Kapazität der Braunkohlekraftwerke	60
Tabelle 5-5:	Vergleich des Wirkungsgrades eines neuen Braunkohlekraftwerks mit dem Wirkungsgrad eines alten Steinkohlekraftwerks bei gleichen spezifischen Emissionen pro kWh _{el}	60
Tabelle 5-6:	Instrument Kapa SK&BK: Verbleibende Kapazität der Braunkohlekraftwerke	61
Tabelle 5-7:	Instrument Kapa SK&BK: Kapazitäten der Braunkohlekraftwerke, 2025 und 2030	63
Tabelle 5-8:	Instrument Kapa SK&BK: Stilllegungen von Braunkohle-KW nach Betreibern	64
Tabelle 5-9:	Instrument Kapa Sk&BK: Übersicht installierte Kapazitäten der Steinkohlekraftwerke in den Jahren 2025, 2030	65
Tabelle 6-1:	Vergleich Nettostromerzeugung 2014 und Läufe im Szenariojahr 2030	73

Tabelle 6-2:	Vergleich CO ₂ -Emissionen 2014 und Läufe im Szenariojahr 2030 (ohne prozessbedingte CO ₂ -Emissionen der Rauchgasreinigung)	75
Tabelle 6-3:	Europäischer Rebound-Effekt je Instrument im Szenariojahr 2030	78
Tabelle 7-1:	Kostenvergleich der Instrumente (Kraftwerkseinsatzkosten im Jahr 2030)	87
Tabelle 7-2:	Vergleich der Bewertungsindikatoren	92
Tabelle 8-1:	Übersicht Sensitivitäten	93
Tabelle 8-2:	Emissionsminderung in Mio. Tonnen und europäischer Rebound-Effekt je Instrument 2030	104
Tabelle 8-3:	Parameter für Typkraftwerke	112
Tabelle 9-1:	Gesamtbewertung der Instrumente.....	116

Abkürzungsverzeichnis

AEO	Annual Energy Outlook
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
BET-SysMod	BET-Modell zur Kraftwerkseinsatzoptimierung (Systemmodellierung)
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetzes
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BReg	Bundesregierung
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
CBA	Cost-benefit analysis
DB	Deckungsbeitrag
EC	European Commission
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EGS	Ecosystem Goods and Services
EIA	Energy Information Administration
EnergieSt-RL	Energiesteuer-Richtlinie
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETS-RL	Emissionshandels-Richtlinie
EuGH	Europäischer Gerichtshof
GuD Anlage	Kombiniertes Gas- und Dampfkraftwerk
IE-RL	Industrieemissions-Richtlinie
KS	Klimaschutzszenario
KWK-Kraftwerke	Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario
MWMS	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario
PV	Photovoltaik
SOAF	Scenario outlook and adequacy forecast
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
Vbh	Vollbenutzungsstunden

Zusammenfassung

Auf der Klimakonferenz in Paris wurde vereinbart, dass die globale Erwärmung auf deutlich unter 2°C, möglichst 1,5°C, begrenzt werden soll. Dies erfordert erhebliche Emissionsminderungen, zu denen alle Sektoren beitragen müssen. Im Jahr 2014 betrug der Anteil der Energiewirtschaft an den gesamten Treibhausgasemissionen Deutschlands 40%. Damit liegt in diesem Sektor der mit Abstand größte Anteil an den Treibhausgasemissionen. Emissionsminderungsstrategien in Deutschland erfordern deshalb substantielle Beiträge der Energiewirtschaft.

Die Bundesregierung hat am 14. November 2016 den Klimaschutzplan 2050 verabschiedet. Dieser Plan beschreibt die konkreten nächsten Reduktionsschritte und implementiert Sektorziele für das Jahr 2030. Für die Energiewirtschaft sieht der Klimaschutzplan bis zum Jahr 2030 eine Reduzierung der Treibhausgase um 61 bis 62 Prozent gegenüber 1990 vor; dies entspricht einer Halbierung der Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft gegenüber dem Jahr 2014.

In der vorliegenden Studie wurden verschiedene Instrumente zur Emissionsminderung im Stromsektor betrachtet. Der Stromsektor ist größtenteils deckungsgleich mit der Energiewirtschaft. Die Energiewirtschaft umfasst neben den öffentlichen Kraftwerken allerdings auch z.B. die Emissionen der Raffinerien. Der Stromsektor umfasst außerdem Industriekraftwerke, deren Emissionen außerhalb der Energiewirtschaft bilanziert werden. Es wurde berechnet, welches Emissionsminderungsziel sich für den Stromsektor ergibt, um das Sektorziel für die Energiewirtschaft einzuhalten. Ergebnis ist, dass auch der Stromsektor seine Emissionen ausgehend vom Jahr 2014 fast halbieren muss, dies bedeutet ein Emissionsminderungsziel von 180 bis 188 Mio. t. Im Rahmen der Studie wurden folgende Instrumente untersucht, um dieses Ziel zu erreichen:

- Kapazitätsmanagement nur bei Braunkohle (Kapa BK): Stilllegung von Braunkohlekraftwerken durch einen ordnungsrechtlichen Ansatz oder eine Verhandlungslösung. Bis 2030 reduziert sich die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke auf nur noch 5 GW oder um etwa 75% gegenüber dem Jahr 2014. In der Referenzentwicklung geht die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke bereits auf 13 GW zurück. Der durch das Instrument verursachte Rückgang der Kraftwerkskapazitäten beträgt dann etwa 60% gegenüber der Referenzentwicklung. Die Kapazitäten der Steinkohlekraftwerke bleiben gegenüber der Referenzentwicklung unverändert.
- Kapazitätsmanagement Braun- und Steinkohle (Kapa SK&BK): Stilllegung von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken mit einem Alter von über 40 Jahren. Bis 2030 reduziert sich die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke um 55% und die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke um etwa 60% gegenüber dem Jahr 2014. Der durch das Instrument verursachte Rückgang der Kraftwerkskapazitäten gegenüber der Referenzentwicklung beträgt dann etwa 30% bei Braunkohlekraftwerken und etwa 45% bei Steinkohlekraftwerken
- Nationaler CO₂-Preis-Aufschlag (CO₂-Preis-D): Implementierung eines nationalen CO₂-Preises zusätzlich zum CO₂-Preis im europäischen Emissionshandel, z.B. in Form einer Brennstoffsteuer für die Stromerzeugung. Für die Erreichung der Minderungsziele im Szenariojahr 2030 ist ein CO₂-Preis-Aufschlag von etwa 9 bis 10 €/t CO₂ notwendig (bei einem angenommenen Anstieg des CO₂-Preis im europäischen Emissionshandel auf 37€/t CO₂ bis 2030). Industrielle Anlagen im ETS, die nicht zur Stromerzeugung dienen, wären von diesem Preisaufschlag nicht betroffen.
- Nationaler CO₂-Preis-Aufschlag nur für Braun- und Steinkohle (CO₂-Preis-D für Kohle). Für die Erreichung der Minderungsziele im Szenariojahr 2030 ist ebenfalls ein CO₂-Preis-Aufschlag von etwa 10 €/t CO₂ notwendig.

- Höherer CO₂-Preis im EU-ETS (CO₂-Preis-EU): Es wird ein um 20€/t CO₂ erhöhter CO₂-Preis angenommen, also 57€/t CO₂ im Jahr 2030.
- Volllaststunden-Modell (Vbh-Begrenzung): Die Volllaststunden von Kohlekraftwerken werden durch eine Emissionsobergrenze (in Mio. t pro GW installierter Leistung) reduziert. Die Volllaststunden der Braun- und Steinkohlekraftwerke sinken dadurch auf 3.000 bis 4.000 Stunden im Jahr 2030.

Die einzelnen Instrumente wurden mit den Strommarktmodellen Power-Flex-EU und dem BET-Strommarktmodell untersucht. Ziel war es, die energiewirtschaftlichen Wirkungsmechanismen der einzelnen Instrumente zu untersuchen und zu vergleichen. Als Kernergebnisse können festgehalten werden:

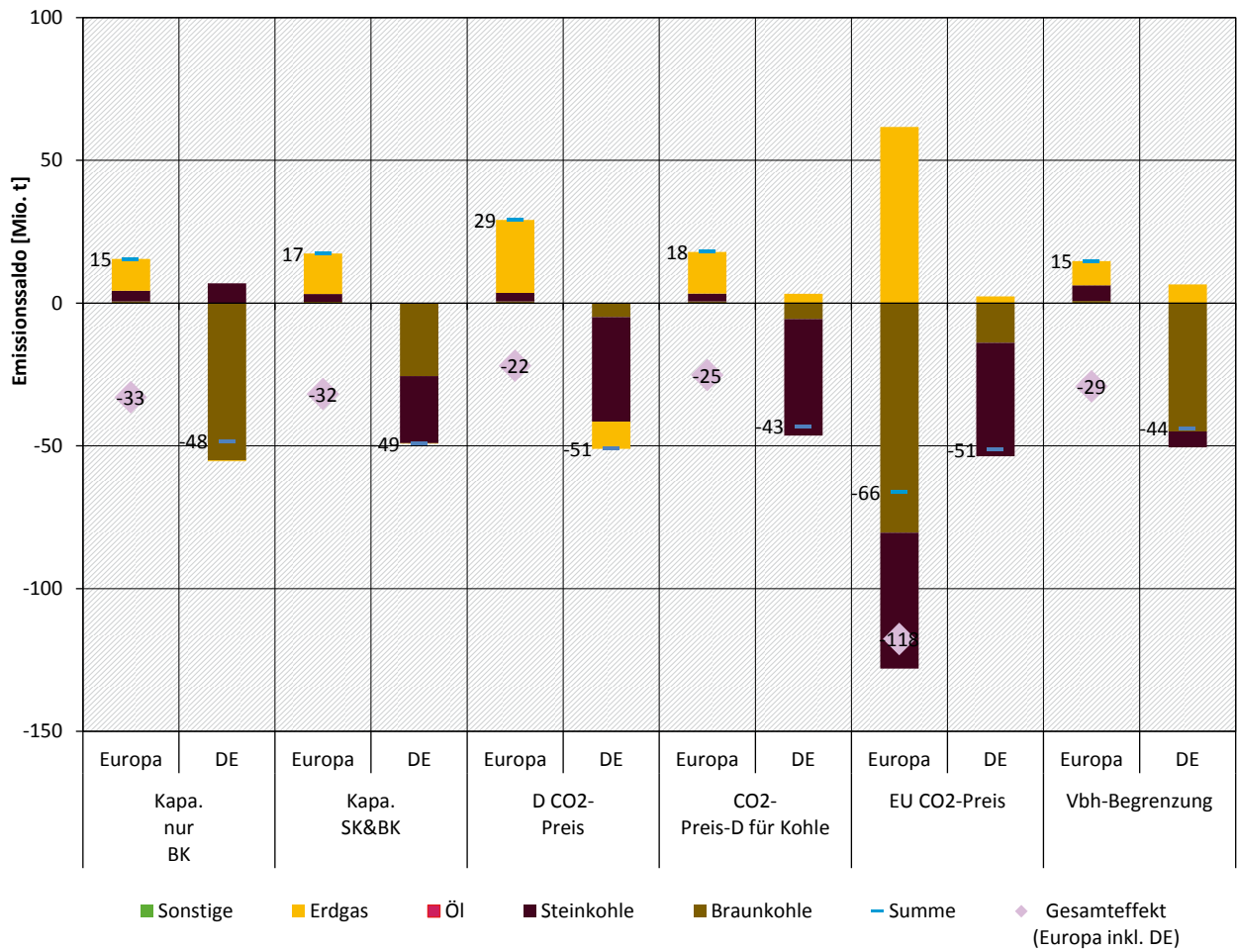
1. Der Großteil der bis 2030 notwendigen Emissionsminderungen wird durch bereits beschlossene Maßnahmen (z.B. der Ausbau erneuerbarer Energien) erreicht (Referenzentwicklung). Die Emissionen der Kohlekraftwerke gehen im Basislauf bis zum Jahr 2030 bereits um 40% gegenüber 2014 zurück.
2. Für die Erreichung der Klimaschutzziele im Stromsektor ist eine stärkere Minderung der Emissionen aus Kohlekraftwerken um etwa 60 % gegenüber dem Jahr 2014 erforderlich. Diese Konsequenz ergibt sich bei allen modellierten Instrumenten. Je nach Instrument beträgt der Rückgang der Kohleverstromung 54% bis 61% bis zum Jahr 2030 gegenüber 2014.
3. Alle Instrumente führen dazu, dass der deutsche Stromexportüberschuss reduziert wird. Deutschland bleibt aber bei allen betrachteten Instrumenten im Betrachtungszeitraum Netto-Stromexporteur.
4. Die einzelnen Instrumente wirken unterschiedlich auf die Stromerzeugung der einzelnen Brennstoffe. Ein Kapazitätsmanagement reduziert die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken direkt. Die Exporte sinken, ein Teil der wegfallende Produktion wird auch durch inländische Erdgaskraftwerke übernommen. Der nationale CO₂-Preis-Aufschlag wirkt anders und reduziert vorrangig die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken, aber auch aus Erdgaskraftwerken.
5. Diese unterschiedlichen Wirkungsmechanismen führen auch zu einer unterschiedlichen europäischen Minderungswirkung. Denn in den europäischen Nachbarländern steigen die Emissionen durch die Instrumente leicht an (Rebound-Effekt). Durch ein Kapazitätsmanagement können diese Rebound-Effekte minimiert werden. Bei einem nationalen CO₂-Preis-Aufschlag treten die höchsten Rebound-Effekte auf. Die Wirkungen auf die einzelnen Energieträger sind in Abbildung Z-1 zusammengestellt.
6. Die Strompreiseffekte der betrachteten Instrumente sind mit nur 2 €/MWh im absoluten Niveau im Jahr 2030 gering. Aus der Perspektive der Stromverbraucher ist es somit unerheblich, welches Instrument umgesetzt wird, solange die Instrumente ohne umfangreiche Zahlungen an die Kraftwerksbetreiber eingeführt werden.
7. Durch einen nationalen CO₂-Preis-Aufschlag kann der Staat zusätzliche Einnahmen generieren. Aus der Perspektive der Kraftwerksbetreiber ist ein CO₂-Preis-Aufschlag aber wenig attraktiv, da dieser die Deckungsbeiträge aller Kraftwerke deutlich reduziert.
8. Strukturpolitisch ist das Kapazitätsmanagement für Stein- und Braunkohlekraftwerke das attraktivste Instrument. Es müssen nur ältere Kohlekraftwerke, die vor 1990 errichtet wurden, bis 2030 stillgelegt werden. Dies führt zu vergleichsweise gleichmäßigen Beiträgen von

Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken und den einzelnen Kraftwerksbetreibern. Die Strukturanpassungen können also schrittweise erfolgen. Zentraler Vorteil für die Kraftwerksbetreiber ist, dass die im Markt verbleibenden, neueren Kraftwerke von den Strompreissteigerungen profitieren können, ohne dass diesen Kraftwerken Kosten entstehen. In der Gesamtschau dürfte damit das Kapazitätsmanagement für Stein- und Braunkohlekraftwerke für den nächsten Reduktionsschritt bis zum Jahr 2030 das attraktivste der hier untersuchten Instrumente sein.

9. Es besteht weiterer Forschungsbedarf bezüglich der Arbeitsplatzeffekte, der Verteilung von Minderungslasten auf die Reviere sowie der notwendigen strukturpolitischen Flankierung der betrachteten klimapolitischen Maßnahmen.

Hinsichtlich der wesentlichen rechtlichen Rahmenbedingungen, die bei der Instrumentenentwicklung zu berücksichtigen sind, ist in verfassungsrechtlicher Hinsicht hervorzuheben, dass der Kohleausstieg über angemessen lange Anlagenlaufzeiten und entsprechende Fristbestimmungen relativ problemlos so ausgestaltet werden kann, dass keine Entschädigungspflichten des Staates ausgelöst werden. Insbesondere entfaltet die Anlagengenehmigung keinen Vertrauensschutz gegenüber strategisch angelegten Kohleausstiegsinstrumenten. Auch der aus der Emissionshandelsklausel (damals § 5 Abs. 1 Satz 2 bis 4 BImSchG, heute § 5 Abs. 2 BImSchG) ableitbare Vertrauensschutz erstreckt sich gerade nicht darauf, von anderen Klimaschutzinstrumenten verschont zu bleiben. Die Betrachtung zeigt auch, dass sich Deutschland mit einer langfristig angelegten Steuerung der Energiewende im Sinne einer schrittweisen Dekarbonisierung des Stromsektors nicht im Konflikt mit dem EU-Recht – namentlich dem Emissionshandel – befinden kann. Ein nationaler-CO₂-Preis-Aufschlag müsste in Deutschland wegen des Finanzverfassungsrechts über eine Ausweitung der Energiesteuer auf Kohle und Erdgas als Brennstoff für die Stromerzeugung umgesetzt werden. Zwar ist Strom bereits der - vergleichsweise geringen - Stromsteuer unterworfen. Eine „Input-Output-Besteuerung“ ist aber verfassungs- und europarechtlich zulässig. Die Erhebung einer rechtlich eigenständigen CO₂-Steuer, die neben der Energiesteuergesetz stehen würde, ist wegen des Finanzverfassungsrechts nicht möglich.

Abbildung Z-1: Emissionsveränderung für das Szenariojahr 2030 gegenüber Basislauf für Deutschland und Europa



Quelle: Öko-Institut

Executive Summary

At the climate conference in Paris it was agreed that global warming should be limited to well below 2 °C and preferably 1.5 °C. This requires substantial emission reductions, to which all sectors must contribute. In 2014 the energy industry was responsible for 40 % of Germany's total greenhouse gas emissions. The energy sector has by far the largest share of emissions in these total GHG emissions. Emission reduction strategies in Germany therefore necessitate that the energy industry makes substantial contributions. On 14 November 2016, the German government adopted the 2050 Climate Protection Plan. This plan shows the next concrete steps in emission reduction and implements sectoral targets for 2030. For the energy industry, the Climate Protection Plan specifies a greenhouse gas reduction of 61 to 62 percent by 2030 compared to 1990 levels, which corresponds to a halving of the greenhouse gas emissions of the energy industry compared to 2014.

In the present study different instruments for reducing emissions in the electricity sector are considered. The electricity sector is largely congruent with the energy industry. In addition to public power plants, the energy industry also comprises, for example, the emissions of the refineries. The electricity sector also includes industrial power plants, the emissions of which are recorded outside the scope of the sector energy industries. The emission reduction target for the electricity sector was calculated to meet the energy industry's sectoral target. The result is that the electricity sector must also almost halve its emissions from 2014 onwards, which makes for an emission reduction target of 180 to 188 million tonnes. Within the scope of the study, the following instruments for achieving this target were analysed:

- Capacity management only for lignite: lignite-fired power plants are decommissioned using a regulatory approach or a negotiated solution. By 2030 the installed capacity of lignite-fired power plants is reduced to only 5 GW or by approx. 75 % compared to 2014. In the reference development, the installed capacity of lignite power plants is reduced to 13 GW. The reduction in power plant capacity brought about by the instrument itself is approx. 60 % compared to the reference development. The capacities of hard coal-fired power plants remain unchanged compared to the reference development.
- Capacity management for lignite and hard coal: lignite-fired power plants and hard coal power plants that are over 40 years old are decommissioned. The installed capacity of lignite power plants is reduced by 55 % and the installed capacity of hard coal power plants by approx. 60 % by 2030 compared to 2014. The reduction in power plant capacity that is brought about by the instrument compared to the reference development amounts to approx. 30 % for lignite-fired power plants and approx. 45 % for hard coal-fired power plants.
- German CO₂ price surcharge: a national CO₂ price is implemented in Germany on top of the CO₂ price of the EU ETS, e.g. in the form of a fuel tax for electricity generation. To achieve the emission reduction targets for 2030, a CO₂ price surcharge of 9 to 10 €/CO₂ is necessary (under the assumption that the CO₂ price of the EU ETS increases to 37 €/t CO₂ by 2030). Industrial installations covered by the EU ETS would not be subject to this price surcharge.
- German CO₂ price surcharge only for lignite and hard coal: In this case a CO₂ price surcharge of 10 €/t CO₂ is necessary as well, in order to achieve the emission reduction targets for 2030.
- Higher CO₂ price in the EU ETS: A CO₂ price increased by 20 €/t CO₂ is assumed, i.e. 57 €/t CO₂ in 2030.

- **Emission performance standard:** The full load hours of coal-fired power plants in Germany are decreased based on a maximum quantity of emissions (in million t per GW of installed capacity). The full load hours of lignite- and hard coal-fired power plants are thereby reduced to 3,000 to 4,000 hours in 2030.

The instruments were analysed using the Power-Flex-EU and the BET electricity market models. The aim was to examine and to compare the effects of the different instruments on the electricity sector. The analysis leads to the following main results:

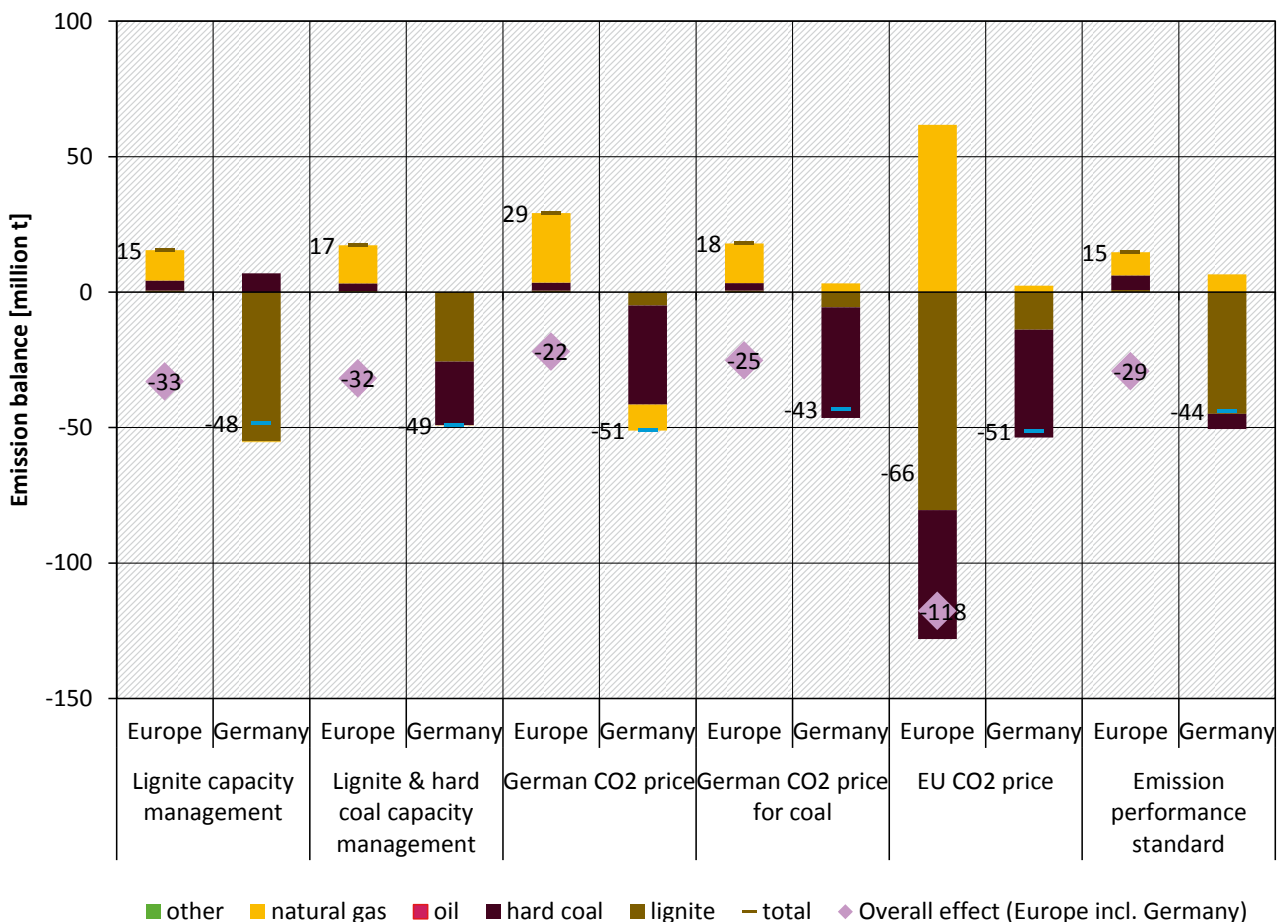
1. The majority of the emission reductions needed by 2030 are achieved by measures (e.g. those for the expansion of renewable energies) that have already been agreed upon (reference development). The emissions of coal-fired power plants already decrease by 40 % by 2030 compared to 2014 in the baseline.
2. To achieve the emission reduction targets in the electricity sector, it is necessary to reduce emissions from coal fired power plants by approx. 60 % by 2030 compared to 2014. This is the same for all the instruments modelled. Depending on the instrument, the reduction in coal-fired electricity production amounts to between 54 % and 61 % by 2030 compared to 2014.
3. All instruments lead to a reduction in Germany's electricity export surplus. However, Germany remains a net electricity exporter up to 2030 in all instruments considered.
4. The different instruments have different effects on the electricity generation of the individual fuels. Capacity management directly reduces electricity generation from coal-fired power plants. Electricity exports decrease. Production of domestic natural-gas-fired power plants increases. The German CO₂ price surcharge has a different effect; it primarily reduces the electricity generation of hard coal-fired power plants but also reduces that of natural-gas-fired power plants, too.
5. These different effects also result in different effects on emission reductions in Europe. In the countries neighbouring Germany, emissions are slightly increased by the analysed instruments (rebound effect). Capacity management minimises these rebound effects. The highest rebound effects occur with a German CO₂ price surcharge. The effects on the different fossil fuels are shown in Figure S-1.
6. The electricity price effects of the instruments analysed are low at only 2 €/MWh in absolute terms. From the perspective of electricity consumers, it is therefore not relevant which instrument is implemented as long as the instruments are introduced without extensive payments being made to the power plant operators.
7. The government can generate additional revenue with a national CO₂ price surcharge. From the perspective of the power plant operators, however, a CO₂ price surcharge is not very attractive since it substantially reduces the contribution margins of all power plants.
8. In terms of structural adjustments, capacity management of hard coal- and lignite-fired power plants is the most attractive instrument. Only coal-fired power plants built before 1990 have to be decommissioned by 2030. This results in lignite- and hard coal-fired power plants and the power plant operators having comparatively evenly distributed contributions. The structural adjustments can, therefore, be made gradually. A key advantage for the power plant operators is that the newer power plants remaining in the market can profit from electricity price increases without these power plants incurring costs. From an overall perspective, therefore, capacity management of hard coal- and lignite-fired power plants is likely to prove the most

attractive of the instruments analysed for the next step in emission reductions, i.e. those which need to be made by 2030.

- Further research is needed on the effects on jobs, the distribution of contributions to emission reduction among the German mining districts and on the structural policy that is necessary for the flanking of climate policy measures.

With a view to the essential legal framework conditions that need to be taken into account in the development of instruments, it should be emphasized that, constitutionally speaking, the phase-out of coal with appropriately long power plant operating times and corresponding deadlines can be designed relatively easily in such a way that the government does not need to make compensatory payments to power plant operators. Power plant permits do not protect legitimate expectations with respect to the use of instruments for the strategic phase-out of coal. The protection of legitimate expectations afforded by the emissions trading rules (previously § 5 para. 1 sentence 2 to 4 of the German Federal Immission Control Act (BImSchG), now § 5 para. 2 BIm-SchG) also does not extend to other climate policy instruments. The analysis also shows that long-term steering of a gradual decarbonisation of Germany’s electricity sector would not be in conflict with EU law (emission trading rules in particular). For constitutional reasons, a national CO₂ price surcharge would have to be implemented in Germany by increasing the energy tax on coal and natural gas. Although electricity is already subject to the – comparatively low – electricity tax, “input-output taxation” is permissible under constitutional and European law. The levying of a legally independent CO₂ tax that would be in addition to the German Energy Tax Act is not possible under Germany’s financial laws

Figure S-1: Change in emissions for the 2030 scenario year compared to the baseline, Germany and Europe



Source: Öko-Institut

The following results were determined in the overall assessment:

- **Emission reductions in Germany:** All the instruments considered in this report are designed so that they achieve a 2030 target range of between 180 and 188 million t CO₂ for the electricity sector in Germany (in 2015 the emissions of the electricity sector amounted to ~350 million t CO₂). This necessitates annual CO₂ reductions of 11 million t CO₂ on average. If this pace of emission reduction is continuously maintained, fossil-fuelled electricity generation can be completely decarbonized in Germany by 2046. Capacity management also directly reduces the emission-intensive electricity generation from German lignite power plants while a CO₂ price brings about reductions in the electricity generation of German natural gas and hard coal-fired power plants in particular. All the instruments analysed reduce Germany's export surplus – however, to different extents, since national CO₂ prices reduce exports more strongly than capacity management instruments.
- **Emission reductions in Europe:** The instruments differ in terms of the rebound effects they have within Europe¹. Capacity management leads to higher emission reductions in Europe than the introduction of a German CO₂ price surcharge. Due to the withdrawal of emission-intensive capacities from the electricity market in Germany, the capacities of power plants with low specific emissions throughout Europe are used more heavily. CO₂ prices have a different effect, however: they change the merit order on the electricity market. If the CO₂ price has an effect exclusively on power plants in Germany (national CO₂ prices), the power plants in Germany are used to a somewhat lesser extent since they are moved further down the merit order.
- **Robustness of the emission reductions:** The analysis shows that capacity management reacts more robustly than a national CO₂ price to the external developments examined. Compared to a national CO₂ price, capacity management can better cushion an increase in emissions arising from high electricity exports from Germany to other countries or falling CO₂ prices in the EU ETS because the emission-intensive power plants are withdrawn from the electricity system instead of their generation being reduced. It should be noted that the national CO₂ price was modelled as a premium added to the CO₂ price in the EU ETS. A national CO₂ price floor, which would be determined independently of the EU CO₂ price, was not analysed. It would react much more robustly to falling CO₂ prices.
- **Electricity price effects:** The electricity price effects of the instruments considered are comparable, but low in absolute terms, amounting to only 2 €/MWh. Overall, pan-European developments such as those relating to fuel prices or capacity developments abroad have a much stronger impact on electricity prices than national instruments.
- **Contribution margins of companies:** As a result of the rising electricity prices, the contribution margins of the power plants remaining on the market also increase when a capacity management instrument is used. A national CO₂ price significantly reduces the contribution margins of power plants because the additional CO₂ costs are only partly compensated by the increase in the electricity price. Limiting the full load hours of power plants has varied effects on the individual fuels. The contribution margins of lignite-fired power plants are reduced,

¹ In this study, emission reductions in the European power plant fleet were analysed using electricity market models. These additional emission reductions lead to an interaction with the EU ETS, in particular the market stability reserve. In order to secure these reductions in the long term, it makes sense to reduce the number of available emission rights (allowances). This matter was not the focus of this study, but is discussed in general terms in Section 3.2.

while those of hard coal-fired power plants increase slightly. As a result, capacity management of lignite and hard coal power plants is the most attractive instrument for power plant operators.

Table S-1 summarises the climate policy instruments analysed in this report. From an overall perspective, capacity management of lignite- and hard coal-fired power plants should prove to be the most attractive of the instruments analysed in this study, in particular with a view to the 2030 emission reduction target.

Compared to a German CO₂ price, capacity management of hard coal and lignite power plants results in low rebound effects and a low reduction in the contribution margins of power plants. Coal-fired power plants built before 1990 would be affected by this instrument. Therefore, the structural adjustments can be made gradually. The different power plant operators have comparatively evenly distributed contributions.

Table S-1: Overall assessment of the instruments

	Lignite capacity management	Lignite & hard coal capacity management	German CO ₂ price	German CO ₂ price for coal	EU CO ₂ Price	Emission performance standard
Emission reduction in Europe	+	+	-	-	+	0
Robustness of emission reductions		+	-			
Minimization of power plant utilization costs	-	0	+	+	+	-
Electricity price effects	0	+	+	+	-	-
Contribution margins of companies	-	+	-	-	-	0
Emission reduction in Europe	+	+	-	-	+	0

Source: Öko-Institut

Outlook:

The focus of the analysis was an emission reduction by 2030 as currently foreseen by Germany's Climate Action Plan. If a stronger emission reduction is pursued – e.g. to achieve the objectives of the Paris Agreement – the question of which policy instrument to implement will need to be reevaluated (in the case of a higher emission reduction, newer power plants would have to make greater contributions; for newer power plants it should be easier to implement CO₂ pricing without compensatory payments compared to a capacity management).

Further research is needed on flanking measures for structural change and the job effects. In this study it was ensured that the adjustments in Germany's mining areas are made gradually with respect to capacity management of lignite- and hard coal-fired power plants. All these mining areas

make a contribution to the emission reductions. By 2030, Rhineland makes the largest contribution to emission reductions while Central Germany makes a disproportionately low contribution. The extent to which it would be useful to distribute the emission reduction contributions more evenly among the mining districts is a question for further research. Cost structures in the open-cast mines as well as regional economic structures should be taken into account in this research. In addition, it would also be useful to take a closer look in future at the steps in emission reduction that need to be taken after 2030. In the neighbouring European countries, dynamic developments are observed in national efforts to reduce emissions. The UK, for example, is planning to phase out coal by 2025. This significantly reduces rebound effects in Europe. It was not yet possible to consider this coordinated approach by European neighbouring countries in this study, but it should be kept in mind for future research.

It would be useful to conduct further analyses on the rebound effects of the individual instruments. Depending on how the instrument functions and on the energy policy environment assumed, it could be useful to conduct additional calculations with endogenous decommissioning decisions (e.g. with respect to price structures and guaranteeing security of supply). The need to replace CHP heat supply was included only in a simplified form in this study. Further research needs to be conducted on the substitution strategy for coal-fired CHP plants. The quantitative analysis of interactions with the emissions trading system was not part of this study. When the changes are completed to the EU Emission Trading Directive for the 2021-2030 period, interactions with the market stability reserve, for example, could be analysed in more detail.

1 Einleitung

Auf der Klimakonferenz in Paris wurde vereinbart, dass die globale Erwärmung auf deutlich unter 2°C, möglichst 1,5°C, begrenzt werden soll. Dies erfordert erhebliche Emissionsminderungen, zu denen alle Sektoren beitragen müssen. Im Jahr 2014 betrug der Anteil der Energiewirtschaft an den gesamten Treibhausgasemissionen Deutschlands 40%. Damit liegt in diesem Sektor der mit Abstand größte Anteil an den Treibhausgasemissionen. Emissionsminderungsstrategien in Deutschland erfordern deshalb substantielle Beiträge der Energiewirtschaft.

Deutschland hat sich bereits mit dem 2010 veröffentlichten Energiekonzept in den letzten Jahren im Bereich der Klima- und Energiepolitik sehr weitreichende langfristige Ziele gesetzt. Die Bundesregierung hat am 14. November 2016 den Klimaschutzplan 2050 verabschiedet. Dieser Plan beschreibt die konkreten nächsten Reduktionsschritte und implementiert Sektorziele für das Jahr 2030. Für die Energiewirtschaft sieht der Klimaschutzplan bis zum Jahr 2030 eine Reduzierung der Treibhausgase um 61 bis 62 Prozent gegenüber 1990 vor; dies entspricht einer Halbierung der Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft gegenüber dem Jahr 2014.

Im Projektionsbericht 2015 (BReg 2016, MWMS-Szenario) wird festgestellt, dass die im Rahmen des Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 beschlossenen Maßnahmen nicht ausreichen werden, um das Zwischenziel für 2030 (55 % Minderung gegenüber 1990) zu erreichen.

Vor diesem Hintergrund wurde das Öko-Institut gemeinsam mit BET und Prof. Klinski vom Umweltbundesamt beauftragt, die Effekte von sechs nationalen Emissionsminderungsinstrumenten im Bereich des Stromsektors zu untersuchen.

In Kapitel 2 werden zunächst die rechtlichen Rahmenbedingungen für zusätzliche nationale Emissionsminderungsinstrumente im Bereich des Stromsektors skizziert. Aufbauend auf diesen Arbeiten, wird die konkrete Ausgestaltung eines nationalen CO₂-Preis-Aufschlags vertieft untersucht (Anhang 2).

In Kapitel 3 werden in einem ersten Schritt die durch die Instrumente zu erreichenden Emissionsminderungsziele im Stromsektor definiert. Schwerpunkt waren die Stützjahre 2025 und 2030. Diese werden aus dem im Klimaschutzplan 2050 festgelegtem Sektorziel der Energiewirtschaft für 2030 abgeleitet.

Kapitel 4 stellt die Methodik der Strommarktmodellierung vor und dokumentiert die Rahmenannahmen. Bei der Modellierung wurde eine neue Version des Strommarktmodells des Öko-Instituts eingesetzt, welches das europäische Ausland besser abbildet (Power-Flex-EU). Die Rahmenannahmen zum europäischen Ausland werden detailliert dargestellt.

Im Kapitel 5 werden die in dieser Studie betrachteten Instrumente und die Parametrisierung dieser Instrumente vorgestellt, um die Emissionsminderungsziele zu erreichen. Die betrachteten Instrumente lassen sich in die Cluster Kapazitätsmanagement und CO₂-Preis einteilen. Im ersten Instrumentencluster sind alle Instrumente enthalten, welche gezielt die verfügbare Kapazität emissionsintensiver Kraftwerke reduzieren. Im zweiten Instrumentencluster sind Instrumente enthalten, die über CO₂-Preise wirken. Diese CO₂-Preise wirken entweder für alle fossilen Kraftwerke oder nur für einen Teil der fossilen Kraftwerke.

Die Kapitel 6 bis 8 dokumentieren die Modellierungsergebnisse für die betrachteten Instrumente. Ziel der Modellierung war, die energiewirtschaftlichen Wirkungsmechanismen der einzelnen Instrumente aufzuzeigen und zu vergleichen. Eine exakte Parametrisierung einzelner Instrumente stand nicht im Fokus, sondern vielmehr der Vergleich der Wirkungsweise der unterschiedlichen Instrumente. Mit Blick auf Modellungenauigkeiten wurde darauf verzichtet, ein exaktes Emissionsziel zu erreichen, sondern stattdessen ein Emissionskorridor verwendet. Für die Modellierung wird der im Rahmen des

Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS) des Projektionsberichts 2015 ermittelte Kraftwerkspark für Deutschland verwendet. Dies bedeutet, dass Stilllegungsentscheidungen, die möglicherweise durch die Instrumente entstehen könnten, nicht berücksichtigt wurden. Schwerpunkt der Analyse waren damit Veränderungen des Kraftwerkseinsatzes im europäischen Kontext. Mit dem Strommarktmodell des Öko-Instituts (Power-Flex-EU) wurde die Wirkung der Instrumente auf die Stromerzeugung, die Emissionsminderung und die Importe/Exporte beschrieben (Kapitel 6); bzw. die unterschiedlichen Wirkungen der Instrumente bezüglich der Gesamtkosten, der Strompreise, und der Deckungsbeiträge verglichen (ökonomische Wirkungsanalyse, Kapitel 7). BET hat dann für den Basislauf und für die beiden Instrumentencluster Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Diese sind im Kapitel 8 dokumentiert.

2 Skizzierung der rechtlichen Rahmenbedingungen

2.1 Einleitendes

Als Grundlage für die Beantwortung der Frage nach weiteren möglichen Emissionsminderungsinstrumenten im Bereich der Kohleverstromung soll eine rechtliche Einordnung der verschiedenen Instrumentenoptionen mit Hinweisen auf geklärte und offene Rechtsfragen erfolgen. Die Bearbeitung erfolgt für drei Themenkomplexe:

- ▶ die Möglichkeiten zur Fixierung eines nationalen Kohleausstiegsfahrplans.
- ▶ Instrumentenoptionen kapazitativer Art (mengenbezogene Instrumentenansätze einschl. Reservemodell),
- ▶ Instrumentenoptionen der Bepreisung (Klimaschutzbeitrag, Steuern, nichtsteuerlichen Beitrags der Betreiber fossiler Kraftwerke zur Entlastung der EEG-Umlage).

Dabei ist eine in die Tiefe gehende rechtsgutachterliche Prüfung des Instrumentenspektrums nicht vorgesehen. Zur Thematik liegen bereits einige Veröffentlichungen vor, in denen die juristischen Probleme zwar nicht vollständig, aber doch größtenteils abgedeckt werden und an die hier in angeknüpft werden kann.²

Vorangestellt, wird eine kurz gehaltene Darstellung des verfassungsrechtlichen (Abschnitt 2.2) und EU-rechtlichen (Abschnitt 2.3) Rahmens. Dem folgt eine Art Ergebnisdarstellung für die drei o.g. Gruppen von Instrumentenoptionen (Abschnitte 2.3 bis 2.6).

2.2 Verfassungsrecht

Bei allen Instrumenten geht es um die Vereinbarkeit mit Grundrechten. Je nach Option kann das Eigentumsgrundrecht (Art. 14 GG) oder die Berufsfreiheit (Art. 12 GG) entscheidend betroffen sein, hinsichtlich der Ausgestaltung kommt es auch auf den Gleichheitsgrundsatz (Art. 3 Abs. 1 GG) an. Aspekte wie der Vertrauensschutz und die Verhältnismäßigkeit sind mit Gegenstand der Grundrechtsprüfung. Speziell für die Bepreisungsinstrumente spielen darüber hinaus die Vorgaben des Finanzverfassungsrechts (Art. 104 a ff. GG) eine begrenzende Rolle.

Grundrechte: Art. 12 und 14 GG, Verhältnismäßigkeit

Soweit ein Instrument darauf gerichtet ist, eine vorhandene Anlagengenehmigung in ihrer Geltungsdauer oder Nutzbarkeit einzuschränken, liegt der Schwerpunkt der von dem Instrument ausgehenden Grundrechtsbelastung bei Art. 14 GG. Demgegenüber stellen sich Instrumentenoptionen, die auf die Vermarktbarkeit des Stroms oder auf dessen Preis am Markt zielen, im Schwerpunkt als Eingriffe in die Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG) dar, weil sie die Möglichkeiten für die unternehmerische Betätigung am Markt einschränken.

² Zuletzt Klinski, Klimaschutz versus Kohlekraftwerke – Spielräume für gezielte Rechtsinstrumente, NVwZ 2015, 1473 ff; Spieth, Europarechtliche Unzulässigkeit des „nationalen Klimabeitrags“ für die Braunkohleverstromung, NVwZ 2015, 1173; Klinski, in: Horst/Leprich u.a. (IZES), Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen (Gutachten, 2015), Anhang A 3; Schäuble/Volkert u.a. (IASS), CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke (Gutachten, 2014); Ziehm, Neue rechtliche Vorgaben für Bau und Betrieb von Kohlekraftwerken (Rechtsgutachten, 2014); hierauf gestützt Ziehm, ZUR 2014, 129 f.; Ziehm, ZNER 2014, 34; zuvor Ziehm/Wegener, Zulässigkeit nationaler CO₂-Grenzwerte (Rechtsgutachten, 2013); Verheyen, Rechtliche Instrumente zur Verhinderung neuer Kohlekraftwerke und Braunkohletagebaue (Rechtsgutachten, 2013); Oei/Kempf u.a., Braunkohleausstieg - Gestaltungsoptionen (DIW 2014), S. 128 ff.

Da der Gesetzgeber bei der langfristig angestrebten Dekarbonisierung der Stromversorgung außerordentlich gewichtige Interessen des Gemeinwohls verfolgt, die zudem auf das „Staatsziel Umweltschutz“ aus Art. 20a GG gestützt werden können, weil sie dem Schutz der heute lebenden und der künftigen Generationen dienen, sind ihm hierzu grundsätzlich auch sehr schwerwiegende Eingriffe in Art. 14 und/oder 12 GG gestattet.³ Die wirtschaftlichen Interessen der Anlagenbetreiber müssen im Rahmen der Verhältnismäßigkeitsprüfung berücksichtigt werden, was seinen Niederschlag insbesondere in angemessenen langen Anlagenlaufzeiten und entsprechenden Fristbestimmungen finden muss. Zu beachten ist dabei jedoch, dass selbst aus dem (insoweit als stärker anzusehenden) Art. 14 GG kein Anspruch auf Amortisation folgt. Die betroffenen Anlagenbetreiber haben, soweit es für die verfolgten Gemeinwohlziele erforderlich ist, auch wirtschaftliche Nachteile hinzunehmen.⁴ Der Gesetzgeber wird aber gehalten sein, die Regelungen möglichst so auszugestalten, dass jüngeren und weniger emissionsträchtigen Kraftwerken im Ergebnis eine längere Laufzeit verbleibt als älteren und emissionsträchtigen, denn dem Gesichtspunkt des Alters (bzw. des Genehmigungszeitpunktes) kommt aus Gründen der Verhältnismäßigkeit und dem Gesichtspunkt der Emissionsträchtigkeit aus sachlichen Gründen ein besonderes Gewicht zu. Beiden Gesichtspunkten ist in der Abwägung des Gesetzgebers angemessene Rechnung zu tragen. Dem Gesetzgeber kommt insoweit grundsätzlich ein Gestaltungsspielraum zu.⁵

Insbesondere: Vertrauensschutz der Anlagenbetreiber

Einen weitergehenden Schutzanspruch könnten Anlagenbetreiber im Rahmen von Art. 14 GG haben, wenn sie sich auf eine gesetzlich abgesicherte Regelung stützen können, auf deren Grundlage sie ein besonderes schutzwürdiges Vertrauen darauf entwickeln konnten, ihre Anlage für einen bestimmten oder unbestimmten Zeitraum ohne weitere Einschränkung betreiben zu dürfen. Das könnte anzunehmen sein, wenn die auf § 6 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG)⁶ gestützte Anlagengenehmigung dahin zu verstehen sein sollte, dass der Staat mit ihnen einen Art Garantie ausgesprochen hat, von nachträglichen Anforderungen oder Einschränkungen verschont zu bleiben, soweit diese nicht nach dem BImSchG ausdrücklich gestattet sind. Der Vertrauensschutz ist auf das verfassungsrechtlich notwendige Maß reduziert.⁷ Der immissionsschutzrechtlich ohnehin begrenzte Vertrauensschutz der Anlagengenehmigung aus § 6 BImSchG erstreckt sich nach der explizit vom Bundesverfassungsgericht (BVerfG) gestützten⁸ Rechtsprechung des BVerwG⁹ nicht auf Anforderungen, die anderen Rechtsbereichen entstammen (vgl. § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG).

Das hat zur Folge, dass aus der Anlagengenehmigung kein Vertrauensschutz gegenüber Änderungen der Rechtslage abgeleitet werden kann, mit denen auf den Anlagenbetrieb anders eingewirkt wird als durch anlagenbezogene Anforderungen, die nach Art und Inhalt dem Rechtsgebiet des Immissionsschutzrechts zugeordnet werden können. Die Wahl der Energieträger und die Strukturen der Energie-

³ Grundlegend zum Gewicht von Art. 20a GG BVerfGE 128, 1, 41 ff. (insb. Rdnr. 151 und 243).

⁴ BVerwG, Urt. v. 30. April 2009 – 7 C 14/08 –, NVwZ 2009, 1441, 1443, Rdnr. 37; bestätigend BVerfG-K, Nichtannahmebeschluss v. 14. Januar 2010 – 1 BvR 1627/09, NVwZ 2010, 771, 777.

⁵ Vgl. zum Ganzen jetzt auch BVerfG, Urt. v. 06.12.2016 – 1 BvR 2821/11 (Atomausstieg), Rdnr. 219, 267 ff.

⁶ Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), das zuletzt durch Artikel 76 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.

⁷ Schink, Vier Jahrzehnte Immissionsschutzrecht, Thesenpapier, 40. Umweltrechtliche Fachtagung, 10.-14. November 2016, Leipzig, These 12.

⁸ BVerfG-K, Nichtannahmebeschluss v. 14. Januar 2010 – 1 BvR 1627/09, NVwZ 2010, 771, 772 ff., insb. Rdnr. 49 ff..

⁹ BVerwG, Urt. v. 30. April 2009 – 7 C 14/08 –, NVwZ 2009, 1441, 1442, insb. Rdnr. 25 (bezogen auf das Tierschutzrecht).

versorgung gehörten zu keinem Zeitpunkt zu den Regelungsgegenständen des BImSchG. Die Anlagenbetreiber konnten aus der Immissionsschutzrechtlichen Genehmigung nicht darauf schließen, dass das auf Dauer so bleiben wird. Wenn der Gesetzgeber sich heute entscheidet, die Strukturen der Energieversorgung weitgehend auf erneuerbare Energien zu stützen, um die Energiewirtschaft zu dekarbonisieren, handelt er dem Gegenstande nach im Bereich des Energiewirtschaftsrechts, nicht des Immissionsschutzrechts, auch wenn es von der Motivationslage her eine Überschneidung gibt. Deshalb kann davon ausgegangen werden, dass die Anlagengenehmigung grundsätzlich keinen Vertrauensschutz gegenüber strategisch angelegten Kohleausstiegsinstrumenten entfaltet.¹⁰

Ein erweiterter Vertrauensschutz dürfte unter Umständen aus der 2004 in das BImSchG eingefügten Emissionshandelsklausel (damals § 5 Abs. 1 Satz 2 bis 4 BImSchG, heute § 5 Abs. 2 BImSchG) abgeleitet werden können, nach der wegen des Emissionshandels in der Anlagengenehmigung grundsätzlich keine CO₂-Minderungsanforderungen und keine Energieeffizienzanforderungen festgelegt werden. Unternehmen, die mit Blick auf diese Klausel neu investiert haben, könnten sich deshalb darauf berufen, dass der Gesetzgeber damit einen Verzicht auf anlagenbezogene CO₂-Grenzwerte und Energieeffizienzvorgaben festgeschrieben habe. Der aus der Emissionshandelsklausel ableitbare Vertrauensschutz erstreckt sich nur darauf, von CO₂-Grenzwerten oder Effizienzvorgaben innerhalb der Anlagengenehmigung verschont zu bleiben, nicht jedoch vor (anderen) Klimaschutzinstrumenten.

Insbesondere: Enteignung

Wesentlich stärker könnte der Handlungsspielraum des Gesetzgebers eingeschränkt sein, wenn das betreffende Instrument seiner Wirkung nach als „Enteignung“ im Sinne von Art. 14 Abs. 3 Satz 1 GG einzustufen sein sollte. Dann nämlich wäre der Gesetzgeber verpflichtet, im Gesetz eine angemessene Entschädigung zu regeln – während außerhalb dessen grundsätzlich kein Anspruch auf Entschädigung bestünde.

Wenngleich von einzelnen Autoren für das Atomausstiegsgesetz 2011 ein enteignender Charakter schon allein aus der Entziehung der Anlagengenehmigung abgeleitet wurde,¹¹ gehen doch das BVerfG¹² und die herrschende Rechtslehre¹³ davon aus, dass für die Einstufung als Enteignung entscheidend ist, ob das jeweilige Instrument darauf gerichtet ist, ein eigentumskräftig geschütztes Gut zu entziehen, um es (final) zur Erfüllung öffentlicher Aufgaben nutzen zu können.¹⁴ Das kann bei sämtlichen Instrumentenoptionen verneint werden – mit einer Ausnahme: Bei der Zuweisung eines Kraftwerks zur strategischen Reserve. Denn hier erhält das Kraftwerk eine Funktion zur Erfüllung einer öffentlichen Aufgabe. Diese Instrumentenkonstellation führt deshalb zu einem Entschädigungsanspruch.

¹⁰ Eingehend Klinski, in: IZES 2014, Anhang A 3 S. 29 ff. m.w.N.; ders., NVwZ 2015, 1473, 1475. Die Fragestellung ist, soweit ersichtlich, an anderer Stelle rechtswissenschaftlich noch nicht erörtert worden.

¹¹ Krit. Ossenbühl, Verfassungsrechtliche Fragen eines beschleunigten Ausstieges aus der Kernenergie (2012), S. 37 ff. (insb. S. 51 f.); hieran anknüpfend Battis/Ruttloff, NVwZ 2013, 817, 821 f.; ähnlich de Witt, UPR 2012, 281, 285. Für die herrschende Rechtslehre siehe demgegenüber Jarass, in: Jarass/Piero, GG, Art. 14 Rdnr. 77 m.w.N.

¹² Grundlegend BVerfG, Beschluss v. 19. Juni 1985 – 1 BvL 57/79 –, BVerfGE 70, 191, 199 f.; vgl. auch BVerfG, Beschluss v. 16. Februar 2000 – 1 BvR 242/91, 1 BvR 315/99 –, BVerfGE 102, 1, 15; BVerfG, Beschluss v. 18. Januar 2006 – 2 BvR 2194/99 –, BVerfGE 115, 97, 112 f.

¹³ Vgl. Jarass, in: Jarass/Piero, GG, Art. 14 Rdnr. 77 m.w.N.

¹⁴ So jetzt dezidiert BVerfG, Urt. v. 06.12.2016 – 1 BvR 2821/11 (Atomausstieg), Ls. 4 und Rdnr. 246 ff.

Gleichheitsgrundsatz

Der Gleichheitsgrundsatz (Art. 3 Abs. 1 GG) ist vor allem wichtig, wo es um die Identifizierung geeigneter personeller und sachlicher Anknüpfungspunkte für differenzierende Regelungen geht – etwa um den Zuschnitt des Kreises der Verpflichteten, die Wahl von Schwellenwerten oder die Festlegung von Bezugsgrößen. Im Sinne des vom BVerfG entwickelten Gebots der Folgerichtigkeit¹⁵ ist bei der Ausgestaltung darauf zu achten, dass differenzierende Entscheidungen durch die jeweils verfolgten und nach außen deutlich gemachten konkreten Ziele getragen werden, also keine unmotivierten oder der Zielsetzung zuwiderlaufende Unterschiedsbehandlungen vorgenommen werden. Im Übrigen ist es dem Gesetzgeber auch gestattet, den gesetzlichen Vollzug durch geeignete Typisierungen und Pauschalierungen zu erleichtern.¹⁶

Finanzverfassungsrecht

Das Finanzverfassungsrecht stellt eine relativ schwer zu nehmende Hürde für die Konzipierung von finanziell wirkenden Instrumenten dar. Denn vom Ansatz her geht das Grundgesetz davon aus, dass der Staat sein Handeln durch Steuern zu finanzieren hat und nichtsteuerliche Abgaben einer besonderen Rechtfertigung bedürften.¹⁷ Zugleich geht die herrschende juristische Lehrmeinung davon aus, dass der Bund Steuern nicht beliebig neu erfinden dürfe, sondern insoweit an den im Grundgesetz ausdrücklich genannten Katalog von Steuerarten gebunden sei.¹⁸ Die Einführung einer originären „CO₂-Steuer“ (d.h. einer Steuer auf die CO₂-Emissionen als solche¹⁹) oder einer Steuer auf Emissionszertifikate gilt deshalb nach überwiegender Auffassung als nicht zulässig.²⁰ Ein „Mindestpreis“ für CO₂-Zertifikate, der durch eine besondere Steuer erzeugt würde, dürfte folglich nicht eingeführt werden können. Es könnte allerdings daran gedacht werden, vergleichbare Wirkungen auf andere Weise zu erzielen, ohne mit dem Finanzverfassungsrecht in Konflikt zu geraten.

Denkbar ist das auf dreierlei Weise:

- a) durch eine Erstreckung der bereits vorhandenen Energiesteuer auch auf die Verwendung von Brennstoffen wie Kohle zu Zwecken der Stromerzeugung – wobei hierbei auch an eine Bemessung der Steuer anhand des CO₂-Gehalts der Brennstoffe gedacht werden kann,²¹

¹⁵ Deziert BVerfG, Urteil v. 30. Juli 2008 – 1 BvR 3262/07, 1 BvR 402/08, 1 BvR 906/08 –, BVerfGE 121, 317, 374, Rdnr. 135 m.w.N.

¹⁶ Vgl. BVerfG, Beschluss v. 05. Mai 1987 – 1 BvR 724/81, 1 BvR 1000/81, 1 BvR 1015/81, 1 BvL 16/82, 1 BvL 5/84 –, BVerfGE 75, 246-283, BVerfGE 75, 246, 282; BVerfG, Urteil v. 09. Dezember 2008 – 2 BvL 1/07, 2 BvL 2/07, 2 BvL 1/08, 2 BvL 2/08 –, BVerfG NJW 2009, 48, 50.

¹⁷ Vgl. BVerfG, Beschluss v. 07. November 1995 – 2 BvR 413/88, 2 BvR 1300/93 –, BVerfGE 93, 319, 342; BVerfG, Beschluss v. 11. Oktober 1994 – 2 BvR 633/86 –, BVerfGE 91, 186, 201; BVerfG, Beschluss vom 31. Mai 1990 – 2 BvL 12/88, 2 BvL 13/88, 2 BvR 1436/87 –, BVerfGE 82, 159, 178; BVerfG, Beschluss vom 08. Juni 1988 – 2 BvL 9/85, 2 BvL 3/86 –, BVerfGE 78, 249, 266 f.

¹⁸ Vgl. Heintzen, in: v. Münch/Kunig, GG, Art. 105 Rdnr. 46 f. m.w.N.; Pieroth, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 106 Rdnr. 2 m.w.N.; Maunz, in: Maunz/Dürig, GG, Art. 105 Rdnr. 46 f. und Art. 106 Rdnr. 20.; Kube, in: BeckOK GG, Art. 105 Rdnr. 42.

¹⁹ Unter einer „originären“ CO₂-Steuer wird hier eine Steuer auf die Emission selbst betrachtet. Die beschriebenen Restriktionen hindern den Gesetzgeber demgegenüber nicht daran, bei der Bemessung einer als zulässig anerkannten Steuer zum Zwecke des Klimaschutzes die verursachten CO₂-Emissionen zu berücksichtigen (z.B. durch CO₂-Faktoren innerhalb der Energiesteuer oder der Kfz-Steuer).

²⁰ Vgl. Kirchhof, in: HdStR V, 3. Auflage 2007, § 116 Rdnr. 100 ff. m.w.N.; Heintzen, in: v. Münch/Kunig/GG, Art. 105 Rdnr. 47.; Seer, in: Tipke/Lang, Steuerrecht, § 2 Rdnr. 66.

²¹ Dieser Weg wurde auch in Großbritannien für die Umsetzung des CO₂-Mindestpreises gewählt. Im Rahmen der Carbon Change Levy (CCL) werden Steueraufschläge (Carbon Price Support rates) für die Stromerzeugung definiert, vgl.

- b) durch die Einführung eines Entgelts, das als solches nicht dem Finanzverfassungsrecht unterliegt, weil es nicht zu Einnahmen des Staates, sondern Dritter (z.B. der Übertragungsnetzbetreiber) führt,
- c) durch die Aufstellung eines Kohleausstiegsplans, der den Kraftwerksbetreibern die Möglichkeit gibt, mit Restlaufzeiten, Resteinspeisemengen, Restproduktionsmengen oder Restemissionsmengen zu handeln, so dass ein „grauer“ Markt entsteht, ohne dass es zu staatlichen Einnahmen kommt.

2.3 EU-Recht

EU-rechtlich kommt es für alle Instrumente auf das Verhältnis zu den Bestimmungen des Emissionshandelsrechts an, wobei sich insoweit durchaus Unterschiede zwischen verschiedenen Optionen ergeben können. Relevant sind neben der Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG²² (i.F. ETS-RL) insbesondere auch die betreffenden Bestimmungen der Industrieemissions-Richtlinie 2010/75/EU²³ (i.F. IE-RL). Darüber hinaus spielen einzelne Regelungen des übergeordneten Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV)²⁴ eine Rolle (Umweltschutzkompetenzen, Energiekompetenzen, Beihilfeverbot). Speziell für die Bepreisungsinstrumente ist außerdem auch die Energiesteuer-Richtlinie 2003/96/EG²⁵ (i.F. EnergieSt-RL) von Bedeutung.

Verhältnis zum Emissionshandel

Im Mittelpunkt einer Reihe von Veröffentlichungen zu Instrumenten des Kohleausstiegs steht das Verhältnis zum EU-rechtlich statuierten Emissionshandelsregime. Namentlich *Spieth* vertritt die Auffassung, dass der Emissionshandel keinen Raum lasse für eigenständige nationale Rechtsinstrumente des Klimaschutzes, soweit sich diese auf den gleichen Verpflichtetenkreis richten – insbesondere nicht für eine Option wie den „Klimabeitrag“.²⁶ Eine Reihe von Autor/innen sieht das im Ergebnis allerdings anders.²⁷ Die Argumente *Spieths* sind durchaus beachtlich und müssen daher im politisch-rechtlichen Raum ernst genommen werden, auch wenn ihnen nach hiesiger Einschätzung überzeugende(re) Argumente entgegen gehalten werden können.

<https://www.gov.uk/guidance/climate-change-levy-application-rates-and-exemptions#carbon-price-support-rates>, letzter Zugriff am 13.11.2015.

- ²² Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.10.2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (ABL. L 275 vom 25.10.2003, S. 32) die zuletzt durch Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschafts-systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten (ABL. L 140 vom 05.06.2009, S. 63) geändert worden ist
- ²³ Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung) (Neufassung), ABL. EU L 334 S. 17, ber. ABL. 2012 EU L 158f S. 25.
- ²⁴ Konsolidierte Fassung des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (ABL. C 83/01 vom 30.03.2010).
- ²⁵ Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom, ABL. EU L 283 S. 51; zuletzt geändert durch ÄndRL 2004/75/EG vom 29. 4. 2004, ABL. EU L 157 S. 100, ber. ABL. EU L 195 S. 31.
- ²⁶ Vgl. zum „Klimabeitrag“: BMWi, Eckpunkte-Papier „Strommarkt“ für die Energieklausur mit den Koalitionsfraktionen am 21. März 2015; BMWi, Der nationale Klimaschutzbeitrag der deutschen Stromerzeugung, abrufbar unter: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/C-D/der-nationale-klimaschutzbeitrag-der-deutschen-stromerzeugung.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, abgerufen am 15.11.2015.
- ²⁷ Insb. Ziehm, Neue rechtliche Vorgaben (2014), S. 13 ff.; vgl. auch Ziehm, ZNER 2014, 34 ff.; ähnlich Verheyen (2013), S. 9 ff.; eingehend Klinski, in: IZES (2015), Anhang A 3 S. 77 ff.

Es kann nicht ernstlich in Frage gestellt werden, dass mit nationalen Instrumenten, mit denen gezielt Kohlekraftwerke aus dem Markt gedrängt oder genommen werden, in den Wirkmechanismus des Emissionshandels eingegriffen wird, so dass die mit dem Emissionshandel verbundenen Lenkungswirkungen beeinflusst werden. Rechtlich entscheidend ist nicht, ob es solche Beeinflussungen gibt, sondern ob sie den Mitgliedstaaten gestattet sind. Deshalb rückt die Frage in den Mittelpunkt, ob die Mitgliedstaaten sich insoweit auf die Schutzverstärkungsklausel des Art. 193 AEUV berufen dürfen. Spieth bestreitet das im Wesentlichen mit zwei Argumenten:

- ▶ Zum einen liege der Zweck der ETS-RL nicht in einer Reduzierung von CO₂-Emissionen um jeden Preis. Die RL zielt vielmehr auch darauf ab, die Emissionsminderung zur Wahrung wirtschaftlicher Belange auf möglichst kostengünstige Weise zu erreichen. Von einer Schutzverstärkung könne daher nur für Maßnahmen ausgegangen werden, denen eine gleichermaßen ausgewogene Zielsetzung zugrunde liege.²⁸ Diesem Argument ist entgegenzuhalten, dass Art. 193 AEUV von einer Verstärkung des „Schutzes“ (der Umwelt) spricht, nicht von einer Verstärkung der „Wirkung“ einer Richtlinie.²⁹
- ▶ Zum anderen bestreitet er – ähnlich wie *Schäuble/Volkert*³⁰ –, dass es überhaupt zu einer Schutzverstärkung komme, weil der sog. Wasserbett-Effekt³¹ dazu führe, dass die national durch die Abschaltung von Kohle-Kraftwerken frei werdenden Zertifikate anderswo genutzt werden könnten, weil das Emissionshandels-Cap insgesamt gleich groß bleibe.³² Hierbei wird übersehen, dass es für Art. 193 AEUV schon sinnlogisch nur darauf ankommen kann, welche Wirkung das jeweilige Instrument innerhalb des jeweiligen Mitgliedstaats entfaltet. Eine Schutzverstärkung über den nationalen Wirkungsrahmen hinaus kann es nämlich auch in anderen Anwendungsfällen des Art. 193 AEUV nicht geben. Es ist mithin auf das Erreichen der nationalen Klimaziele abzustellen.³³ Außerdem dürfte zu berücksichtigen sein, dass das jeweils aktuelle Emissionshandels-Cap nicht mehr als ein Etappenziel der längerfristig angelegten EU-Klimaschutzpolitik markiert. Machen einzelne Staaten weitergehende Vorgaben, so erleichtern sie es, auf den nachfolgenden Emissionshandelsstufen strengere Caps festzulegen und dadurch das längerfristige Ziel einfacher bzw. schneller zu erreichen. Von daher kommt ihnen der Sache nach durchaus eine verstärkende Wirkung zu, auch wenn in der jeweils aktuellen Zuteilungsperiode gegebenenfalls noch keine unmittelbaren Erfolge sichtbar werden.³⁴

Im Übrigen ist zu betonen, dass die EU im Entstehungsprozess der ETS-RL selbst zu erkennen gab, den Mitgliedstaaten Spielräume für anderweitige Rechtsinstrumente einräumen zu wollen. Dafür spricht insb. Erwägungsgrund 10 der IE-RL. Dieser spricht unter ausdrücklicher Bezugnahme auf Art. 193 AEUV davon, dass es den Mitgliedstaaten gestattet sei, „verstärkte Schutzmaßnahmen beizubehalten oder zu ergreifen“. Als Beispiele werden dort explizit „Vorschriften für die Treibhausgasemission“ genannt.³⁵

²⁸ Vgl. Spieth, NVwZ 2015, 1173, 1175 f.; mit ähnlichen Argumenten kritisch im Hinblick auf nationale Emissionsgrenzwerte *Schäuble/Volkert*, CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke – Ausgestaltungsansätze und Bewertung einer möglichen Einführung auf nationaler Ebene (2014), S. 23 ff.

²⁹ Dezidiert Klinski, NVwZ 2015, 1473, 1478 f.

³⁰ Vgl. *Schäuble/Volkert*, CO₂-Emissionsgrenzwerte (2014), S. 24 ff.

³¹ Zum Begriff SRU, Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung (2011), Tz. 453.

³² Vgl. Spieth, NVwZ 2015, 1173 1176.

³³ Entgegen *Schäuble/Volkert*, CO₂-Emissionsgrenzwerte (2014), S. 25 f.

³⁴ Klinski, NVwZ 2015, 1473, 1478 f.

³⁵ So auch Ziehm, Neue rechtliche Vorgaben (Fn. 2), S. 17. Dem folgend Klinski, NVwZ 2015, 1473, 1479.

Verbot nationaler Klimaschutzregelungen durch die IE-RL?

Ein spezielles Argument könnte außerdem dahin gehen, aus der wegen des Emissionshandels geschaffenen Anpassungsklausel des Art. 9 der IE-RL darauf zu schließen, dass den Mitgliedstaaten nationale Alleingänge zur Minderung der CO₂-Emissionen bei dem Emissionshandel unterliegenden Anlagen nicht erlaubt seien.³⁶ Denn dort heißt es in Absatz 1 für die betreffenden Anlagen: „... so enthält die Genehmigung keine Emissionsgrenzwerte für direkte Emissionen dieses Gases, es sei denn ...“.³⁷ Demgegenüber wird im nachfolgenden Absatz 2 bestimmt, den Mitgliedstaaten „steht es frei“, für die betreffenden Anlagen „keine Energieeffizienzanforderungen“ festzulegen.

Daraus kann zum einen (erneut) geschlossen werden, dass den Mitgliedstaaten die Festlegung von Energieeffizienzanforderungen freigestellt wurde, obwohl dadurch der CO₂-Ausstoß (indirekt) gemindert würde (so dass auch hier der Wasserbett-Effekt zum Tragen käme). Zum anderen klingt die Vorschrift aber zumindest bei oberflächlicher Sichtweise so, als seien den Mitgliedstaaten jedenfalls direkte CO₂-Grenzwerte grundsätzlich nicht gestattet. Bei einem derartigen Verständnis wird jedoch übersehen, dass den Mitgliedstaaten die Festlegung von CO₂-Grenzwerten wegen der übergeordneten Schutzverstärkungsklausel aus Art. 193 AEUV überhaupt nicht untersagt werden durfte und darf.³⁸ Deshalb dürfte davon auszugehen sein, dass in der Klausel bewusst formuliert wurde, die Anlagene Genehmigung „enthält“ keine CO₂-Grenzwerte, nicht aber, sie „darf“ keine CO₂-Grenzwerte enthalten. Das wäre nämlich ein Verstoß gegen Art. 193 AEUV gewesen, so dass Art. 9 IE-RL insoweit vertragskonform einschränkend ausgelegt werden muss.³⁹

Im Übrigen wird man aus der Anpassungsklausel jedenfalls nicht ableiten können, dass den Mitgliedstaaten anderweitige denselben Verpflichtetenkreis ansprechende Klimaschutzinstrumente untersagt wären. Denn darauf richtet sich die Klausel schon ihrem Wortlaut und Anwendungsbereich nach nicht. Sie bezieht sich nämlich ausdrücklich nur auf „die Genehmigung“ der Anlage und nicht auf sonstige in Betracht kommende Instrumente.

Kompetenzrechtliche Spielräume

Von besonderer Bedeutung ist für den vorliegenden Zusammenhang der Umstand, dass Art. 194 AEUV die Regelungskompetenzen der EU auf dem Gebiet der Energiepolitik begrenzt und zugleich ausdrücklich bestimmt, dass den Mitgliedstaaten insoweit weitreichende eigene Regelungskompetenzen verbleiben. So wird für die Wahrnehmung der energiepolitischen Kompetenzen der EU in Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV festgelegt, diese „berühren (...) nicht das Recht eines Mitgliedstaats, die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen“. Eine vergleichbare Klausel enthält auch 192 Abs. 2 Satz 1 Buchstabe c) AEUV für den Bereich der EU-Umweltschutzpolitik.

Unter Beachtung dieser Klausel ist die EU daran gehindert, Rechtsvorschriften zu erlassen, die es den Mitgliedstaaten untersagen würden, selbst zu bestimmen, auf welchen Energiequellen das System ihrer Energieversorgung tragend basiert. Wenn Deutschland Vorschriften schafft, die dazu dienen,

³⁶ So ohne vertiefte Prüfung Spieth, NVwZ 2015, 1173, 1177.

³⁷ Die englische Fassung lautet: „...the permit shall not include an emission limit value for direct emissions of that gas, unless ...“. Eine von den Ausführungen im Text abweichende Auslegung rechtfertigt dies nicht.

³⁸ Anderer Ansicht Schäuble/Volkert, die für die Berufung auf Art. 193 AEUV eine Schutzverstärkung im gesamten Emissionshandelsraum für erforderlich erachten (vgl. Schäuble/Volkert, CO₂-Emissionsgrenzwerte (2014), S. 22 und 25 f.).

³⁹ Eingehend zum Ganzen Klinski, NVwZ 2015, 1473, 1477 f.

die Stromversorgung zu dekarbonisieren und die energiewirtschaftlichen Strukturen darauf auszurichten, lässt der AEUV ausdrücklich Raum dafür.

Die ETS-RL darf deshalb primärrechtskonform gar nicht so ausgelegt werden, als verbiete sie den Mitgliedstaaten, eine gezielte Kohleausstiegsstrategie zu verwirklichen, selbst wenn damit die Wirkungsweise des Emissionshandels beeinflusst wird. Allerdings ist auch zu betonen, dass eine Berufung auf die genannten Bestimmungen des AEUV nur möglich sein dürfte, sofern das nationale Instrument tatsächlich Teil einer energie- und klimapolitischen Gesamtstrategie ist. Für nur temporäre oder allein auf die Minderung von Treibhausgasemissionen als solche zielende Instrumente dürften die Klauseln nicht wirksam zu machen sein.

Energiesteuer-RL

Speziell für die Bepreisungsoptionen stellt sich die Frage, ob sie mit der Energiesteuer-RL zu vereinbaren ist. Diese sieht in Art. 14 Abs. 1 Buchstabe a) Satz 2 vor, dass die Verwendung der (an sich) mit der Energiesteuer belegten Brennstoffe bei Verwendung zu Zwecken der Stromerzeugung grundsätzlich nicht erhoben wird, die Mitgliedstaaten aber eine Besteuerung aus Gründen des Umweltschutzes vorsehen dürfen.

Beihilfeverbot

Soweit von dem jeweiligen Instrument für ein Unternehmen oder einen Unternehmenszweig (z.B. die Betreiber von Kraftwerken bestimmter Art) direkte oder indirekte Begünstigungen finanzieller Art entstehen sollten, kann es sich um eine staatliche oder aus staatlichen Mitteln stammende Beihilfe handeln, die nach Art. 107 Abs. 1 AEUV grundsätzlich verboten ist, ggf. nach Art. 108 Abs. 3 AEUV bei der EU-Kommission angemeldet werden muss und unter bestimmten Voraussetzungen von der EU-Kommission ausnahmsweise genehmigt werden kann.

2.4 Fixierung eines nationalen Kohleausstiegsfahrplans

Ein nationaler Kohleausstiegsplan kann entweder gesetzlich oder auf einer Art Vertragsbasis fixiert werden. Im Falle einer gesetzlichen Regelung kann die Festlegung unmittelbar im Gesetz oder auf Verordnungsebene erfolgen.

Die Einzelheiten lassen sich unterschiedlich regeln. Die Festlegung könnte z.B. auf Basis des Genehmigungsjahrs, der Anzahl der Betriebsjahre („Laufzeit“), der absoluten oder auch (ggf. passender) der spezifischen CO₂-Emissionen erfolgen, wobei es grundsätzlich möglich ist, bestimmte Umstände in besonderer Weise zu berücksichtigen (z.B. spätere Änderungen, Ertüchtigungen oder regionale Aspekte wie die Vermeidung von für die Region ungünstigen Mehrfachstilllegungen in kurzer Zeit). Hierüber müsste im politischen Prozess unter Berücksichtigung von Verhältnismäßigkeits- und Gleichheitserwägungen entschieden werden.

Einem derartigen Vorgehen dürften weder auf verfassungs- noch auf EU-rechtlichen Weg grundlegende Hindernisse im Wege stehen. Bei Beachtung des Verhältnismäßigkeits- und des Gleichbehandlungsgebots sind entsprechende Regelungen ohne Entschädigung möglich. In Anbetracht des von Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV ausdrücklich gewährten nationalen Regelungsfreiraums können EU-rechtliche Probleme vermieden werden. Etwaige Hineinwirkungen in den Emissionshandel sind deshalb ohne rechtliche Bedeutung.

Sofern im Rahmen des Kohleausstiegsfahrplans direkte oder indirekte finanzielle Kompensationen gefordert werden sollten, ist mit Blick auf das EU-Beihilfeverbot des Art. 107 AEUV Vorsicht geboten. Insbesondere – aber nicht nur – bei vertraglichen Lösungen kann das wichtig sein. Beim sog. Atom-

konsens gab es solche Kompensationen nicht. Dort lag der Kompromiss darin, dass sich die Bundesregierung mit relativ langen Restlaufzeiten zufriedengab (festgelegt als Reststrommengen auf Basis einer jeweiligen Gesamtlaufzeit von 32 Betriebsjahren).

Eine beihilferechtlich problematische Begünstigungswirkung nimmt der EuGH in ständiger Rechtsprechung an, wenn der jeweiligen Begünstigung keine angemessene Gegenleistung gegenübersteht.⁴⁰ Sofern eine Kompensation Ausdruck oder Folge eines verfassungsrechtlich gebotenen Entschädigungsanspruches ist und auch der Höhe nach gerechtfertigt ist, spricht viel für die Angemessenheit.⁴¹ Die juristische Analyse ergibt jedoch, dass im Falle eines langfristig angelegten Kohleausstiegsfahrplans grundsätzlich kein Entschädigungsanspruch ausgelöst werden dürfte (da es hier nicht um Enteignungen geht, die wiederum nur bei Überführung von Kraftwerken in eine Reservefunktion anzunehmen sind). Die Festlegung einer finanziell wirksamen Kompensationsleistung würde deshalb ein gewisses EU-rechtliches Risiko bergen und u.U. einer beihilferechtlichen Genehmigung durch die EU-Kommission bedürfen. Vorgesehene finanzielle Kompensationen sollten zur Vermeidung beihilferechtlicher Risiken in jedem Falle bei der EU-Kommission gemäß Art. 108 AEUV notifiziert werden.⁴²

Nicht den Charakter einer Kompensationsleistung dürften demgegenüber Regelungen haben, bei denen die Fahrplanregelung durch Handelskomponenten ergänzt werden, durch die für die dem Handel überlassenen Rechte Märkte und Preise entstehen (z.B. für Reststrommengen oder Betriebsdauern). In diesem Falle flösse kein Geld über den Staat, so dass das Beihilferecht nicht berührt wäre. Je größer die Bedeutung der Handelskomponenten für den Ausstiegsfahrplan, desto mehr würden solche Instrumente im Übrigen den Bepreisungsinstrumenten nahe kommen oder diesen sogar zuzuordnen sein.

2.5 Optionen kapazitativer / mengenbezogener Art

Mit Optionen kapazitativer bzw. mengenbezogener Art sind Instrumente gemeint, mit denen die Kapazität der Stromerzeugung bzw. der Einspeisemengen ins Netz gesteuert wird. Sie können auf einzelne Kraftwerke oder auf eine bestimmte Gruppe von ihnen (z.B. Braunkohle- oder Steinkohlekraftwerke, ggf. auch mit Differenzierungen) bezogen sein.

Hierzu zählen einerseits Instrumente, mit denen geregelt wird, dass ihnen bestimmte Mengen an einzuspeisendem oder zu erzeugendem Strom (alternativ auch an Emissionen) gewährt werden, die sie innerhalb bestimmter Zeiträume nicht überschreiten dürfen (z.B. als Restmengen oder sinkende Jahresbudgets). Unterhalb dieser Mengen ist ihnen freigestellt, wie sie mit ihnen umgehen. Andererseits sind Instrumente vorstellbar, mit denen dem Markt bestimmte Kapazitäten gezielt entzogen werden,

⁴⁰ Eingehend Kühling, in: Streinz, EUV/AEUV, Art. 107 AEUV Fn. 105 zu Rdnr. 32 f. m.w.N.

⁴¹ In diesem Sinne Kühling, in: Streinz, EUV/AEUV, Art. 107 AEUV Fn. 105 zu Rdnr. 32. In der Entscheidung der Kommission v. 20. November 2007, über die staatliche Beihilfe C 36/A/06 (ex NN 38/06), die Italien ThyssenKrupp, Cementir und Nuova Terni Industrie Chimiche gewährt hat (Aktenzeichen K(2007) 5400), stellte die Kommission fest: „In der Regel stellt eine vom Staat für die Enteignung von Wirtschaftsgütern geleistete Entschädigung keine staatliche Beihilfe dar. [...]“ Rdnr. 70 ff. ABl. 2008 L 144/37 (2008/408/EG). Siehe hierzu auch: von Wallenberg/Schütte in Grabitz/Hilf/Nettesheim, Art. 107 AEUV Rn. 51, die auf die fehlende „Freiwilligkeit der Einräumung von Vorteilen“ abstellen.

⁴² So wurde 2016 auch bei der „Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken“ verfahren; vgl. „Staatliche Beihilfe SA.42536 – Deutschland; Stilllegung deutscher Braunkohlekraftwerksblöcke“; Schreiben der Europäischen Kommission vom 27.5.2016; C(2016) 3124 final.

wie es insb. bei der Zuweisung zur strategischen Reserve der Fall ist. Das „Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)“⁴³ sieht in diesem Sinne eine sog. Braunkohlesicherheitsbereitschaft vor. Im Einzelnen ergeben sich vielfältige mögliche Ausgestaltungsvarianten.

Instrumente, die darauf zielen, für einzelne Kraftwerke oder für bestimmte Gruppen von Kraftwerken Restmengen oder jeweils auf bestimmte Zeiträume bezogene Budgets festzusetzen, sind verfassungsrechtlich vom Ansatz her ähnlich zu beurteilen wie die Optionen des Kohleausstiegsfahrplans. Soweit sie individuell auf einzelne Kraftwerke bezogene Regelungen enthalten, sind sie neben Art. 12 GG auch an Art. 14 GG zu messen, anderenfalls (bei gruppenbezogenen Festlegungen) liegt der Grundrechtsschwerpunkt bei Art. 12 GG. Wichtig ist auch hier vor dem Hintergrund des Art. 3 Abs. 1 GG bei der näheren Ausgestaltung, die Differenzierungen und Maßstäbe so zu wählen, dass sie unter der jeweils verfolgten Zielsetzung folgerichtig erscheinen.

Auch europarechtlich ähnelt für diese Arten kapazitiver Instrumente die rechtliche Ausgangslage derjenigen eines Kohleausstiegsfahrplans. Da (bzw. sofern) die Instrumente Bestandteil einer größer angelegten Strategie der Dekarbonisierung der Stromversorgung sind, ergeben sich wegen des Vorrangs von Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 und Art. 192 Abs. 2 Satz 1 Buchstabe c) AEUV keine Rechtskonflikte mit dem Emissionshandelsregime.

Speziell für die Option einer Zuweisung von Kraftwerken zu einer *Reservefunktion* stellt sich die rechtliche Ausgangslage demgegenüber grundlegend anders dar:

- ▶ Verfassungsrechtlich liegt die Besonderheit darin, dass die gesetzliche (verpflichtende) Zuweisung zur strategischen Reserve das Vorliegen einer entschädigungspflichtigen Enteignung im Sinne von Art. 14 Abs. 3 GG bewirkt.
- ▶ Europarechtlich lässt sich die Zuweisung zur Reserve grundsätzlich ebenfalls als Wahrnehmung der mitgliedstaatlichen Regelungskompetenzen auf dem Gebiet des Energierechts ansehen. Von daher entstehen auch hier keine grundlegenden Konflikte im Verhältnis zum Emissionshandelsregime. Hinzu kommt hier aber die spezielle und schwer zu beantwortende Frage, ob die betreffende Regelung mit den strengen Vorgaben des EU-Beihilferechts zu vereinbaren ist. Denn die verfassungsrechtlich gebotene Entschädigung ist zugleich im beihilferechtlichen Sinne eine finanzielle Begünstigung, die nach der Rechtsprechung der EU-Gerichtsbarkeit zu Art. 107 Abs. 1 AEUV ohne weiteres nur zulässig ist, wenn Leistung und Gegenleistung in einem angemessenen Verhältnis zueinander stehen.⁴⁴

Soweit das Verfassungsrecht eine Entschädigung gebietet, spricht viel dafür, Letzteres zu bejahen.⁴⁵ Geht die Entschädigung ihrer Höhe nach aber über das verfassungsrechtlich als Entschädigung erforderliche Maß hinaus, dürfte es sich um eine grundsätzlich unzulässige Beihilfe handeln, sofern diese

⁴³ G. v. 26.07.2016 BGBl. I S. 1786 (Nr. 37); Geltung ab 30.07.2016.

⁴⁴ Im Rahmen der Notifizierung der „Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken“ setzte sich die Europäische Kommission umfassend mit der Frage auseinander, ob ein Ausgleich für Schaden bzw. ein Sonderopfer vorliegt (Schreiben vom 27.5.2016 in dem Beihilfverfahren SA.42536, Rn. 33ff.). Die Europäische Kommission ließ bewusst offen, ob eine staatliche Beihilfe vorlag. Jedenfalls sei die Beihilfe mit dem Binnenmarkt vereinbar, da sie einem gemeinsamen Ziel diene, erforderlich und angemessen sei, einen Anreizeffekt habe sowie nicht zu übermäßige negativer Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel zwischen Mitgliedstaaten führe.

⁴⁵ Vgl. Kühling, in: Streinz, EUV/AEUV, Art. 107 Fn. 105 zu Rdnr. 32. Siehe hierzu auch die weiteren Ausführungen und Nachweise in Fn. 41

nicht von der EU-Kommission genehmigt werden sollte. Deshalb könnte es entscheidend darauf ankommen, wie hoch die Entschädigung liegt und welcher Schaden und/oder welche Leistung des jeweiligen Unternehmens damit entgolten wird.

Möglicherweise lässt sich dieses Problem „umschiffen“, indem die finanzielle Kompensation über die Netzentgelte oder einen Aufschlag auf die Netzentgelte⁴⁶ und damit nicht über eine staatliche Stelle erfolgt.⁴⁷ Der Europäische Gerichtshof (EuGH) hat aber in seiner Entscheidung „Essent“ aus dem Jahr 2008 deutlich gemacht, dass unter Umständen auch für Begünstigungen, die durch einen Netzbetreiber als vom Staat beauftragtes Unternehmen bewirkt werden, von einer staatlichen Beihilfe im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV auszugehen sein könnte.⁴⁸ Welche Bedeutung dies für den vorliegend besprochenen Fall einer Kompensation über die Netzentgelte hat, bedürfte einer eingehenden Prüfung, die innerhalb dieser Studie nicht geleistet werden kann. Die Rechtslage kann insofern jedenfalls nicht als gesichert angesehen werden.⁴⁹

Für das „Reservemodell“ entsteht somit ein schwieriges Spannungsverhältnis zwischen den verfassungsrechtlichen Erfordernissen einerseits und den Grenzen des EU-Beihilferechts andererseits, dessen konkrete Konsequenzen nicht rechtssicher einschätzbar sind. Sofern es sich um eine Beihilfe handeln sollte, kommt es – wie im Verfahren über die „Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken“ – wesentlich auf die Sichtweise der EU-Kommission an, der dann ein Ermessensspielraum zusteht, dessen Wahrnehmung seinerseits aber nicht zwingend gerichtsfest ist, da insb. EU-Drittstaaten den Rechtsweg beschreiten können. In diesem Zusammenhang kann es auch auf die von der EU-Kommission in ihren Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020⁵⁰ festgelegten Konditionen ankommen. Die darin für den Fall von nationalen Kapazitätsmechanismen aufgestellten Kriterien⁵¹ sind relativ streng, so dass auf dieser Grundlage allein nicht mit einer positiven Ermessensausübung zu rechnen sein dürfte – was aber nicht von vornherein ausschließt, dass die Kommission aus anderen Gründen erteilen könnte.

⁴⁶ Derzeit gibt es bereits mehrere Netzentgeltzuschläge: KWK-Umlage gem. §§ 26ff. KWKG, „§ 19-Umlage“ nach § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV und die Offshore-Haftungs-Umlage nach § 17f EnWG.

⁴⁷ Gesondert zu klären wäre ggf. auch die Frage, ob es dem Gesetzgeber gestattet ist, eine Kompensation über Netzentgelte bzw. Zuschläge zu Netzentgelten festzulegen. Zu prüfen wäre insoweit, ob es sich für die für die Netzbetreiber und die Entgeltschuldner als unverhältnismäßige Belastung darstellt, diese hier für die Finanzierung der betreffende(n) an sich öffentlichen Aufgaben heranzuziehen. Für die KWK-Umlage wird dies durch den BGH nicht in Frage gestellt (vgl. BGH, Urt. des Kartellsenats vom 16.12.2014, Az. EnZR 81/13, ZNER 2015, S. 125); allerdings musste der BGH hierüber auch nicht entscheiden, weil die Heranziehung zu der Umlage in dem entschiedenen Fall aus anderen Gründen unzulässig war.

⁴⁸ Vgl. EuGH, Rs. C-206/06, Urt. vom 17.07.2008, insb. Rdnr. 65 ff. Unter Berufung auf das Essent-Urteil hatte die EU-Kommission in dem Verfahren zur Überprüfung der Netzentgeltbefreiung verbrauchsintensiver Unternehmen nach § 19 StromNEV die Ansicht vertreten, dass es sich bei den Netzentgelten um staatliche Mittel handelt und das Vorliegen von Beihilfen bejaht, vgl. Europäische Kommission, Bekanntmachung v. 06.03.2013 – SA.34045, ABl. 2013 C 128/42. Dies wurde u.a. damit ausführlich begründet, dass wie in der Rechtssache Essent ein (zentrales) Unternehmen vom Staat mit der Verwaltung der Abgabe beauftragt wird; die Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber die finanzielle Belastung wegen der §-19-Umlage nicht tragen müssen und der Staat die Verwendung der Umlage bereits festgelegt hat.

⁴⁹ Diese Rechtsfrage könnte durch die Nichtigkeitsklage der Bundesrepublik Deutschland vom 28.02.2015 gegen den abschließenden Beschluss der EU-Kommission vom 25.11.2014 hinsichtlich des EEG 2012 zukünftig einer Klärung zugeführt werden, Rechtssache T-134/14, ABl. EU C 142 v. 12.05.2014, S. 40), <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:62014TN0134&from=DE>, letzter Zugriff am 30.07.2015.

⁵⁰ EU-Kommission, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. 2014 Nr. C 200, S. 1.

⁵¹ Siehe dort unter 3.9. „Beihilfen zur Förderung einer angemessenen Stromerzeugung“, Randnummern (216) bis (233).

2.6 Optionen der Bepreisung

Für Bepreisungsinstrumente gibt es im deutschen Verfassungsrecht nur einen relativ geringen Spielraum. Direkt auf die CO₂-Emissionen oder auf CO₂-Zertifikate erhobene Steuern kommen auf Grundlage der herrschenden Rechtsauffassung nicht in Betracht.⁵² Auch von der Wirkungsweise her passende (ausnahmsweise zulässige) Sonderabgaben drängen sich nicht auf.⁵³ Das Gleiche gilt für die Einführung von für die hier verfolgten Ziele sachlich geeigneten Entgelten, die sich nicht als an den Staat gerichteten Abgaben darstellen und daher ggf. finanzverfassungsrechtlich unbedenklich wären.

Auf Basis der derzeitigen Erkenntnislage können allerdings drei Optionen von Bepreisungsmodellen als grundsätzlich mit dem Finanzverfassungsrecht vereinbar in Betracht kommen:

- ▶ die der Sache nach einem „CO₂-Preis“ nahekommende Ausweitung der bereits bestehenden Energiesteuer auch auf die Verwendung von Brennstoffen wie Kohle zu Zwecken der Stromerzeugung (abweichend von den bisher insoweit bestehenden Ausnahmeregelungen),
- ▶ der vom BMWi im politischen Prozess 2014 vorgeschlagene Klimabeitrag, der dazu führen würde, dass die Betreiber älterer, besonders emissionsträchtiger Kraftwerke zusätzliche Emissionszertifikate löschen müssen,
- ▶ sowie Instrumentenoptionen des Kohleausstiegsfahrplans, die mit weitreichenden, für die Wirkung bedeutsamen Handelskomponenten operieren.

Letztere bewirken praktisch die Entstehung eines Marktes/Preises für die dann handelbaren „Güter“ und können daher indirekt als Bepreisungsinstrumente betrachtet werden. Ihre rechtliche Beurteilung deckt sich im Wesentlichen mit den reinen Pflichtregelungen eines Kohleausstiegsfahrplans, die bereits unter 2.4 erläutert wurde. Finanzverfassungsrechtlich ergeben sich keine darüber hinausgehenden Probleme, weil keine Gelder oder geldwerte Leistungen zwischen Staat und Privaten ausgetauscht würden, so dass das Finanzverfassungsrecht nicht berührt wird. EU-rechtlich entstehen aus demselben Grund auch keine beihilferechtlichen Konflikte.

Eine besonders interessante Variante der Bepreisung kann darin liegen, die *Energiesteuer* entgegen der bisher üblichen Praxis auch auf zur Stromerzeugung verwendete Energieprodukte und hierbei insbesondere auf den Brennstoff Kohle zu erheben. Die rechtlichen Spielräume für eine derartige Lösung wurden bislang – mit tendenziell positivem Ergebnis – nur teilweise ausgelotet.⁵⁴ Aus diesem Grund wurde die Zulässigkeit eines derartigen Instruments im vorliegenden Projekt einer genaueren rechtlichen Analyse unterzogen. Danach kann für das Instrument EU-rechtlich von einer ausdrücklichen Bestimmung der EnergieSt-RL Gebrauch gemacht werden, nach der es den Mitgliedstaaten „aus umweltpolitischen Gründen“ ausnahmsweise gestattet ist, auch zur Stromerzeugung verwendete Energieprodukte zu besteuern (so Art. 14 Abs. 1 a) Satz 2 EnergieSt-RL). Auch Verfassungsrecht steht einer Besteuerung von zur Stromerzeugung eingesetzten Brennstoffen nicht entgegen. Insbesondere begegnet es keinen verfassungsrechtlichen Bedenken, sowohl die bei der Stromerzeugung verwendeten Energieprodukte als auch das Endprodukt Strom zu besteuern.

⁵² Eingehend Klinski, in: IZES, Anhang A 3 S. 60 ff. m.w.N.; vergleiche auch Wronski/Küchler u.a., Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises (Studie des FÖS u.a.) 2014.

⁵³ Vgl. Klinski, in: IZES, Anhang A 3 S. 62 ff.

⁵⁴ Vgl. Klinski, in: IZES, Anhang A 3, S. 56 ff; in die gleiche Richtung bereits Wronski/Küchler u.a., Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises (Studie des FÖS u.a.) 2014), S. 35; SRU, Den Strommarkt der Zukunft gestalten, Sondergutachten 2013, S. 22 f.

Wichtig ist sowohl aus EU-rechtlicher als auch aus verfassungsrechtlicher Sicht, die Bemessung der Steuer folgerichtig auf die verfolgten Klimaschutzziele zuzuschneiden. Es ist daher nicht nur zulässig, sondern sogar rechtlich geboten, die besondere Klimaschädlichkeit der verschiedenen Brennstoffe in den jeweiligen Steuertarifen abzubilden. Die Steuer könnte daher beispielsweise proportional am CO₂-Gehalt ausgerichtet oder auf Basis des jeweiligen CO₂-Gehalts durch eine progressive Komponente verstärkt werden. Zulässig wäre es darüber hinaus auch, allein die Kohle zu besteuern, wobei es sich in diesem Falle klimapolitisch anböte, unterschiedliche Steuersätze für Braun- und Steinkohle festzulegen. Die vollständige Ausarbeitung zu den rechtlichen Spielräumen für eine Besteuerung von Brennstoffen zur Stromerzeugung ist im Anhang dieses Berichts mit abgedruckt.

Der *Klimabeitrag* hat gegenüber den anderen auf die Preisebene zielenden Instrumenten zwei wesentliche Vorteile: Erstens wirkt er in die Merit-Order hinein und entfaltet daher eine sehr viel direktere Wirkung auf die für den Klimaschutz wesentlichen Marktentscheidungen. Zweitens ist vorgesehen, dass die betreffenden Unternehmen zusätzliche ETS-Zertifikate löschen. Damit vermeidet das Instrument den sog. Wasserbett-Effekt und bewirkt daher treffsicherer als andere Bepreisungsinstrumente eine Minderung der CO₂-Emissionen.

In seiner vom BMWi vorgeschlagenen Gestalt zielte der Klimabeitrag allerdings nur auf einen relativ kurzen Wirkungszeitraum (bis 2020) und konnte/kann daher als solcher nicht als vollwertiges Instrument der Dekarbonisierungsstrategie bzw. des Transformationsprozesses hin zu einem weitgehend auf EE basierenden Stromversorgungssystem betrachtet und begründet werden. Sowohl in verfassungsrechtlicher als auch in EU-rechtlicher Hinsicht war die Ausgangsposition des Klimabeitrags deshalb weniger günstig als bei den in eine langfristige Strategie eingebauten Instrumentenoptionen des Kohleausstiegs: Der Klimabeitrag musste gerechtfertigt werden als kurzfristig angelegtes Mittel, um die klimaschutzpolitischen Zwischenziele für 2020 erreichen zu können. Diesen kommt weder im Rahmen der grundrechtlichen Verhältnismäßigkeitsprüfung noch im Hinblick auf die durch Art. 194 und 192 AEUV den Mitgliedstaaten eingeräumten Kompetenzen auf dem Gebiet der Energiepolitik ein mit den langfristigen klimapolitischen Umbauzielen für die Energiewirtschaft vergleichbares Gewicht zu. Denn: Das kurzfristige Zwischenziel könnte auch mit anderen Instrumenten, auf anderem Wege und in anderen Sektoren erreicht werden. Die langfristigen – auch durch das Klimaabkommen von Paris international festgeschriebenen – Klimaziele sind hingegen nur mit einer Dekarbonisierung der Energieversorgung erreichbar, für welche die Abschaltung der Kohlekraftwerke eine Schlüsselstellung einnimmt. Sowohl mit dem Blick auf die Verfassung als auch auf den AEUV ist es von nicht zu unterschätzender Bedeutung, den langfristigen klimaschutzpolitischen Zielhorizont und die Notwendigkeit eines Umbaus der Elektrizitätsversorgungssystems auf (nahezu) 100% erneuerbaren Strom zu betonen.

Würde der Klimabeitrag auf einen längerfristigen Ausstiegsprozess zugeschnitten und als dessen über den ETS hinausgehendes Wirkinstrument auf nationaler Ebene konzipiert, so wäre die rechtliche Ausgangssituation günstiger. Dann würde für ihn sowohl im Hinblick auf die Bewertung der entstehenden Grundrechtsbelastungen als auch hinsichtlich der Regelungskompetenzen im Verhältnis zum Emissionshandel und zum AEUV vom Ansatz her die gleiche grundsätzlich positive Grundeinschätzung gelten wie für den Kohleausstiegsfahrplan.

Die gegen den Klimabeitrag von *Spieth* vorgetragene EU-rechtliche Kritik⁵⁵ dürfte demgegenüber aus den oben ausgeführten Gründen zumindest weitgehend ins Leere gehen (siehe dazu im Einzelnen oben, 2.3). Allerdings ist zu betonen, dass es trotz der politisch heftigen Debatte bisher wenig juristische Diskussionsbeiträge zum Thema gibt, so dass nicht davon ausgegangen werden kann, dass die

⁵⁵ Spieth, NVwZ 2015, 1173, insb. 1175 ff.

rechtlichen Argumente bereits erschöpfend ausgetauscht wurden. Insbesondere zwei Aspekte bedürfen nach hiesiger Einschätzung noch einer vertieften Betrachtung an anderer Stelle (ggf. außerhalb dieser Studie):

- ▶ Zum einen ist offen, ob die im Modell des Klimabeitrags vorgesehene Löschung zusätzlicher Zertifikate nach Art. 19 der ETS-RL von der betreffenden Vorschrift gedeckt ist, weil argumentiert werden könnte, dass diese ihrem Sinn und Zweck nach nur auf (wirklich) freiwillige Löschungen ziele, nicht auf durch einzelne Nationalstaaten gesetzlich verlangte Pflichtlöschungen. Der Wortlaut der Vorschrift schließt eine Anwendung auch auf derartige Fälle nicht aus, aber es ist zumindest vorstellbar, dass die EU-Gerichtsbarkeit dem nicht folgen würde, weil eine Anwendung die Möglichkeit der Einflussnahme einzelner Mitgliedstaaten auf die Gesamtmenge der am Markt verfügbaren Zertifikate mit sich bringen würde. Möglicherweise kann aber gerade das auch als (sinnvolle und wirksame) Schutzverstärkung im Sinne von Art. 193 AEUV angesehen werden.
- ▶ Zum anderen ist die Bedeutung der gleichen Regelungskomponente finanzverfassungsrechtlich noch nicht geklärt. Denn die Löschung von Zertifikaten stellt sich wirtschaftlich als finanzielle Zusatzbelastung dar, die auf die betroffenen Unternehmen wie ein erhöhter Zertifikatspreis wirkt. Das Emissionshandelssystem wird vom Bundesverwaltungsgericht finanzverfassungsrechtlich wie eine nichtsteuerliche Abgabe behandelt, die durch ihre Funktion der Vorteilsabschöpfung innerhalb eines Bewirtschaftungssystems für Treibhausgase gerechtfertigt sei⁵⁶: Wer die Atmosphäre für Belastungen mit CO₂ in Anspruch nehmen dürfe, müsse für diesen Vorteil ein angemessenes Entgelt zahlen. Insoweit könnte ein Problem darin gesehen werden, dass in Folge des Klimabeitrags einige Kraftwerksbetreiber wesentlich höhere finanzielle Aufwendungen zu tragen hätten als andere, so dass der „Preis“ für eine Tonne CO₂ für die betreffenden Unternehmen für sie effektiv über das sich im ETS-System ergebende Entgelt hinausgehen würde. Ob eine derartige Sonderbehandlung, die sich auch als eine Art „Tarifdifferenzierung“ verstehen ließe, von den zuständigen Gerichten finanzverfassungsrechtlich als möglich erachtet würde, lässt sich mangels Rechtsprechung zu einer derartigen Konstellation nicht klar abschätzen, auch wenn es eine in sich überzeugende klimapolitische Begründung dafür gibt.

Genauer unter die Lupe zu nehmen wären bei der Ausgestaltung des Klimabeitrags im Übrigen Gleichheitserwägungen. Die Wahl der Bemessungsgrößen und der Differenzierungskriterien müsste mit Blick auf die verfolgten Zielsetzungen folgerichtig sein und entsprechend begründet werden.

2.7 Rechtliches Zwischenfazit

Die kurze Übersicht über die rechtlichen Rahmenbedingungen hat gezeigt, dass es für alle drei Regelungswege rechtlich tragfähige konkrete Instrumentenoptionen gibt. Nur an wenigen Stellen ist ergänzender Prüfungsbedarf zu konstatieren. Auf der Ausgestaltungsebene ist Wert auf eine sorgfältige Verhältnismäßigkeits- und Gleichheitsprüfung zu legen.

Die Betrachtung zeigt insbesondere auf, dass sich Deutschland mit einer langfristig angelegten Steuerung der Energiewende im Sinne einer schrittweisen Dekarbonisierung des Stromsektors nicht im Konflikt mit dem EU-Recht – namentlich nicht mit dem Emissionshandel – befinden kann. Denn der AEUV belässt den Mitgliedstaaten ausdrücklich die Kompetenz, über „die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung“ selbst zu bestimmen. Für kurzfristige, allein auf die CO₂-Minderung zielende Instrumente könnte sich der Staat nicht auf diese Regelung des AEUV stützen, deshalb wäre die Ausgangslage gegenüber dem EU-Recht weniger günstig.

⁵⁶ BVerwG, Urteil v. 10. Oktober 2012 – 7 C 9/10 –, BVerwG NVwZ 2013, 587, 588 f., insb. Rdnr. 19 ff.; vgl. dazu auch BVerfG, Beschluss v. 07. November 1995 – 2 BvR 413/88, 2 BvR 1300/93 –, BVerfGE 93, 319, 347 („Wasserpfeffig“).

In verfassungsrechtlicher Hinsicht ist hervorzuheben, dass der Kohleausstieg relativ problemlos so ausgestaltet werden kann, dass grundsätzlich *keine Entschädigungspflichten* des Staates ausgelöst werden. Positiv bewertet werden daher sowohl aus dem Blickwinkel des EU-Rechts als auch aus der Sicht des Verfassungsrechts die Instrumente eines rechtlich fixierten *Kohleausstiegsfahrplans* sowie diejenigen *kapazitat*iv angelegten Optionen, die mit stufenweisen Senkungen von Erzeugungs-, Einspeisungs- oder Emissionsmengen operieren.

Anders zu beurteilen ist die verpflichtende Überführung von Kraftwerken in eine *Reservefunktion*. Dieses Modell stellt sich verfassungsrechtlich als entschädigungspflichtige Enteignung dar. Es erscheint deshalb für die langfristige Strategiesteuerung nicht als geeignete und auch nicht als notwendige Option. Hinzu kommt, dass die Entschädigungspflicht in einem Spannungsfeld zum EU-Beihilferecht steht, weil von einer grundsätzlich unzulässigen bzw. genehmigungspflichtigen Beihilfe auszugehen sein dürfte, sofern die Entschädigung den Rahmen des verfassungsrechtlich Notwendigen überschreitet. Ob eine Anwendung des Beihilferechts vermieden werden kann, indem die finanzielle Kompensation nicht über eine staatliche Zahlung, sondern über die Netzentgelte erfolgt, erscheint rechtlich nicht sicher.

Etwas komplizierter stellt sich die rechtliche Ausgangslage im Übrigen für die Bepreisungsinstrumente dar, weil hier einerseits die Restriktionen des Finanzverfassungsrechts und andererseits die Vorgaben des EU-Beihilferechts zu beachten sind. Eine direkte Besteuerung der *CO₂-Emissionen* oder der *CO₂-Zertifikate* erscheint deshalb zwar unzulässig. Relativ sicher möglich erscheint es auf dieser Basis demgegenüber grundsätzlich – ungeachtet weiter unten noch zu erörternder Gestaltungsfragen –, im Rahmen der *Energiesteuer* auch die Verwendung von Brennstoffen zum Zwecke der Stromerzeugung zu versteuern und hierdurch einem „CO₂-Preis“ ähnliche Wirkungen zu erzielen.⁵⁷

Auch für den *Klimabeitrag* kann, wenn er als langfristig wirkendes Steuerungsinstrument eingesetzt werden sollte, angenommen werden, dass sich die mit ihm verbundenen Grundrechtseinschränkungen rechtfertigen lassen und EU-rechtlich eine Berufung auf die den Mitgliedstaaten überlassenen Kompetenzen für die Grundentscheidungen im Bereich der Energiewirtschaft möglich ist.

⁵⁷ Siehe zur Option einer Besteuerung von Brennstoffen zur Stromerzeugung auch die gesonderte Untersuchung im Anhang.

3 Emissionsminderungsziele für die betrachteten Instrumente

3.1 Emissionsminderungsziele

Die Bundesregierung hat im Rahmen des Klimaschutzplans Sektorziele für das Jahr 2030 festgelegt. Für die Energiewirtschaft beträgt das Sektorziel 175 bis 183 Mio. t CO₂-Äq. Die sektorale Abgrenzung beruht im Grundsatz auf den Treibhausgasinventaren.⁵⁸ Die Emissionen der Energiewirtschaft umfassen v.a. die Emissionen der öffentlichen Kraftwerke, die Emissionen der Raffineriekraftwerke, der Raffinerie-Unterfeuerungen, der öffentlichen Heizwerke und der Pipelineverdichter und die flüchtigen Emissionen (z.B. Methanemissionen aus Steinkohle- und Erdgasförderung, Erdgastransport und Verteilung). Die Emissionen der Industriekraftwerke sind nicht in der Energiewirtschaft enthalten, sondern im Sektor Industrie. Eine Aufteilung der Emissionen von KWK-Kraftwerken auf die Strom- und Wärme-Produktion erfolgt nicht.⁵⁹

Fokus dieser Studie war jedoch der Stromsektor, der die Emissionen der öffentlichen Kraftwerke, der Raffineriekraftwerke und der Industriekraftwerke umfasst.⁶⁰ Wie kann nun für den Stromsektor ein Ziel hergeleitet werden, das dem der Energiewirtschaft entspricht? Hier kann z.B. auf die Modellierung im Rahmen der Klimaschutzenszenarien (KS) zurückgegriffen werden.⁶¹ Im Szenario KS 80 (80 % Minderung der Gesamtemissionen bis 2050,) wurden für das Jahr 2030 die folgenden Modellierungsergebnisse ermittelt:

- für die Energiewirtschaft ein Emissionsumfang von 177 Mio. t CO₂-Äq (alle Treibhausgase);
- für den Stromsektor ein Emissionsumfang von 185 Mio. t CO₂-Äq (alle Treibhausgase), bzw. 182 Mio. t CO₂ (nur CO₂);

Das im Klimaschutzplan festgelegte Sektorziel von 175 bis 183 Mio. t CO₂-Äq. für die Energiewirtschaft entspricht CO₂-Emissionen im Stromsektor in der Größenordnung von 180 bis 188 Mio. t. In der vorliegenden Studie wurde dieser Emissionskorridor als Ziel für das Jahr 2030 unterstellt. Zu beachten ist, dass sich dieser Emissionskorridor nur auf CO₂-Emissionen bezieht (wenn der Korridor für alle THG-Emissionen angegeben würde, wäre das Budget etwas höher). Für das Jahr 2025 wurde ein Zwischenziel von 230 Mio. t CO₂ angesetzt.

⁵⁸ Die Energiewirtschaft entspricht im Grundsatz der Quellgruppe 1.A.1 der Treibhausgasinventare. Im Sektorzuschnitt des BMUB werden zusätzlich noch die Pipelineverdichter (ein Teil der Quellgruppe 1.A.3.e) und die flüchtigen Emissionen (1.B) zur Energiewirtschaft gezählt (Aggregation um die Anzahl der Sektoren zu reduzieren). Vergleiche Anhang 5 des Projektionsberichts 2015 (Bundesregierung 2016).

⁵⁹ Die KWK-Kraftwerke werden vollständig modelliert. Eine Aufteilung der Emissionen von KWK-Kraftwerken auf die Strom und Wärme-Produktion erfolgt also nicht.

⁶⁰ Im Rahmen der Erstellung des Projektionsberichts wird traditionell die „weite“ Definition der Emissionen des Stromsektors verwendet (vergleiche BReg (2015)). In der weiten Abgrenzung sind die Emissionen der KWK-Anlagen komplett enthalten. Außerdem noch die wichtigen Emissionsquellen aus Müll, Giftgasen und weiteren Sondergasen (angelehnt an die Inventarmethodik). In der engen Abgrenzung werden die Emissionen der Kraftwerke wie in der Energiebilanz mit der finnischen Methode auf die Stromerzeugung und die Wärmeerzeugung aufgeteilt. Für eine Regulierungsperspektive ist es sinnvoller die „weite“ Definition zu verwenden. Denn reguliert werden kann nur das ganze Kraftwerk, mit allen Emissionen, die aus dem Schornstein kommen.

⁶¹ 2. Modellierungsrunde

3.2 Interaktion mit dem Emissionshandel

Im Rahmen dieses Projektes wurde festgelegt, dass die Instrumente so parametrisiert werden sollen, dass die Emissionen des Stromsektors im nationalen Bilanzraum im Jahr 2030 auf 180 bis 188 Mio. t CO₂ gesenkt werden (Abschnitt 3.1). Außerdem werden Rebound-Effekte bezüglich der europäischen Emissionen betrachtet, soweit diese über die europäischen Strommärkte induziert werden (Abschnitt 6.2.5).

Nicht quantitativ untersucht wurde, dass durch die Emissionsminderungswirkung nationaler Instrumente die Nachfrage nach Emissionsberechtigungen sinken könnte und dadurch auch der Preis für EU-Emissionsberechtigungen sinken könnte. Auf diese Weise könnten Interaktionen mit dem europäischen Emissionshandel entstehen, die einen Teil der Emissionsminderungseffekte, die durch die nationalen Instrumente angereizt werden, kompensieren könnten.

Diese Effekte im Emissionshandel sind aber mit den verwendeten Modellen nur sehr schwer abzubilden. Qualitativ sind drei Aspekte zu berücksichtigen:

- Die Marktstabilitätsreserve führt dazu, dass Überschüsse, die z.B. durch nationale Instrumente entstehen, aus dem Markt genommen werden.
- Müssen Betreiber zusätzliche Emissionsberechtigungen abgeben, wird der Rebound-Effekt verhindert bzw. deutlich vermindert (so war es beispielsweise im Rahmen des Klimabeitrags vorgesehen).
- Werden Zertifikate aufgekauft und stillgelegt, kann der Rebound-Effekt ebenfalls verhindert bzw. vermindert werden (Schweden setzt dazu z.B. Auktionseinnahmen ein).

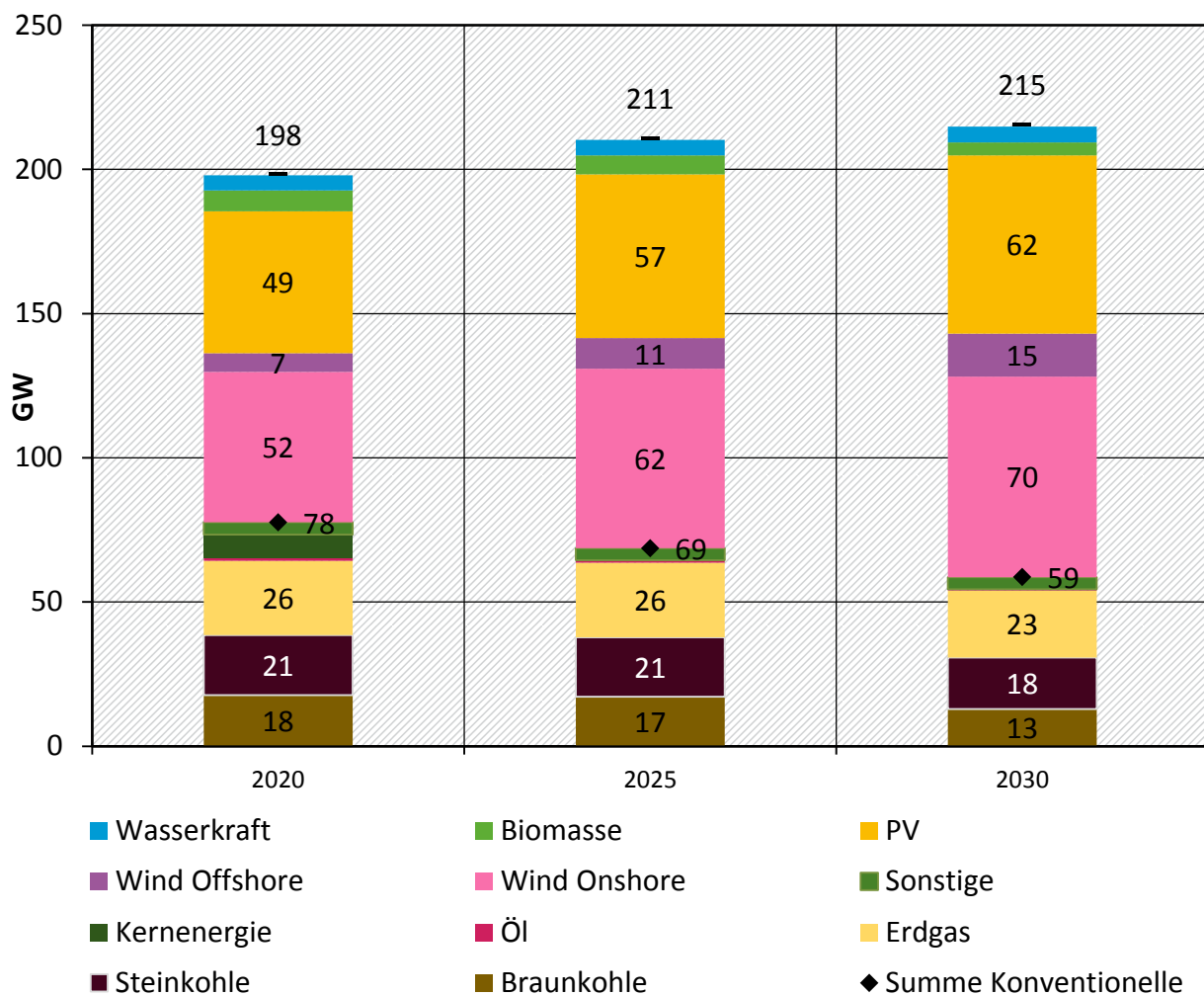
Grundsätzlich treten Interaktionen mit dem europäischen Emissionshandel bei allen untersuchten Instrumenten auf. Innerhalb eines jeden Instruments können jedoch Regelungen gefunden werden, um die Anzahl der verfügbaren Emissionsberechtigungen zu reduzieren und damit Rebound-Effekte zu unterbinden. Deshalb wird dieser Aspekt nicht für die einzelnen Instrumente untersucht.

4 Methodik Strommarkt-Modellierung

4.1 Rahmendaten

Die Modellierungsinputdaten für Deutschland basieren auf dem Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS) des Projektionsberichts der Bundesregierung (BReg 2016). Eine detaillierte Herleitung und Beschreibung der Daten findet sich im Projektionsbericht (BReg 2016). Die unterlegten Wirkungsgrade für die einzelnen Kraftwerke entsprechen den Annahmen des Projektionsberichts, wobei an einzelnen Stellen neuere Erkenntnisse berücksichtigt wurden. Die konventionellen Kapazitäten wurden teilweise im Rahmen der entwickelten Instrumente angepasst. Dies wird in Abschnitt 6.2.1 beschrieben. Abbildung 4-1 zeigt die in den Szenariojahren installierten Erzeugungskapazitäten.

Abbildung 4-1: Installierte Kapazitäten im MWMS des Projektionsberichts 2015



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BReg 2016

Wie in Tabelle 4-1 dargestellt, nimmt die Nettostromnachfrage vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2030 um ca. 6% ab. Der relativ moderate Rückgang ist u.a. auf eine zunehmende Elektrifizierung im Wärme- und im Verkehrssektor zurückzuführen.

Tabelle 4-1: Inländische Stromnachfrage (TWh)

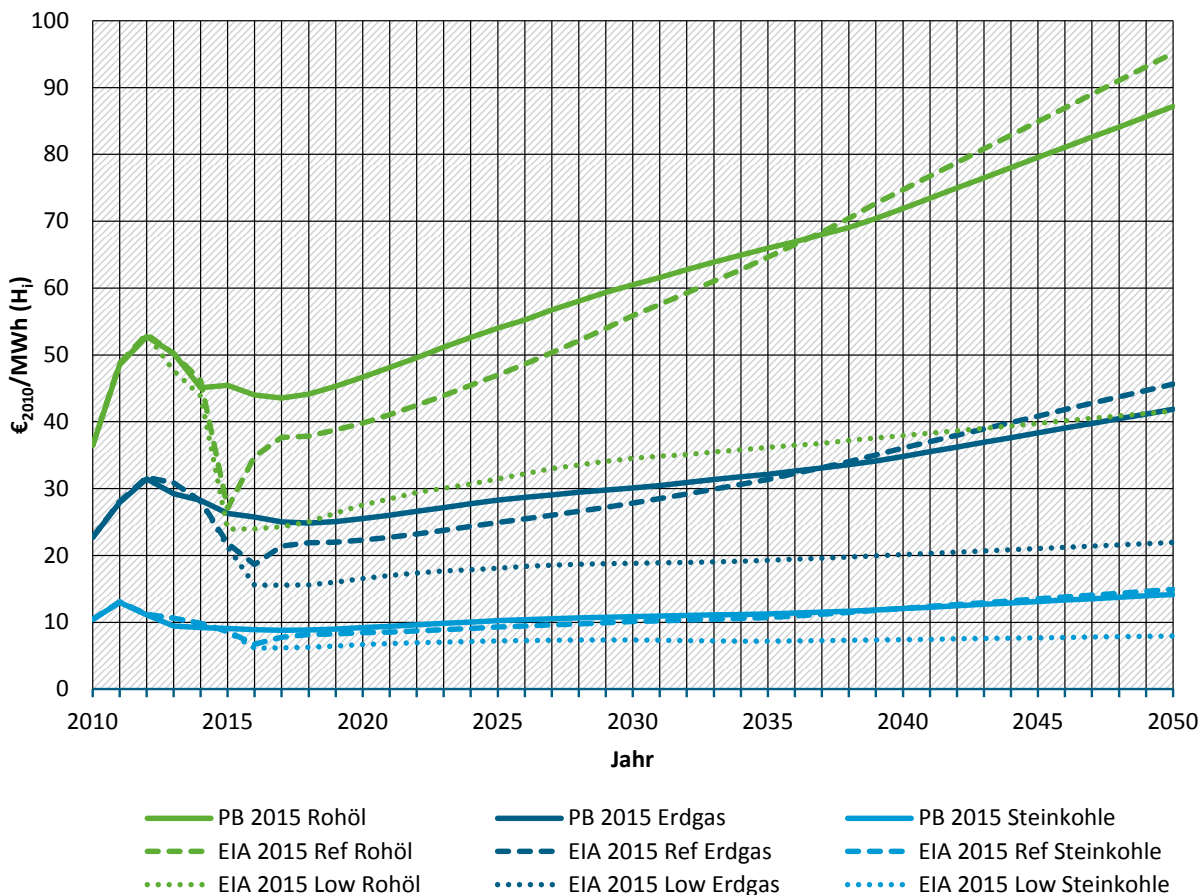
	2020	2025	2030
Nettostromnachfrage inklusive Leitungsverluste	530	506	496

Quelle: BReg 2016

4.1.1 Brennstoffpreise für Öl, Steinkohle und Gas

Grundsätzlich setzt die Ableitung der Brennstoffpreise auf der gleichen Methode wie der Projektionsbericht 2015 auf, wo die Gas- und Kohlepreise anhand der Ölpreis-Projektion im Referenzszenario des Annual Energy Outlook (AEO) der EIA abgeleitet wurden (EIA 2014). Dieser Preispfad bildet jedoch im Verhältnis zum aktuell sehr niedrigen Ölpreis ein hohes Brennstoffpreisniveau ab. Die tatsächliche Entwicklung lag in den letzten Jahren relativ nahe (und sogar leicht unter) dem alternativen Niedrigpreisszenario („Low Oil Price“) der EIA. Im Annual Energy Outlook 2015 wurden beide Szenarien erneut nach unten korrigiert; die entsprechende Abweichung der aktuellen Zahlen der EIA vom Projektionsbericht ist in Abbildung 4-2 dargestellt.

Abbildung 4-2: Energiepreise Projektionsbericht 2015 und Modellierung nach EIA 2015



Quelle: EIA 2015, Berechnungen Öko-Institut

Es erscheint sinnvoll, angesichts der aktuellen Unsicherheit über die Brennstoffpreise beide Preis-pfade in Betracht zu ziehen. Für den Basislauf werden zunächst die abgeleiteten Brennstoffpreise basierend auf dem Referenzszenario des AEO 2015 verwendet (EIA 2015). Zusätzlich wird eine Sensitivitätsrechnung mit niedrigeren Preisen durchgeführt, die vom erwähnten Niedrigpreisszenario des AEO 2015 abgeleitet wurde. Welche der beiden Annahmen realistischer ist, ist aktuell kaum einzuschätzen. Die Sensitivitätsrechnung ist für die Robustheit der Instrumentenbewertung damit unverzichtbar.

In Tabelle 4-2 sind die Brennstoffpreise ersichtlich, die für die Bezugspreise der Kraftwerke in der Modellierung angenommen werden. Angesetzt werden für die Steinkohle Transportkosten von 1€/MWh, dies entspricht einem geringeren Wert als im Projektionsbericht, um die niedrigen Transportkosten (Hafennähe) der großen neuen Steinkohlekraftwerke in Norddeutschland abzubilden. Der Transportkostenaufschlag beim Erdgas wird hier auf null gesetzt (Transportkosten als Fixkosten eingeordnet).

Tabelle 4-2: Entwicklung der Preise frei Kraftwerk im Vergleich der Szenarien, 2015 bis 2030

			€ ₂₀₁₀ /MWh (H)			
			2015	2020	2025	2030
Rahmendaten Projektionsbericht 2015	Steinkohle	Grenzübergang	9,1	9,2	10,2	10,9
		frei Kraftwerk	10,8	10,9	12,0	12,6
	Erdgas	frei Kraftwerk	30,8	30,0	32,8	34,6
Ableitung EIA AEO Reference 2015	Steinkohle	Grenzübergang	8,6	8,4	9,3	10,1
		frei Kraftwerk	9,6	9,4	10,3	11,1
	Erdgas	frei Kraftwerk	21,8	22,3	24,9	27,8
Ableitung EIA AEO Low Oil Price 2015	Steinkohle	Grenzübergang	8,6	6,7	7,2	7,4
		frei Kraftwerk	9,6	7,7	8,2	8,3
	Erdgas	frei Kraftwerk	21,3	16,6	18,1	18,8

Quelle: Projektionsbericht 2015, eigene Berechnungen nach EIA AEO 2015

In Anlehnung an das MWMS des Projektionsberichts 2015 werden kurzfristige Brennstoffkosten in Höhe von 1,5 €/MWh_{th} für die Braunkohlekraftwerke angesetzt.

4.1.2 Preise für Emissionsberechtigungen

Tabelle 3-3 stellt die im MWMS des Projektionsberichts 2015 verwendeten CO₂-Preise dar, die auch für die Modellierung in diesem Projekt verwendet wurden.⁶²

Tabelle 4-3: EUA-Preise im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) und Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)

€/ t CO ₂	2015	2020	2025	2030
MMS	7,5	10,0	22,5	35,0
MWMS	7,5	10,0	27,0	37,0

Quelle: Projektionsbericht 2015

⁶² Die verwendeten CO₂-Preise liegen damit deutlich unten vollen Umweltkosten der CO₂-Emissionen. Für das Jahr 2030 empfiehlt das Umweltbundesamt einen Wert von 145 Euro. Eine Strommarktmodellierung und eine gesamtwirtschaftliche Kostenanalyse mit diesen höheren CO₂-Preisen bleiben späteren Arbeiten vorbehalten. Vgl. UBA 2012.

4.2 Modellinput für das Ausland

4.2.1 Einleitung

Um sämtliche Wechselwirkungen der Einführung von ordnungsrechtlichen oder ökonomischen Instrumenten zur Dekarbonisierung der Stromerzeugung berücksichtigen zu können, sind im Rahmen der Modellierung neben dem deutschen Strommarkt auch die benachbarten Länder⁶³ und Marktgebiete mit einzubeziehen. Die Zusammensetzung des europäischen Kraftwerksparks, das Fortschreiten des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie die Entwicklung der Stromnachfrage in den europäischen Nachbarländern und der Ausbau der bestehenden Übertragungskapazitäten, bestimmt die grenzüberschreitenden Handelsflüsse zwischen Deutschland und seinen Nachbarn und damit insbesondere die in Deutschland anfallenden CO₂-Emissionen der Stromerzeugung.

Wie in zahlreichen weiteren einschlägigen Studien zur Entwicklung des deutschen Strommarktes (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015; Connect Energy Economics 2015) wurde die künftige Entwicklung des europäischen Strommarktes auf Grundlage der von ENTSO-E erarbeiteten Studie „Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014 – 2030“ (ENTSO-E 2014a) entwickelt.

Die Studie beschreibt drei Szenarien und vier „Visionen“ zur Entwicklung von Stromerzeugung und –verbrauch in Europa bis zum Jahr 2030. Im Rahmen der modellgestützten Untersuchung der Instrumente werden für das Basis-Szenario „Szenario B“ (2020, 2025) und „Vision 3“ (2030) des SOAF für die Entwicklungen der installierten Leistung der konventionellen Kraftwerke und der erneuerbaren Energien in Europa berücksichtigt.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa verzeichnet unter den gewählten Szenarien ein deutliches Wachstum. Die „20-20-20“-Ziele der Europäischen Union werden annähernd erreicht und auch bis 2030 entwickelt sich der Ausbau der erneuerbaren Energien im Einklang mit der „Energy Roadmap 2050“ (EC 2011).

Da die Entwicklung der Strommärkte der europäischen Nachbarländer einen starken Einfluss auf die innerdeutsche Stromproduktion und damit auf die CO₂-Emissionen hat, wurden für die Szenariojahre 2025 und 2030 für die Inputdaten der benachbarten Länder zwei Sensitivitäten entwickelt. Ziel dieser Sensitivitäten ist es zu untersuchen wie stark die entwickelten Instrumente auf eine alternative Entwicklung in den Nachbarländern reagieren. Hierfür wurde zum einen eine Sensitivität entwickelt, in welchem der Export weiter angeregt wird (Sensitivität Hohe Exporte), sodass die deutschen Kraftwerke stärker zum Einsatz kommen und hierdurch auch stärker CO₂ emittieren. Für diese Sensitivität wurde die Stromnachfrage des Basis Szenarios beibehalten und sowohl die erneuerbare als auch die konventionelle Erzeugung reduziert. Die Annahmen hierfür basieren auf Szenario A und Vision 1 des SOAF 2014. In der Sensitivität Niedrige Exporte wurden die Erzeugungskapazitäten des Basis-Szenarios beibehalten und die Stromnachfrage, basierend auf Vision 1, reduziert. Die schwächere Nachfrage im Ausland führt zu geringeren Exporten und entsprechend schwächeren Emissionen.

4.2.2 Basis-Szenario

Windenergie und Photovoltaik (PV) übernehmen im Rahmen der Szenarien die zentrale Rolle beim Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) in Europa (Tabelle 4-4). Die installierte Leistung von Wind Onshore und PV steigt für die Nachbarländer bis 2030 in etwa auf das Doppelte bis Dreifache gegenüber 2015 auf jeweils ca. 110 GW an. Wind Offshore erfährt im gleichen Zeitraum einen deutlichen

⁶³ Für die in den nachfolgenden Kapitel dargestellten Ergebnisse ist zu beachten, dass das Modell BET-EuroMod von BET die direkten deutschen Nachbarländer sowie Großbritannien und Italien berücksichtigt. Die Ergebnisse der BET-Modellierung sind in Kapitel 8 dargestellt. Das Modell PowerFlex-EU des Öko-Institut berücksichtigt die Länder des ENTSO-E Verbundgebietes exklusive Zypern und Island. Die mit diesem Modell berechneten Ergebnisse gehen in den Kapiteln 6 und 7 ein.

Anstieg von ca. 7 auf über 66 GW, wobei 2030 über die Hälfte der Leistung in Großbritannien installiert ist.

Tabelle 4-4: Entwicklung erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten im Basis-Szenario

in GW		CH	AT	FR	BE	NL	GB	IT	DK	NO	SE	PL	CZ
Wind Onshore	2015	0,1	2,7	9,8	2,1	2,8	4,3	9,6	3,7	1,0	4,6	3,8	0,4
	2020	0,1	4,2	14,5	2,6	4,0	8,9	13,2	3,8	1,5	7,7	5,7	0,6
	2025	0,2	5,5	19,5	3,6	5,0	12,1	16,0	3,9	1,8	7,7	6,2	0,7
	2030	0,9	5,5	28,0	4,5	6,0	14,0	21,1	5,9	5,0	10,0	7,3	0,9
Wind Offshore	2015	-	-	-	0,9	0,4	4,4	-	1,3	-	0,2	-	-
	2020	-	-	1,5	2,3	2,0	11,4	0,2	2,8	-	0,2	0,2	-
	2025	-	-	3,5	2,3	2,5	27,8	0,2	3,2	-	0,2	1,7	-
	2030	-	-	12,0	4,0	6,0	35,2	1,0	4,5	-	1,1	2,7	-
PV	2015	0,8	0,6	5,9	3,1	1,3	-	19,3	0,6	-	-	-	2,2
	2020	1,0	1,2	8,0	4,1	4,0	-	24,6	0,9	-	-	0,2	2,5
	2025	1,3	1,9	13,5	4,9	5,0	-	28,5	1,3	-	-	0,3	3,1
	2030	3,0	3,5	30,0	5,7	8,0	-	48,9	3,4	-	1,0	1,0	3,6
Summe	2015	0,9	3,3	15,7	6,1	4,5	8,7	28,9	5,5	1,0	4,8	3,8	2,6
	2020	1,2	5,4	24,0	9,0	10,0	20,3	38,0	7,5	1,5	7,9	6,1	3,1
	2025	1,5	7,4	36,5	10,8	12,5	39,9	44,6	8,3	1,8	7,9	8,2	3,8
	2030	3,9	9,0	70,0	14,3	20,0	49,2	71,0	13,9	5,0	12,1	11,0	4,5

Quelle: ENTSO-E 2014a

Die Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten berücksichtigt spezifische politische Zielsetzungen der europäischen Nachbarländer, wie beispielsweise den Ausstieg aus der Kernenergie in der Schweiz oder die Reduktion des Anteils der Kernenergie an der Stromerzeugung in Frankreich. Die installierte Leistung fossiler Kraftwerkskapazitäten geht bis 2030 deutlich zurück. Ein Zuwachs der installierten Leistung an erdgasgefeuerten Kraftwerken wird durch den Rückgang der Leistung von kohlegefeuerten und ölgefeuerten Erzeugungsanlagen überkompensiert (Tabelle 4-5). Die in den

einzelnen Szenarien installierten Leistungen wurden anhand absehbarer Entwicklungen plausibilisiert und mit aktuellen Maßnahmen verglichen. Dabei wurde z.B. die frühzeitige Abschaltung der Blöcke 1 und 2 des Kernkraftwerks Ringhals in Schweden berücksichtigt.

Tabelle 4-5: Entwicklung konventioneller Kraftwerkskapazitäten (netto) im Basis-Szenario

In GW		CH	AT	FR	BE	NL	GB	IT	DK	NO	SE	PL	CZ
Kernenergie	2015	3,2	-	63,1	5,5	0,5	9,0	-	-	-	10,0	-	3,7
	2020	2,8	-	63,0	5,1	0,5	9,0	-	-	-	8,7	-	3,7
	2025	2,1	-	60,0	3,1	0,5	12,1	-	-	-	8,7	1,5	3,7
	2030	1,2	-	40,0	-	-	12,7	-	-	-	10,0	4,5	1,8
Braunkohle	2015	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,6	8,9
	2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,3	7,8
	2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,3	5,4
	2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,4	5,2
Steinkohle	2015	-	0,8	4,5	0,4	7,3	18,2	8,4	2,4	-	0,1	19,5	1,2
	2020	-	0,6	2,9	-	4,6	15,6	9,1	1,0	-	0,1	20,2	1,1
	2025	-	0,6	1,7	-	4,6	3,9	9,1	0,6	-	-	20,4	0,7
	2030	-	0,6	1,7	-	3,3	4,6	11,4	-	-	-	9,7	0,3
Erdgas	2015	0,1	7,0	5,8	6,8	20,1	30,4	41,6	2,1	1,2	0,9	1,1	1,5
	2020	0,1	7,2	7,5	7,9	20,0	30,5	42,9	1,3	1,3	0,7	2,4	1,7
	2025	0,1	7,2	7,5	11,1	19,8	35,9	43,9	1,3	1,3	0,4	2,6	1,8
	2030	1,2	9,8	12,5	15,6	22,2	37,1	46,8	2,0	1,3	-	7,1	2,0
Öl	2015	-	-	12,0	0,2	1,0	1,0	17,4	0,1	-	4,3	-	0,1
	2020	-	-	8,2	-	1,0	1,0	15,5	0,0	-	3,1	-	0,1
	2025	-	-	6,6	-	1,0	0,8	15,5	0,0	-	3,1	-	0,0
	2030	-	0,3	3,8	-	-	0,8	5,1	-	-	0,7	-	0,0
Summe	2015	3,3	7,8	85,4	12,8	28,9	58,6	67,4	4,6	1,2	15,3	29,2	15,4
	2020	2,9	7,8	81,6	13,0	26,1	56,1	67,5	2,3	1,3	12,6	29,9	14,3
	2025	2,2	7,8	75,8	14,1	25,9	52,7	68,5	1,9	1,3	12,2	31,8	11,7
	2030	2,3	10,7	58,0	15,6	25,5	55,1	63,2	2,0	1,3	10,6	32,7	9,4

Quelle: ENTSO-E 2014a, BET

Auch für die Stromnachfrage im Ausland wurden das Scenario B sowie die Vision 3 des Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SOAF) 2014 verwendet. In dieser Studie wird die Jahreshöchstlast angegeben. Um hiermit die Stromnachfrage des Szenariojahres zu bestimmen wurden weitere Quellen zugrunde gelegt: Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2014 für Strom (ENTSO-E 2014a) sowie TYNDP-Gas (ENTSO-G 2015). Die Annahmen zur Entwicklung der Stromnachfrage in den Szenariojahren sind in Tabelle 4-6 dargestellt. Während für das Jahr 2020 eine fast konstante Entwicklung der Stromnachfrage angenommen wird, steigt diese gegenüber der heutigen bis 2025 um ca. 6% und bis 2030 um ca. 18 % an.

Tabelle 4-6: Entwicklung der ausländischen Stromnachfrage im Basis-Szenario

TWh	CH	AT	FR	BE	NL	GB	IT	DK	NO	SE	PL	CZ	Summe
2015	65	77	492	99	118	331	349	36	137	145	155	69	2.074
2020	67	74	489	95	132	326	353	36	137	151	177	69	2.107
2025	71	85	507	104	126	353	379	37	145	145	166	75	2.193
2030	79	92	516	105	163	370	461	45	148	158	215	82	2.433

Quelle: ENTSO-E 2014a, Öko-Institut

4.2.3 Sensitivität Hohe Exporte

Wie im Abschnitt 4.2.1 beschrieben, wurde für die Sensitivität Hohe Exporte die Stromnachfrage des Basis-Szenarios beibehalten und die Erzeugungskapazitäten reduziert. Die erneuerbare und konventionelle Erzeugungsstruktur wurde auf Basis des Szenario A und der Vision 1 des SOAF 2014 entwickelt. Dieser Entwicklungspfad befindet sich am unteren Rand des SOAF-Szenariotrichters. Es wird sowohl für erneuerbare als auch für konventionelle Erzeugungskapazitäten ein investitionshemmendes Umfeld angenommen. Sowohl die 2020 Ziele als auch der Pfad der „Roadmap 2050“ (Europäische Kommission 2011) können mit diesem Szenario nicht eingehalten werden.

Tabelle 4-7 zeigt, dass verglichen mit dem Basis-Szenario (siehe Tabelle 4-4) im Jahr 2030 die Leistung von Wind Onshore ca. 2/3 und von Wind Offshore sowie Photovoltaik (PV) nur ca. die Hälfte beträgt. Mit 154 GW erreicht die Wind- und PV-Leistung in Summe ca. die Hälfte des Basis-Szenario Wertes (283 GW).

Tabelle 4-7: Entwicklung erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten in der Sensitivität Hohe Exporte

in GW		CH	AT	FR	BE	NL	GB	IT	DK	NO	SE	PL	CZ	Ges.
Wind Onshore	2025	0,1	2,8	7,7	3,6	2,3	4,9	15,2	3,9	1,7	5,3	5,1	0,7	53,2
	2030	0,5	3,3	18,5	2,6	4,0	9,4	12,8	4,7	2,8	6,1	6,2	0,9	71,7
Wind Offshore	2025	0,0	0,0	0,0	2,3	0,2	4,5	0,0	3,2	0,0	0,2	0,0	0,0	10,4
	2030	0,0	0,0	1,5	2,2	2,0	20,6	0,7	2,1	0,0	0,2	2,3	0,0	31,5
PV	2025	0,7	1,2	4,0	4,9	0,5	0,0	25,3	1,3	0,0	0,0	0,0	3,1	40,9
	2030	0,6	0,8	12,0	4,1	4,0	0,0	24,6	1,1	0,0	0,0	0,5	3,6	51,3
Summe	2025	0,8	4,0	11,7	10,8	3,0	9,4	40,5	8,3	1,7	5,5	5,1	3,8	104,6
	2030	1,1	4,1	32,0	8,8	10,0	30,1	38,0	8,0	2,8	6,3	8,9	4,5	154,5

Quelle: ENTSO-E 2014a

Die Summe der konventionellen Kraftwerkskapazitäten umfasst ca. 85% der Leistung des Basisszenarios. Der deutlichste Unterschied entfällt auf die Kernenergie (die Leistung in der Sensitivität Hohe Exporte beträgt ca. 70% der Leistung des Basisszenarios).

Tabelle 4-8: Entwicklung konv. Kraftwerkskapazitäten (netto) in der Sensitivität Hohe Exporte

in GW		CH	AT	FR	BE	NL	GB	IT	DK	NO	SE	PL	CZ	Ges.
Kernenergie	2025	2,1	0,0	60,0	3,1	0,5	7,1	0,0	0,0	0,0	8,3	0,0	3,7	84,8
	2030	0,0	0,0	33,4	2,0	0,0	4,3	0,0	0,0	0,0	2,1	4,5	3,5	49,9
Braunkohle	2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,3	5,5	14,8
	2030	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,4	5,2	16,6
Steinkohle	2025	0,0	1,5	1,7	0,0	4,6	28,1	8,2	1,7	0,0	0,0	18,1	0,7	64,5
	2030	0,0	1,2	1,7	0,0	3,3	0,0	11,4	0,0	0,0	0,0	9,7	0,3	27,7
Erdgas	2025	0,1	5,1	6,3	7,9	19,7	1,8	42,1	1,6	1,3	0,4	2,3	1,9	90,4
	2030	0,8	10,6	7,5	15,6	19,3	45,5	45,2	3,2	1,3	0,0	2,0	2,0	152,8
Öl	2025	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,4	6,6	0,0	0,0	3,1	0,0	0,0	11,4
	2030	0,0	0,3	1,8	0,0	0,0	1,2	2,4	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	6,3
Summe	2025	2,2	6,5	68,0	11,0	24,8	39,0	50,3	3,3	1,3	8,7	27,7	11,8	254,6
	2030	0,8	11,8	42,6	17,6	22,6	49,8	56,6	3,2	1,3	2,1	27,5	11,0	246,9

Quelle: ENTSO-E 2014a

4.2.4 Sensitivität Niedrige Exporte

Für die Sensitivität Niedrige Exporte wird die Stromnachfrage gegenüber dem Basis-Szenario reduziert, während die restlichen Inputparameter beibehalten werden. Hierbei wird die Stromnachfrage in etwa auf dem Niveau des Szenariojahrs 2020 im Basis-Szenario gehalten. Die Daten basieren auf Vision 1 des SOAF 2014 (ENTSO-E 2014a).

Tabelle 4-9: Entwicklung der ausländischen Stromnachfrage in der Sensitivität Niedrige Exporte

in TWh	CH	AT	FR	BE	NL	GB	IT	DK	NO	SE	PL	CZ	Summe
2025	66	74	479	95	126	332	360	36	138	149	179	70	2.103
2030	65	74	468	95	119	337	368	36	139	146	180	70	2.100

Quelle: ENTSO-E 2014a , Öko-Institut e.V.

4.2.5 Entwicklung der Übertragungskapazitäten

Die Modellierung berücksichtigt die Beschränkungen der Übertragungskapazität (NTC) zwischen Deutschland und den benachbarten Ländern (siehe Tabelle 4-10). Als Grundlage dienen die in der Studie NEMO I (BNetzA 2012) veröffentlichten Werte für 2022 für die Szenariojahre 2020 und 2025 sowie der Wert für 2032 für das Szenariojahr 2030. Diese Annahmen wurden mit den Ausbaumaßnahmen im Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E abgeglichen (ENTSO-E 2014b). Das führte gegenüber der NEMO-I-Studie zu einer Erhöhung der NTC zwischen Deutschland und Belgien sowie zwischen Deutschland und Dänemark.

Auf dieser Grundlage wird für die kommenden Jahre ein deutlicher Anstieg der deutschen Im- und Exportkapazitäten von über 80 % bis 2030 angesetzt. Dieser ist zum einen auf neue Verbindungen zu Ländern wie Belgien und Norwegen, die bisher noch nicht mit Deutschland verbunden waren, zum anderen auf eine Verstärkung bestehender Verbindungen zurückzuführen.

Tabelle 4-10: Unterstellte NTC-Werte an deutschen Kuppelstellen

In MW		2010/2011		2022		2032	
Von	Nach	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer
AT	DE	2.000	1.800	3.510	3.230	3.510	3.230
BE*	DE*	0	0	1.000	1.000	1.000	1.000
CH	DE	3.500	4.400	3.500	4.400	3.500	4.400
CZ	DE	2.300	2.100	2.300	2.100	4.130	3.860
DKE*	DE*	585	550	2.000	2.000	2.400	2.400
DKW*	DE*	1.500	1.500	2.000	2.000	2.000	2.000
FR	DE	2.700	2.600	2.700	2.600	2.700	2.600
LU	DE	0	0	1.300	1.300	980	1.300
NL	DE	3.000	3.900	4.510	5.860	4.510	5.860
NO	DE	0	0	700	700	700	700
PL	DE	1.100	1.200	2.510	2.740	4.190	4.570
SE	DE	600	600	600	600	600	600
Summe nach DE		17.285	18.650	26.630	28.530	30.220	32.520
DE	AT	2.200	1.800	7.200	5.430	7.200	5.430
DE	BE*	0	0	1.000	1.000	1.000	1.000
DE	CH	1.500	2.060	1.500	2.060	1.500	2.060
DE	CZ	800	800	800	800	2.090	2.090
DE*	DKE*	600	550	1.450	1.450	1.850	1.850
DE*	DKW*	950	950	1.450	1.450	1.450	1.450
DE	FR	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200
DE	LU	980	980	980	980	980	980
DE	NL	3.850	4.000	5.780	6.010	5.780	6.010
DE	NO	0	0	700	700	700	700
DE	PL	1.200	800	2.740	1.830	4.570	3.050
DE	SE	600	600	600	600	600	600
Summe von DE		15.880	15.740	27.400	25.510	30.920	28.420

Quelle: BNetzA 2012; mit * markierte Werte angepasst nach ENTSO-E 2014b

5 Modellierte Instrumente

5.1 Überblick

In der Untersuchung wurden verschiedene Instrumente modelliert und ihre Wirkung auf die Stromerzeugung in mehreren Modellläufen im Vergleich zu einem Basislauf quantifiziert. Tabelle 5-1 zeigt die untersuchten Instrumente im Überblick.

Tabelle 5-1: Überblick Instrumente

Kurzbezeichnung	Instrument	Parametrisierung 2030
Basis	Basislauf (ohne Instrument)	Orientiert am Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts 2015
Kapa BK	Kapazitätsmanagement Braunkohle	Reduktion der installierten Kapazität der Braunkohlekraftwerke auf 5 GW
Kapa SK&BK	Kapazitätsmanagement Braun- und Steinkohle	Stilllegung aller Kohlekraftwerke, die im Jahr 2030 älter als 40 Jahre sind
CO₂-Preis-D	Nationaler CO ₂ -Preis-Aufschlag	CO ₂ -Preis von 47 € (+ 10 € gegenüber Basislauf) nur in Deutschland
CO₂-Preis-D für Kohle	Nationaler CO ₂ -Preis-Aufschlag für Kohle	CO ₂ -Preis wie in CO ₂ -Preis-D, der nur für Kohlekraftwerke gilt
CO₂-Preis-EU	Höherer CO ₂ -Preis im EU-ETS	CO ₂ -Preis im EU-ETS steigt auf 57 €/t (+ 20 € gegenüber Basislauf)
Vbh-Begrenzung	Volllaststunden-Modell	Kohlekraftwerke müssen ihre Auslastung auf 3000 bis 4500 Vbh reduzieren

Quelle: Eigene Darstellung

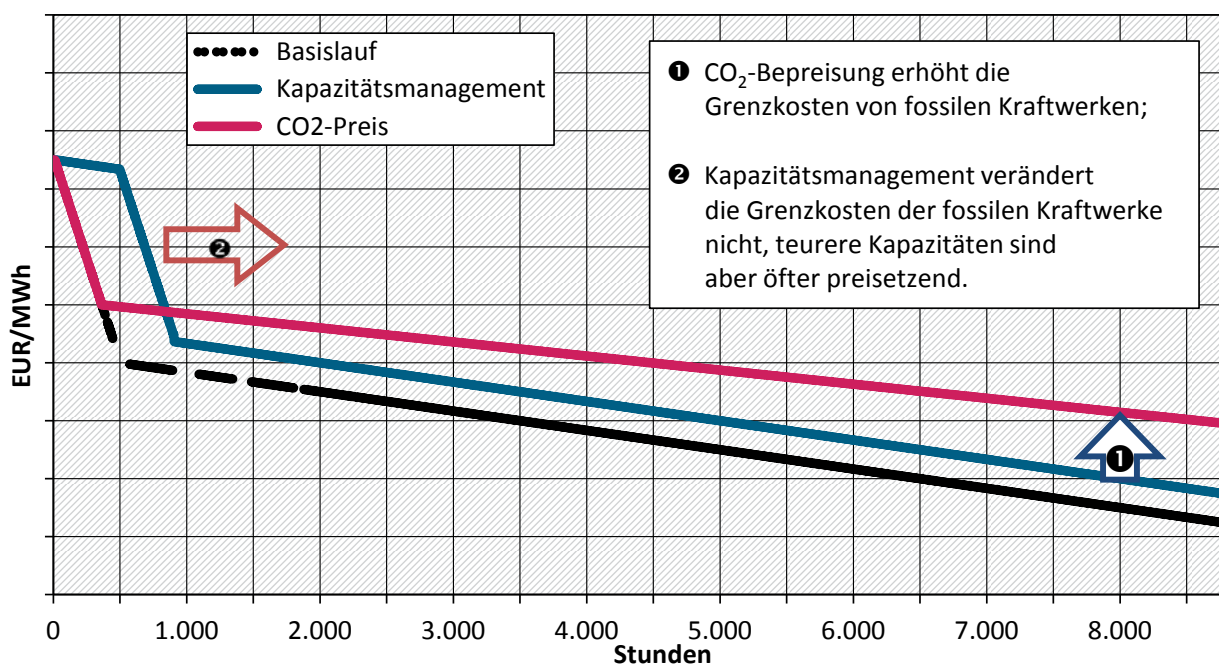
Zusammenfassend werden die Instrumente kurz vorgestellt:

- Kapazitätsmanagement nur bei Braunkohle (Kapa BK): Stilllegung von Braunkohlekraftwerken durch einen ordnungsrechtlichen Ansatz oder eine Verhandlungslösung. Bis 2030 reduziert sich die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke auf nur noch 5 GW oder etwa 75% gegenüber dem Jahr 2014. Die Kapazitäten der Steinkohlekraftwerke bleiben gegenüber der Referenzentwicklung unverändert.
- Kapazitätsmanagement Braun- und Steinkohle (Kapa SK&BK): Stilllegung von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken mit einem Alter von über 40 Jahren bis zum Jahr 2030.
- Nationaler CO₂-Preis-Aufschlag (CO₂-Preis-D): Implementierung eines zusätzlichen, nationalen CO₂-Preises in Deutschland für die Stromerzeugung. Im Vergleich zum Basislauf ist der nationale CO₂-Preis 10 €/t CO₂ höher als im EU-ETS.
- Nationaler CO₂-Preis-Aufschlag für Kohle (CO₂-Preis-D für Kohle): Der zusätzliche, nationale CO₂-Preis wird nur für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke angewendet (+ 10 € gegenüber Basislauf).
- Höherer CO₂-Preis im EU-ETS (CO₂-Preis-EU): Der CO₂-Preis in allen vom EU-ETS erfassten Ländern wird gegenüber dem Basislauf um 20 € / t CO₂ erhöht.
- Volllaststunden-Modell (Vbh-Begrenzung): Die Volllaststunden von Kohlekraftwerken werden durch eine Emissionsobergrenze (in Mio. t pro GW installierter Leistung) reduziert.

Zur Systematisierung werden die Instrumente nach ihrer Wirkungsweise in zwei Cluster differenziert. Im ersten Instrumentencluster sind alle Instrumente enthalten, welche gezielt die verfügbare Kapazität emissionsintensiver Kraftwerke reduzieren. Deshalb wird für diese Instrumente die Bezeichnung Kapazitätsmanagement verwendet. Die Merit-Order der verbleibenden Kraftwerke wird durch diese Instrumente nur insofern verändert als das Kapazitäten mit hohen spezifischen Emissionen und oft niedrigen Grenzkosten aus der Merit-Order genommen werden.

Andere Instrumente wirken über CO₂-Preise, die entweder für alle fossilen Kraftwerke oder nur für einen Teil der fossilen Kraftwerke gelten. Dieser Instrumentencluster wird im Folgenden als CO₂-Bepreisung bezeichnet. Die Wirkung der CO₂-Bepreisung erstreckt sich auf die ganze oder den größten Teil der Merit-Order und verändert damit die gesamte Jahresdauerlinie der Strompreise. Abbildung 5-1 verdeutlicht die unterschiedliche Wirkung der beiden Instrumentencluster schematisch.

Abbildung 5-1: Wirkung der Instrumente auf die Jahresdauerlinie der Strompreise im Vergleich



Quelle: Öko-Institut

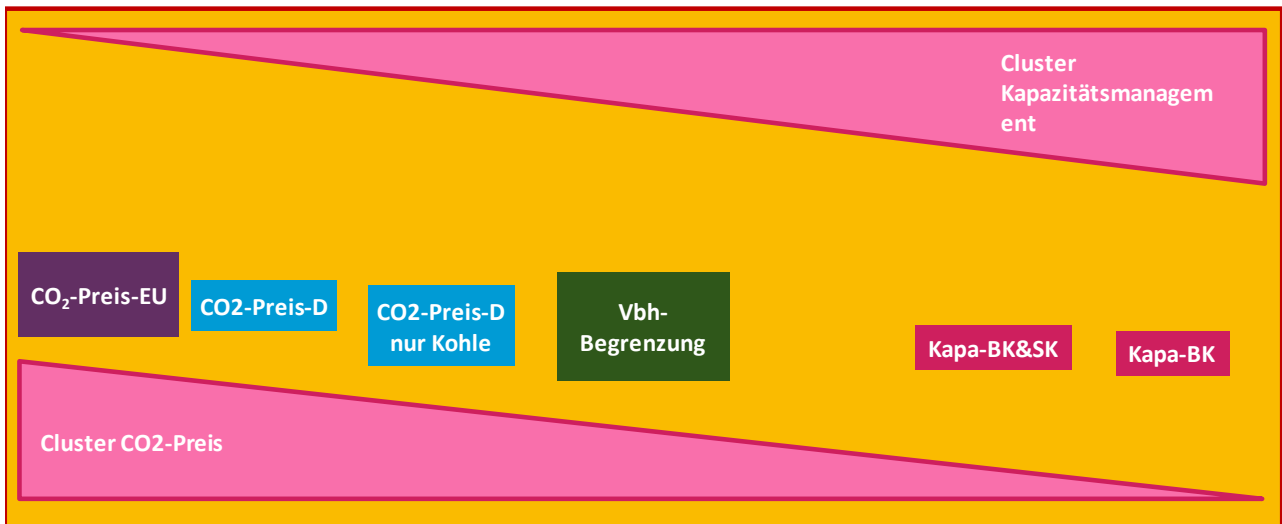
Abbildung 5-2 systematisiert die modellierten Instrumente. Auf der rechten Seite der Abbildung sind die beiden Kapazitätsmanagement-Instrumente aufgeführt. Das Kapazitätsmanagement nur für Braunkohlekraftwerke steht ganz rechts im Bild, weil es sich um die gezielteste Form der Intervention handelt. Es werden ausschließlich die Kraftwerke mit den höchsten Emissionen adressiert. Das Kapazitätsmanagement für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke steht nicht ganz so weit rechts, weil das Kapazitätsmanagement breiter wirkt und nicht nur die emissionsintensivsten Kraftwerke adressiert.

Ganz links in der Abbildung 5-2 wird der europäische CO₂-Preis aufgeführt, weil er die größte Erfassungsbreite aufweist. Daneben der CO₂-Preis-Aufschlag für Deutschland, etwas weiter in der Mitte der selektiv wirkende CO₂-Preis-Aufschlag für Kohlekraftwerke.

In der Mitte – aber etwas auf der linken Seite – aufgeführt ist hier die Begrenzung der Vollbenutzungsstunden. Die Vbh-Begrenzung verbindet sowohl Elemente des Kapazitätsmanagements als auch Elemente eines CO₂-Preises. Da in der gewählten Parametrisierung die Vbh-Begrenzung die Jahresdauerlinie ähnlich wie der CO₂-Preis-Aufschlag im rechten Teil erhöht, wird dieses Instrument eher als CO₂-Preis einsortiert. Zur Wirkung der Vbh-Begrenzung im Detail vergleiche Abbildung 5-6.

Für die Sensitivitätsanalysen werden zwei Instrumente ausgewählt, die den Lösungsraum aufspannen, aber extreme Ausprägungen vermeiden. Die Sensitivitätsanalysen mit den Instrumenten CO₂-Preis-D und Kapazitätsmanagement für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke sind im Kapitel 8 dargestellt.

Abbildung 5-2: Systematisierung der untersuchten Instrumente



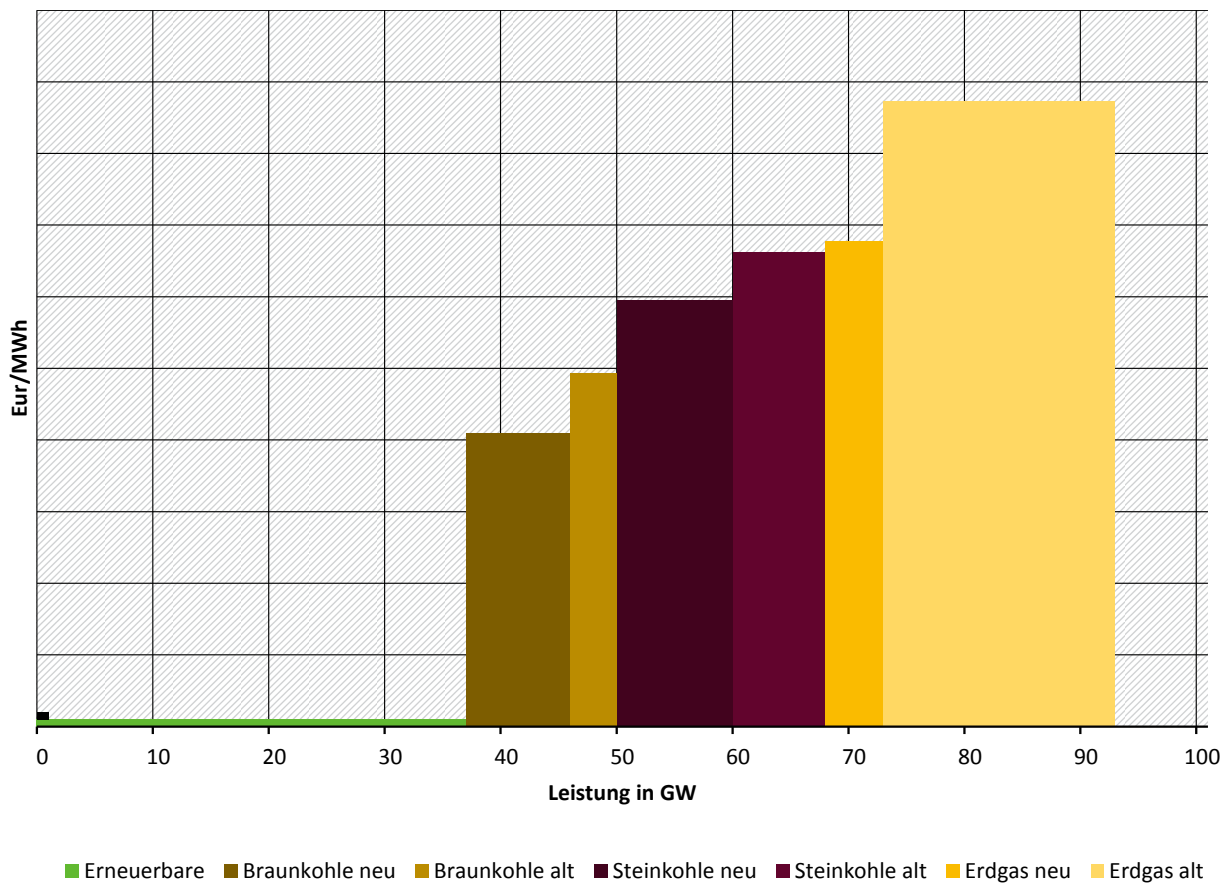
Quelle: Öko-Institut

5.2 Schematische Wirkung der Instrumente im Vergleich

In diesem Abschnitt sollen die grundsätzlich unterschiedlichen Wirkungsmechanismen des Kapazitätsmanagements, der CO₂-Bepreisung und der Vbh-Begrenzung dargestellt werden. Dafür wird die Merit-Order nur für Deutschland und vereinfacht dargestellt (keine exakte Abbildung der Grenzkosten, es werden vereinfacht alte und neue Kraftwerke in zwei Kategorien dargestellt). Abbildung 5-3 zeigt die schematische Merit-Order im Basislauf für das Jahr 2030. Die Kraftwerke sind weiterhin „klassisch“ sortiert: Die kurzfristigen Grenzkosten der Braunkohlekraftwerke sind niedriger als die

der Steinkohlekraftwerke. Die Steinkohle-Kraftwerke wiederum haben niedrigere kurzfristige Grenzkosten als die Erdgaskraftwerke.

Abbildung 5-3: Schematische Merit-Order im Basislauf im Jahr 2030

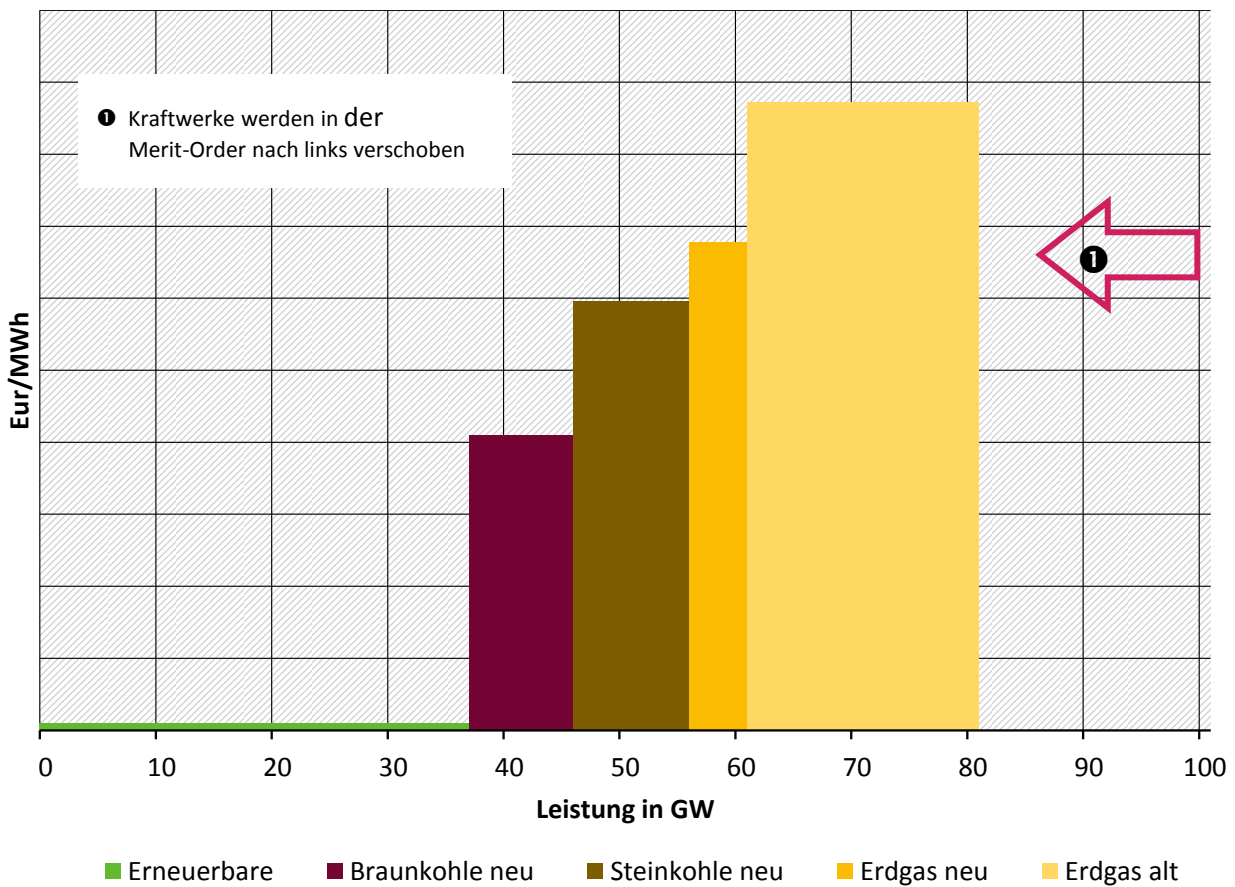


Quelle: Öko-Institut

Abbildung 5-4 zeigt die Veränderungen für die Merit-Order, wenn ein Kapazitätsmanagement für ältere Braun- und Steinkohlekraftwerke umgesetzt wird. Die kurzfristigen Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke verändern sich nicht, so dass die Sortierung ebenfalls gleich bleibt. Da aber Kraftwerke

mit vergleichsweise niedrigen Grenzkosten aus der Merit-Order entfallen, verschieben sich die verbleibenden fossilen Kraftwerke nach links und kommen häufiger zum Einsatz.

Abbildung 5-4: Schematische Merit-Order für ein Kapazitätsmanagement im Jahr 2030

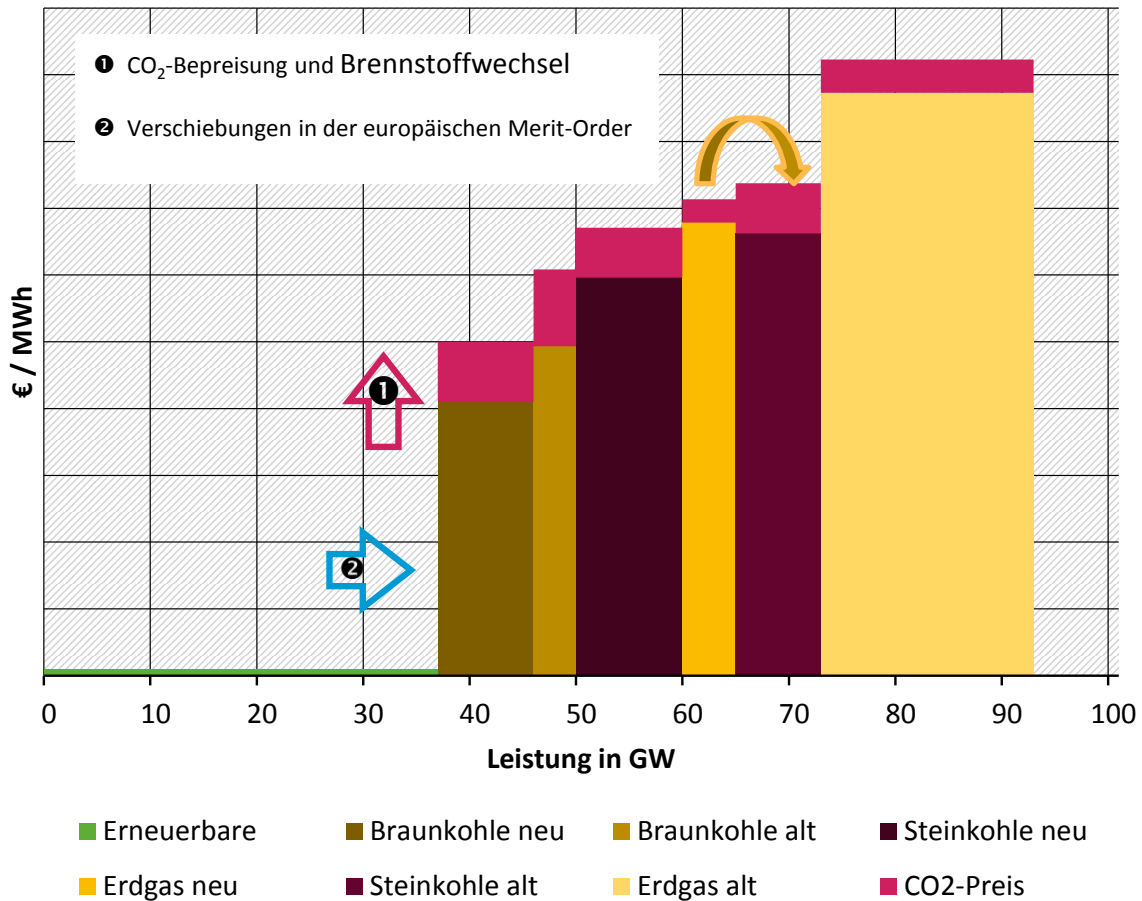


Quelle: Öko-Institut

Abbildung 5-5 zeigt die Veränderungen für die Merit-Order, wenn ein höherer CO₂-Preis von 10 €/t CO₂ in Deutschland wirkt. Die kurzfristigen Grenzkosten aller fossilen Kraftwerke steigen (dargestellt durch die roten Flächen). Am stärksten steigen die Kosten von Braunkohlekraftwerken, weil die spezifischen Emissionen höher sind als die von Steinkohlekraftwerken. Ein Wechsel in der Merit-Order findet in

Abbildung 5-5 nur zwischen älteren Steinkohlekraftwerken und neueren Erdgaskraftwerken statt. Wegen der niedrigen kurzfristigen Brennstoffkosten der Braunkohlekraftwerke reicht der zusätzliche CO₂-Preis nicht aus, um die Position der Braunkohlekraftwerke in der deutschen Merit-Order zu verändern.

Abbildung 5-5: Schematische Merit-Order für einen zusätzlichen CO₂-Preis in Deutschland



Quelle: Öko-Institut

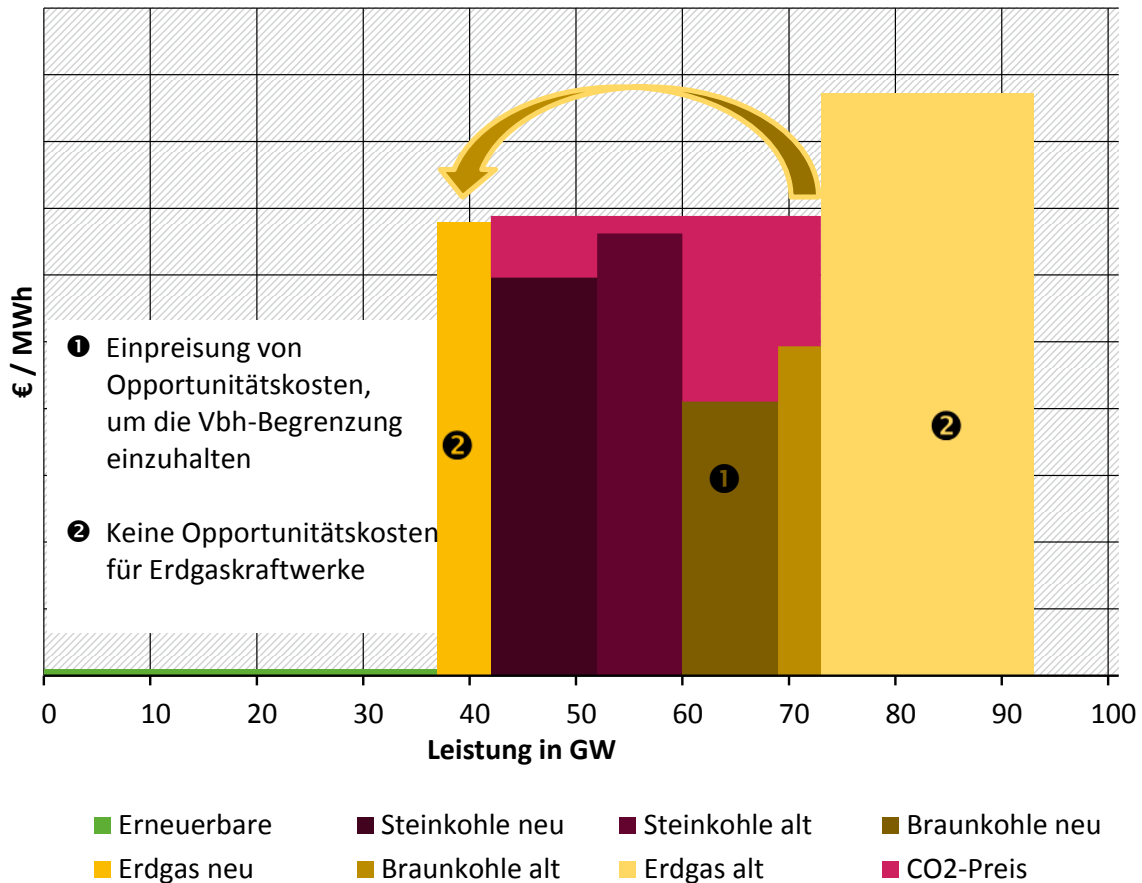
Im gezeigten Beispiel (Abbildung 5-5) werden Emissionsminderungen durch zwei Wirkmechanismen erzielt:

1. Zum einen treten Veränderungen innerhalb der deutschen Merit-Order auf. Die neuen Erdgaskraftwerke schieben sich in der Merit-Order vor die regulierten Stein- und Braunkohlekraftwerke und werden dann mit hoher Auslastung betrieben. In der Abbildung wird unterstellt, dass die mittelalten Erdgaskraftwerke weniger stark ausgelastet werden, als die regulierten Stein- und Braunkohlekraftwerke.
2. Zum anderen werden alle Kraftwerke in der europäischen Merit-Order nach rechts geschoben, weil die kurzfristigen Grenzkosten aller deutschen Kraftwerke ansteigen, während die kurzfristigen Grenzkosten der europäischen Kraftwerke konstant bleiben.

Abbildung 5-6 zeigt die Veränderungen für die Merit-Order, wenn für Kohlekraftwerke eine Begrenzung der Volllaststunden eingeführt wird. Die Kohlekraftwerke müssen ihre Auslastung reduzieren. Dies könnten sie z.B. dadurch erreichen, dass sie in Stunden mit niedrigen Strompreisen gar nicht anbieten. Alternativ könnten sie auch mit höheren Grenzkosten am Strommarkt anbieten, damit sie

am Strommarkt nicht öfter abgerufen werden, als die Begrenzung der Volllaststunden erlaubt.⁶⁴ Dies hat zur Folge, dass die Kraftwerke insbesondere dann produzieren, wenn die Strompreise besonders hoch sind. Dieser Grenzkostenaufschlag ist als rote Fläche dargestellt.

Abbildung 5-6: Schematische Merit-Order für eine Begrenzung der Vollbenutzungsstunden



Quelle: Öko-Institut

Im gezeigten Beispiel für die Vbh-Begrenzung (Abbildung 5-6) werden Emissionsminderungen durch zwei Wirkmechanismen erzielt:

1. Zum einen treten Veränderungen innerhalb der deutschen Merit-Order auf. Die neuen Erdgaskraftwerke schieben sich in der Merit-Order vor die regulierten Stein- und Braunkohlekraftwerke und werden dann mit hoher Auslastung betrieben. In der Abbildung wird unterstellt, dass die mittelalten Erdgaskraftwerke weniger stark ausgelastet werden, als die regulierten Stein- und Braunkohlekraftwerke.
2. Zum anderen werden alle Kohlekraftwerke in der europäischen Merit-Order nach rechts geschoben, weil die kurzfristigen Grenzkosten der deutschen Kohlekraftwerke ansteigen, während die kurzfristigen Grenzkosten der europäischen Kraftwerke konstant bleiben.

⁶⁴ Hier wird vereinfacht der Wirkmechanismus dargestellt, wenn eine einheitliche Begrenzung der Vollbenutzungsstunden auf z.B. 3500 Stunden pro Jahr erfolgt. In diesem Fall werden alle Kohlekraftwerke mit den gleichen Kosten (kurzfristige Grenzkosten + Opportunitätskosten) am Strommarkt angeboten. Wenn sich die möglichen Vollbenutzungsstunden unterscheiden, ergeben sich auch leicht differenzierte Gebotskosten für die Kraftwerksbetreiber. Ein Kraftwerk, das nur 3000 Stunden pro Jahr produzieren kann, muss höhere Opportunitätskosten einpreisen als ein Kraftwerk, das 4000 Stunden pro Jahr produzieren kann.

5.3 Kapazitätsmanagement

5.3.1 Kapazitätsmanagement für Braunkohle (Kapa BK)

Als erste Variante für das Kapazitätsmanagement wurde analog zur Braunkohlesicherheitsbereitschaft eine Variante gewählt, in der das Kapazitätsmanagement sich auf Braunkohlekraftwerke fokussiert. Beginnend mit den ältesten Kraftwerksblöcken wurden so lange Kraftwerksblöcke stillgelegt, bis im Modell die Emissionsziele für 2025 und 2030 erreicht wurden.⁶⁵

Dabei wurde im Vergleich zum Basislauf auch die installierte Leistung der kleinen Braunkohlekraftwerke unter 200 MW reduziert (von aktuell etwa 1 GW auf etwa 0,3 GW im Jahr 2030).⁶⁶ Diese kleineren Kraftwerke werden im Strommarktmodell des Öko-Instituts nur als Aggregate abgebildet. Es soll an dieser Stelle nicht im Detail erörtert werden, welche kleinen KWK-Anlagen bis 2030 genau stillgelegt werden.⁶⁷

Die Reihenfolge der Kraftwerksstilllegungen ist in Tabelle 5-2 dargestellt. Für die Modellierung ergibt sich damit eine Reduktion der installierten Kraftwerkskapazitäten auf 9 GW im Jahr 2025 und 5 GW im Jahr 2030 (Tabelle 5-4). Damit wird in erster Näherung eine Stilllegung der Kraftwerke nach der Reihenfolge ihrer spezifischen Emissionen umgesetzt. Diese Methode wird auch im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans als eine Option berücksichtigt, um die Klimaschutzziele einzuhalten (vergleiche Szenariorahmen 2030 von 50Hertz Transmission GmbH et al. (2016)). Eine detaillierte Bestimmung einer Stilllegungsreihenfolge nach spezifischen Emissionen war in diesem Projekt nicht möglich (hier ist insbesondere die verwendete Methode zur Bewertung von KWK-Anlagen sehr relevant).

⁶⁵ Bei der Umsetzung des Kapazitätsmanagements wurden keine Ausnahmen für KWK-Anlagen berücksichtigt. Eine Stilllegung von Kohle-KWK-Anlagen im Rahmen des Kapazitätsmanagements führt dazu, dass die Wärme alternativ bereitgestellt werden muss. Im Modell wurde dies vereinfacht abgebildet. Es konnte nicht berücksichtigt werden, an welchen Standorten in welchem Umfang Neuinvestitionen in Ersatz-Erdgas-KWK-Anlagen notwendig werden. Das Strommarktmodell Power-Flex deckt in den Läufen mit Kapazitätsmanagement durch einen modellexogenen Zubau von Kesselanlagen die Wärmenachfrage. Die Wärmeerzeugung aus Kesselanlagen steigt in den Modellläufen mit Kapazitätsmanagement an.

Im Basislauf betrug die KWK-Wärmeerzeugung aus fossilen KWK-Anlagen (Erdgas, Braunkohle, Steinkohle) 105 TWh_{th}. Im Kapa SK&BK-Lauf betrug die KWK-Wärmeerzeugung 90 TWh_{th}, im Kapa BK-Lauf 92 TWh_{th}. Bei der Erzeugung von 15 TWh in Erdgaskesseln und einem unterstelltem Emissionsfaktor von 224 gCO₂/kWh entstehen Emissionen von 3,4 Mio. t CO₂. Diese Emissionen von 3,4 Mio. t CO₂ werden in der Emissionsbilanzierung für den Stromsektor in Abbildung 6-3 nicht berücksichtigt (Heizwerke werden bei der öffentlichen Wärmeversorgung außerhalb des Stromsektors bilanziert). Auch wenn sie berücksichtigt würden, wären die Emissionen der Kapazitätsmanagement-Läufe noch immer innerhalb des Zielkorridors (Abschnitt 6.2.3).

⁶⁶ Im Rheinland werden kleinere Braunkohle-KWK-Anlagen insbesondere betrieben, um Prozessdampf für die Veredlungsbetriebe herzustellen. Der Rückgang der installierten Leistung der kleinen KWK-Anlagen ist also konsistent mit der Annahme, dass auch der Braunkohleeinsatz außerhalb des Stromsektors in den Klimaschuttszenarien (Im Szenario mit einer langfristigen Emissionsminderung von 80% bis 2050 im Vergleich zu 1990) um fast zwei Drittel bis 2030 zurückgeht (siehe Öko-Institut et al. 2015).

⁶⁷ Die 0,3 GW an kleineren Braunkohle-KWK-Anlagen könnten im Jahr 2030 aber beispielsweise das Kraftwerk Frechen (118 MW) im Rheinland und die nach 1990 in der Lausitz neu errichteten KWK-Anlagen in Cottbus (75 MW) und Frankfurt (Oder) (45 MW) und einige sehr kleine industrielle KWK-Anlagen umfassen. Den größten Minderungsbeitrag bei den kleinen KWK-Anlagen erbringt dann das Mitteldeutsche Revier. Hier werden z.B. die ineffizienten Kraftwerke Deuben und Wähltitz stillgelegt.

Tabelle 5-2: Instrument Kapa BK: Kapazitäten der Braunkohlekraftwerke > 200 MW, 2025 und 2030

	Inbetriebnahme	Installierte Leistung (MW _{el})	Betreiber	Kapazitätsmanagement bis		2030 in Betrieb
				2025	2030	
Boxberg R	2012	640	EPH			x
Neurath F (BoA)	2012	1 050	RWE			x
Neurath G (BoA)	2012	1 050	RWE			x
Niederaußem K	2002	944	RWE			x
Lippendorf R	2000	875	EPH			x
Boxberg Q	2000	857	EPH		x	
Lippendorf S	1999	875	EnBW		x	
Schwarze Pumpe B	1998	750	EPH		x	
Schwarze Pumpe A	1997	750	EPH		x	
Schkopau A	1996	450	Uniper		x	
Schkopau B	1996	450	EPH		x	
Jänschwalde D	1985	465	EPH	x		
Jänschwalde C	1984	465	EPH	x		
Jänschwalde B	1982	465	EPH	x		
Jänschwalde A	1981	465	EPH	x		
Boxberg P	1980	465	EPH	x		
Boxberg N	1979	465	EPH	x		
Neurath E	1976	604	RWE	x		
Neurath D	1975	607	RWE	x		
Weisweiler H	1975	592	RWE	x		
Niederaußem G	1974	653	RWE	x		
Niederaußem H	1974	648	RWE	x		
Weisweiler G	1974	592	RWE	x		
Neurath B	1972	288	RWE	x		
Neurath A	1972	277	RWE	x		
Niederaußem D	1968	297	RWE	x		
Weisweiler F	1967	304	RWE	x		
Weisweiler E	1965	312	RWE	x		
Niederaußem C	1965	294	RWE	x		
Summe (Anlagen > 200 MW)				8 258	4 132	4 559

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur

Tabelle 5-3: Instrument Kapa BK: Stilllegungen der Braunkohlekraftwerke nach Betreibern

Stilllegungen Kraftwerke >200 MW	2016–2019	2020–2024	2025–2029
Summe (MW_{el})	-2.730	-8.258	-4.132
davon EPH/Uniper/Mibrag	-1.282	-2.790	-4.132
davon RWE	-1.448	-5.468	0
Anteil EPH/Uniper/Mibrag	47%	34%	100%
Anteil RWE	53%	66%	0%
Stilllegungsgeschwindigkeit (MW pro Jahr)	-683	-1652	-826

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf Kraftwerksliste der BNetzA und StrommarktG 2016

Die Stilllegungsgeschwindigkeit für die großen, stromgeführten Kraftwerke ist bis 2025 mit 1,65 GW pro Jahr sehr hoch und sinkt dann auf 0,8 GW pro Jahr bis zum Jahr 2030 (Tabelle 5-3). Die Stilllegungsgeschwindigkeit ist damit höher als bei der Braunkohlesicherheitsbereitschaft. Bis 2020 werden im Rahmen der Sicherheitsbereitschaft stromgeführte Braunkohlekraftwerke mit einer installierten Leistung von 2,7 GW stillgelegt (in einem Zeitraum von 4 Jahren). Pro Jahr ergibt sich eine Stilllegungsgeschwindigkeit von 0,7 GW durch die Sicherheitsbereitschaft.

Tabelle 5-4: Instrument Kapa BK: Verbleibende Kapazität der Braunkohlekraftwerke

in MW _{el}	2020	2025	2030
Verbleibende Kapazität > 200 MW	16.949	8.691	4.559
Aggregate < 200 MW	800	500	300
Summe Braunkohle	17.749	9.191	4.859

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur

Die folgende Tabelle 5-5 illustriert, dass neuere Braunkohlekraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 42% im Jahresdurchschnitt den gleichen Emissionsfaktor von 963 g CO₂/kWh_{el} erreichen, wie ältere Steinkohlekraftwerke mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 35,5%. Alle (Kondensations-) Steinkohlekraftwerke, die im Jahr 2030 im MWMS noch in Betrieb sind, erreichen nach der Datenbank des Öko-Instituts einen höheren elektrischen Wirkungsgrad als 35,5%. Deshalb ist es wahrscheinlich in erster Näherung richtig, dass eine Stilllegung der Braunkohlekraftwerke auch einer Stilllegung der Kraftwerke in der Reihenfolge ihrer spezifischen Emissionen entspricht.

Tabelle 5-5: Vergleich des Wirkungsgrades eines neuen Braunkohlekraftwerks mit dem Wirkungsgrad eines alten Steinkohlekraftwerks bei gleichen spezifischen Emissionen pro kWh_{el}.

	Wirkungsgrad %	Emissionsfaktor	
		g CO ₂ /kWh _{th}	g CO ₂ /kWh _{el}
Braunkohle – neues KW	42,0%	404	963
Steinkohle – altes KW	35,5%	342	963

Quelle: Öko-Institut

5.3.2 Kapazitätsmanagement für Braun- und Steinkohlekraftwerke (Kapa SK&BK)

Als weitere Option wurde ein Kapazitätsmanagement implementiert, das sowohl Braun- als auch Steinkohlekraftwerke betrifft (vgl. Agora Energiewende (2016)). Leitgedanke war, dass alle Braun- und Steinkohlekraftwerke, die vor 1990 errichtet wurden, bis 2030 stillgelegt werden. Diese Kraftwerke hätten bis 2030 ein Alter von 40 Jahren erreicht.⁶⁸ Abbildung 5-7 illustriert wie das Kapazitätsmanagement für Braunkohlekraftwerke implementiert wurde. Es verbleibt im Jahr 2030 noch eine Braunkohlekraftwerksleistung von 9 GW, die nach 1990 errichtet wurde (davon 0,3 GW aus kleinen Anlagen mit einer Leistung <200 MW; siehe Tabelle 5-6).

Tabelle 5-6: Instrument Kapa SK&BK: Verbleibende Kapazität der Braunkohlekraftwerke

	Installierte Leistung (MW _{el})		
	2020	2025	2030
Verbleibende Kapazität (> 200 MW)	16.949	12.481	8.691
Aggregate < 200 MW	800	500	300
Summe Braunkohle	17.749	12.981	8.991

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur

Im Szenariorahmen 2030 des Netzentwicklungsplans (50Hertz Transmission GmbH et al. 2016) wurde etwa der gleiche Kapazitätsrückgang unterstellt (im Szenario B beträgt die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke noch 9,4 GW in 2030).

Grundsätzlich orientiert sich die Stilllegungsreihenfolge am Alter der Kraftwerksblöcke. Gleichzeitig soll auch eine zu schnelle Reduktion der installierten Kapazitäten in einzelnen Revieren vermieden werden. Deshalb wird unterstellt, dass im Jahr 2025 in der Lausitz und im Rheinland noch einige Braunkohle-Blöcke betrieben werden dürfen, die älter als 40 Jahre sind.

In der Lausitz sind dies die beiden 500-MW-Blöcke in Boxberg und ein Block in Jänschwalde.⁶⁹ Für die Lausitz bedeutet dies, dass bis 2025 die Hälfte der verbleibenden sechs 500-MW-Blöcke stillgelegt wird.

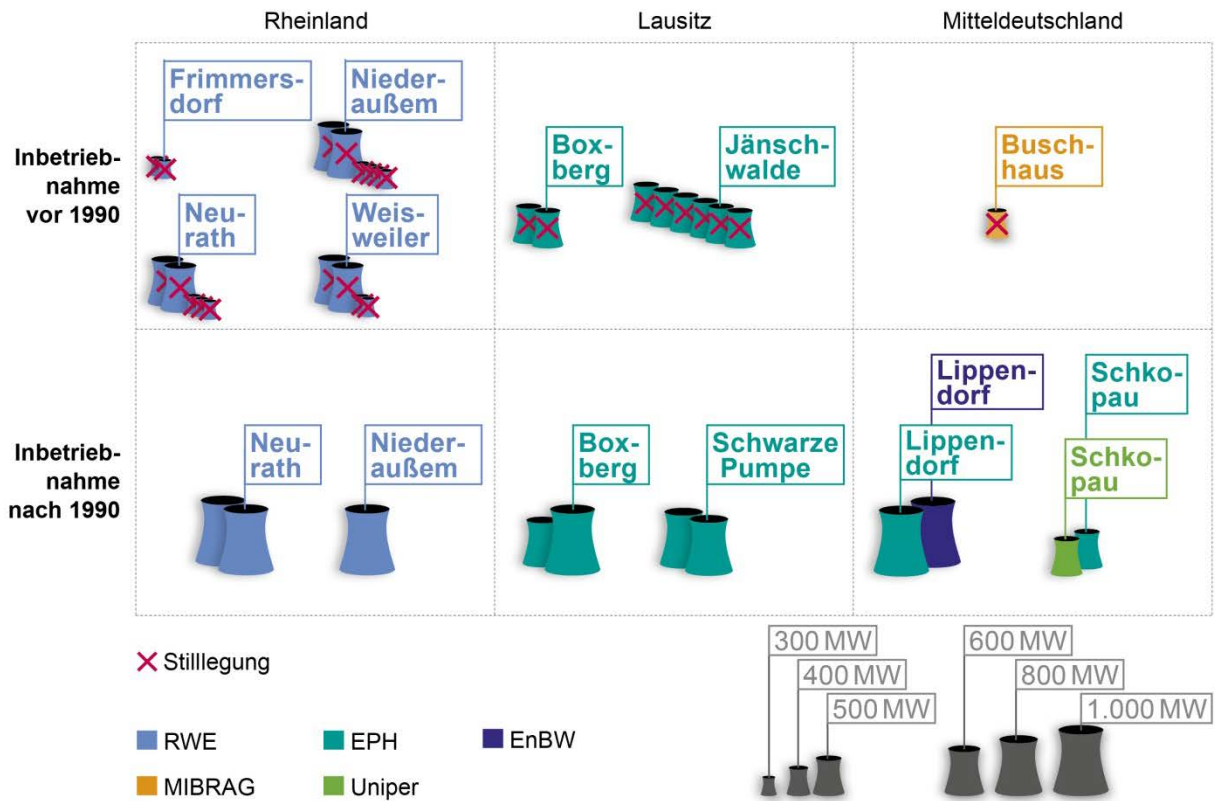
Im Rheinland werden die 600-MW-Blöcke in Weisweiler bis 2030 betrieben, um den Tagebau Inden möglichst weit auszukohlen und die Freiheitsgrade zur Verkleinerung der Tagebaue Hambach und Garzweiler möglichst optimal auszunutzen. Hintergrund ist, dass in den Tagebauen Hambach und

⁶⁸ Als Inbetriebnahmezeitpunkt wurde hier die Kraftwerksliste der BNetzA verwendet. Wenn davon abweichende Inbetriebnahmezeitpunkte verwendet werden, ist es ggf. eine Neukalibrierung notwendig, damit die gleiche Emissionsminderung erreicht wird.

⁶⁹ Die 500-MW-Blöcke in Boxberg sind die ältesten Kraftwerksblöcke in der Lausitz. Die Transportentfernung zu den Tagebauen Reichwalde und Nochten ist aber sehr gering. Deshalb wird unterstellt, dass die beiden 500-MW-Blöcke in Boxberg länger betrieben werden, als die Blöcke am Standort Jänschwalde. Der Tagebau Jänschwalde wird bis zum Jahr 2025 auslaufen. Ein Aufschluss des Erweiterungstagebaus Jänschwalde-Nord ist nur in Verbindung mit einem neuen Braunkohlekraftwerk am Standort Jänschwalde geplant. Da dies mit der Erreichung der Klimaschutzziele aber nicht vereinbar wäre, wird diese Option hier nicht weiter betrachtet. Die Braunkohle muss dann aus dem Süden des Lausitzer Reviers nach Jänschwalde transportiert werden. Zum einen ist die Kapazität der Kohleverbindungsbahn zum Kraftwerk Jänschwalde begrenzt, zum anderen entstehen durch den Transport auch Kosten. Deshalb wird unterstellt, dass es für das Unternehmen EPH günstiger ist die älteren Blöcke am Standort Boxberg länger zu betreiben als die Blöcke am Standort Jänschwalde. Außerdem ist die Kühlwasserversorgung des Kraftwerks Jänschwalde vom Sumpfungswasser des Tagebaus Jänschwalde abhängig. Wenn der Tagebau Jänschwalde bis 2025 ausgekohlt sein wird, geht auch die Sumpfungswasserförderung zurück. Auch deshalb wird davon ausgegangen, dass die Kraftwerksblöcke in Boxberg länger als die in Jänschwalde betrieben werden.

Garzweiler II noch Erweiterungsinvestitionen wie die Verlegung des Bandsammelpunktes in Garzweiler II vermieden werden können. Deshalb wird unterstellt, dass es sinnvoll ist möglichst schnell die Förderung in diesen Tagebauen zu reduzieren und den Tagebau Inden (in dem kaum noch Erweiterungsinvestitionen anfallen) möglichst komplett auszukohlen. Von den übrigen 600-MW-Blöcken von RWE müssen bis 2025 zwei Blöcke stillgelegt werden (für die Modellrechnungen wurde unterstellt, dass dies die Kraftwerksblöcke am Standort Niederaußem sind). Auch für das Rheinland wird dann bis 2025 etwa die Hälfte der bis 2030 stillzulegenden Kapazität vom Markt genommen (Tabelle 5-7).

Abbildung 5-7: Kapazitätsmanagement für Braunkohlekraftwerke im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 5-7: Instrument Kapa SK&BK: Kapazitäten der Braunkohlekraftwerke, 2025 und 2030

	Inbetriebnahme	Installierte Leistung (MW _{el})	Betreiber	Kapazitätsmanagement bis		2030 in Betrieb
				2025	2030	
Boxberg R	2012	640	EPH			x
Neurath F (BoA)	2012	1 050	RWE			x
Neurath G (BoA)	2012	1 050	RWE			x
Niederaußem K	2002	944	RWE			x
Lippendorf R	2000	875	EPH			x
Boxberg Q	2000	857	EPH			x
Lippendorf S	1999	875	EnBW			x
Schwarze Pumpe B	1998	750	EPH			x
Schwarze Pumpe A	1997	750	EPH			x
Schkopau A	1996	450	EPH			x
Schkopau B	1996	450	Uniper			x
Jänschwalde D	1985	465	EPH		x	
Jänschwalde C	1984	465	EPH	x		
Jänschwalde B	1982	465	EPH	x		
Jänschwalde A	1981	465	EPH	x		
Boxberg P	1980	465	EPH		x	
Boxberg N	1979	465	EPH		x	
Neurath E	1976	604	RWE		x	
Neurath D	1975	607	RWE		x	
Weisweiler H	1975	592	RWE		x	
Weisweiler G	1974	592	RWE		x	
Niederaußem H	1974	648	RWE	x		
Niederaußem G	1974	653	RWE	x		
Neurath B	1972	288	RWE	x		
Neurath A	1972	277	RWE	x		
Niederaußem D	1968	297	RWE	x		
Weisweiler F	1967	304	RWE	x		
Weisweiler E	1965	312	RWE	x		
Niederaußem C	1965	294	RWE	x		
Summe (> 200 MW)				16.949	12.481	8.691

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur

Die Stilllegungsgeschwindigkeit für die großen, stromgeführten Braunkohle-Kraftwerke beträgt etwa 0,9 GW pro Jahr bis 2025 und 0,8 GW bis 2030. Dies entspricht in etwa der Stilllegungsgeschwindigkeit der Braunkohlesicherheitsbereitschaft, durch die bis 2020 0,7 GW pro Jahr stillgelegt werden (Tabelle 5-8).

Tabelle 5-8: Instrument Kapa SK&BK: Stilllegungen von Braunkohle-KW nach Betreibern

Stilllegungen Kraftwerke > 200 MW	2016–2019	2020–2024	2025–2029
Summe (MW_{el})	-2.730	-4.468	-3.790
davon EPH/Uniper/Mibrag	-1.282	-1.395	-1.395
davon RWE	-1.448	-3.073	-2.395
Anteil EPH/Uniper/Mibrag	47%	31%	37%
Anteil RWE	53%	69%	63%
Stilllegungsgeschwindigkeit (MW pro Jahr)	-683	-894	-758

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf Kraftwerksliste der BNetzA und StrommarktG 2016

Im Basislauf reduziert sich die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke von etwa 27 GW im Jahr 2014 auf 20,8 GW im Jahr 2020, 20,6 GW im Jahr 2025 und 18 GW im Jahr 2030 (Abbildung 6-1). Ein Kapazitätsmanagement für alle Kraftwerke mit einem Alter > 40 Jahren reduziert die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke auf noch 13,5 GW im Jahr 2025⁷⁰ und 10 GW im Jahr 2030 (Tabelle 5-6).⁷¹ Anders als für Braunkohlekraftwerke wird für Steinkohlekraftwerke keine Übergangsregelung für das Jahr 2025 berücksichtigt. Das bedeutet, dass im Jahr 2025 bereits alle Steinkohlekraftwerke mit einem Alter > 40 Jahren abgeschaltet sind. Die Steinkohlekraftwerke erbringen daher insbesondere im Jahr 2025 einen höheren Minderungsbeitrag als die Braunkohlekraftwerke.⁷²

⁷⁰ Für den Instrumentenlauf für das Jahr 2025 sind alle Steinkohlekraftwerke mit einer Inbetriebnahme im Jahr 1985 oder früher stillgelegt worden.

⁷¹ RWE hat im Dezember 2015 bekannt gegeben, dass der Kraftwerksblock Westfalen D nicht fertiggestellt wird. Dies wurde für die Instrumentenläufe mit Kapazitätsmanagement berücksichtigt. Im Basislauf und in den anderen Instrumentenläufen konnte diese Information nicht mehr berücksichtigt werden.

⁷² Auch bei den Steinkohlekraftwerksblöcken dominieren große Anlagen. Kleinere Anlagen mit einer installierten Leistung < 200 MW wurden in der Tabelle aufaddiert und werden als Aggregat dargestellt. Da viele kleine Kraftwerksblöcke bis zum Jahr 2030 ein Alter von 40 Jahren erreichen, reduziert sich die installierte Leistung der kleineren Kraftwerksblöcke bis zum Jahr 2030 auf nur noch 0,4 GW.

Tabelle 5-9: Instrument Kapa Sk&BK: Übersicht installierte Kapazitäten der Steinkohlekraftwerke in den Jahren 2025, 2030

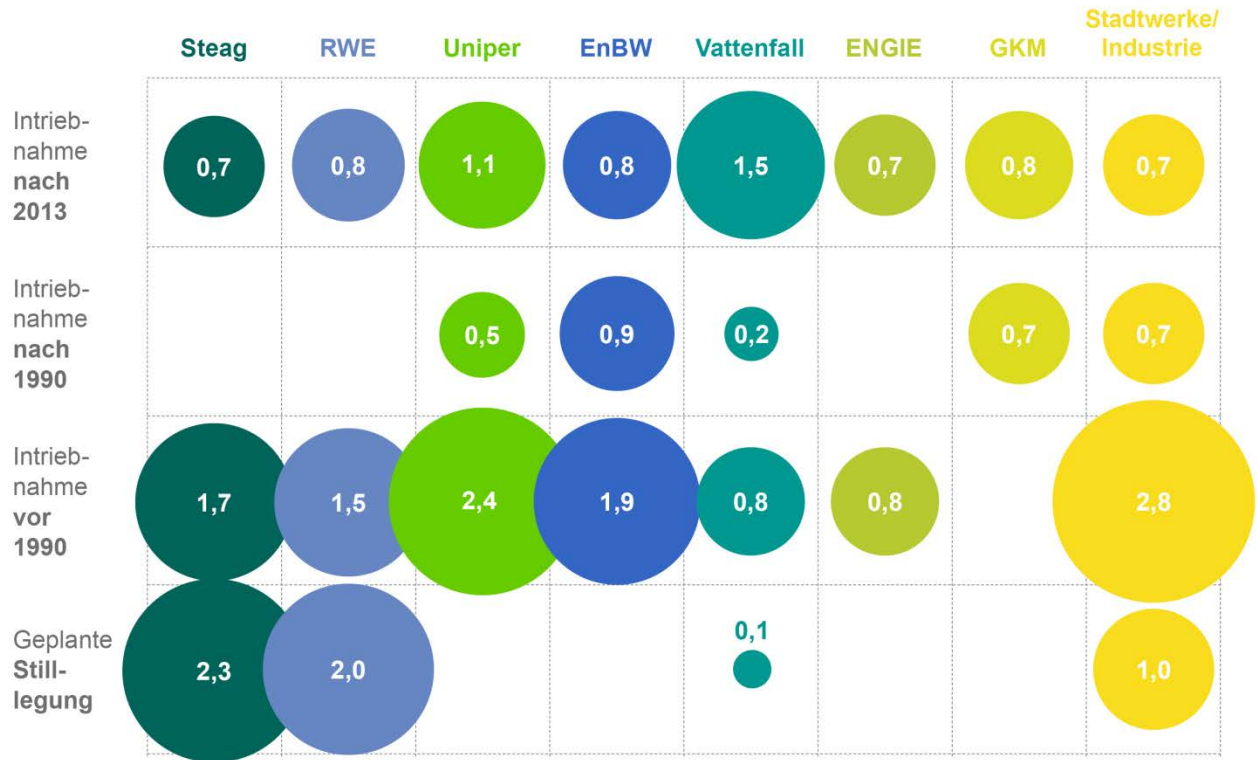
	Inbetriebnahme	Installierte Leistung	In Betrieb	In Betrieb
			2025	2030
MW_{el}				
Datteln 4	2019	1 055	x	x
GKM Block 9	2016	843	x	x
Engie Wilhelmshaven	2016	731	x	x
Moorburg A	2015	760	x	x
Moorburg B	2015	760	x	x
Rheinhafen-Dampfkraftwerk RDK 8	2014	842	x	x
Westfalen E	2014	765	x	x
Trianel Kohlekraftwerk Lünen	2013	746	x	x
Walsum 10	2013	725	x	x
GKM Block 6	2005	255	x	x
Heizkraftwerk Altbach Deizisau	1997	336	x	x
KNG Kraftwerk Rostock	1994	508	x	x
GKM Block 8	1993	435	x	x
Staudinger 5	1992	510	x	x
München Nord 2	1991	333	x	x
Heizkraftwerk Völklingen HKV	1989	211	x	
Herne 4	1989	449	x	
Reuter West E	1988	282	x	
Heyden 4	1987	875	x	
Reuter West D	1987	282	x	
Zolling Block 5	1986	472	x	
Summe			12 175	9 604
Aggregate < 200 MW			1 365	427
Summe Steinkohle			13 540	10 031

Quelle: Öko-Institut basierend auf Bundesnetzagentur

Abbildung 5-8 stellt die Altersstruktur der Steinkohlekraftwerke differenziert nach Betreibern dar. Es wird deutlich, dass neue und ältere Anlagen relativ gleichmäßig über die Betreiber verteilt sind. Au-

ßerdem wird dargestellt, wie viel Kraftwerkskapazität die Betreiber im Rahmen des Kapazitätsmanagements (Kapa SK&BK) noch stilllegen müssen (Stilllegung aller Kraftwerke mit Inbetriebnahme vor 1990).

Abbildung 5-8: Altersstruktur Steinkohlekraftwerke (installierte Netto-Leistung in GW_e)



Quelle: Eigene Darstellung; Stand Ende 2016

5.4 CO₂-Bepreisung

5.4.1 Nationaler CO₂-Preis-Aufschlag in Deutschland für alle Brennstoffe (CO₂-Preis-D)

Die Einführung eines nationalen CO₂-Preis-Aufschlags für CO₂-Emissionen ist in der EU nach wie vor möglich, wie von Großbritannien demonstriert. Administrativ werden diese nationalen CO₂-Preise z.B. in Großbritannien über eine Erhöhung der Brennstoffsteuern umgesetzt, die jährlich mit Blick auf den CO₂-Preis im EU-ETS festgelegt wird, so dass der Aufschlag auf die Brennstoffsteuern wie ein nationaler CO₂-Preis wirkt.

In vorläufigen Modelliterationen wurde ermittelt, dass für die Erreichung der CO₂-Ziele im Szenariojahr 2030 ein zusätzlicher CO₂-Preis in Deutschland von etwa 9 bis 10 €/t CO₂ notwendig ist. Dieser nationale CO₂-Preis-Aufschlag wirkt dann zusätzlich zu dem Preis, der für das EU Emissionshandelsystem unterstellt wurde. Ob der nationale CO₂-Preis als nationaler CO₂-Mindestpreis oder als Preis-aufschlag von 10 €/t CO₂ ausgestaltet wird, führt für die Modellierung im Basislauf zum gleichen Ergebnis. In den Sensitivitäten wurde der nationale CO₂-Preis als Preis-aufschlag modelliert (Kapitel 8). Wie genau der nationale CO₂-Preis administrativ umgesetzt wird (ob über eine Steuer oder anders), ist für die Modellierung nicht entscheidend und kann an dieser Stelle nicht im Detail berücksichtigt werden.

5.4.2 Nationaler CO₂-Preis in Deutschland für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke (CO₂-Preis-D Kohle)

Die Modellläufe für den nationalen CO₂-Preis-Aufschlag haben gezeigt, dass sich mit einem nationalen CO₂-Preis für alle Brennstoffe auch die Stromerzeugung aus den relativ emissionsarmen Erdgaskraftwerken in Deutschland reduziert. Dadurch wird im Vergleich zu den anderen Instrumenten ein relativ großer Teil der Stromerzeugung ins Ausland verschoben, was zu einem starken Rebound-Effekt bei den Emissionen führt. Dies ist ein zentraler Nachteil eines nationalen CO₂-Preises.

Darüber hinaus hat die rechtliche Analyse (Anhang 2) ergeben, dass es rechtlich geboten erscheint, emissionsintensivere Brennstoffe stärker zu besteuern als emissionsärmere Brennstoffe. Deshalb wurde zusätzlich ein nationaler CO₂-Preis nur für die Kohleverstromung modelliert. In der Modellierung wurde ein zusätzlicher CO₂-Preis-Aufschlag von etwa 10 €/t CO₂ für Braunkohlekraftwerke und Steinkohlekraftwerke implementiert.

5.4.3 Höherer CO₂-Preis im EU-ETS (CO₂-Preis-EU)

Außerdem wurde untersucht, wie ein europaweit höherer CO₂-Preis wirkt. Eine Ausweitung des bereits in Großbritannien implementierten zusätzlichen, nationalen CO₂-Preises auch auf andere westeuropäische Länder wurde nicht separat modelliert, da allgemein gilt: Je größer die Gruppe der Länder ist, die zusätzliche nationale CO₂-Preise einführt, desto stärker nähern sich die Ergebnisse denen eines europaweit höheren CO₂-Preises an.

Im Vergleich zum zusätzlichen nationalen CO₂-Preis ist EU-weit ein höherer CO₂-Preis-aufschlag notwendig, um die gleiche Emissionsminderung in Deutschland zu erreichen. Der Grund ist, dass sich die kurzfristigen Grenzkosten der Erdgaskraftwerke im europäischen Ausland bei einem nur in Deutschland wirkenden CO₂-Preis nicht erhöhen, mit einem EU-weiten CO₂-Preis aber schon, so dass ein Wechsel in der Merit-Order erst bei insgesamt höheren CO₂-Preisen erreicht wird (vergleiche Abbildung 6-10).

Die für Deutschland im Jahr 2030 angestrebte Minderung der CO₂-Emissionen stellt sich in der Modellierung bei einem EU-weiten CO₂-Preis von 57 €/EUA ein, dies entspricht einer Erhöhung von 20 €/EUA gegenüber dem Basisszenario. Ein höherer gesamteuropäischer CO₂-Preis zeigt im Vergleich zu den anderen Instrumenten keinen Rebound-Effekt, der die gesamteuropäische CO₂-Minderung abschwächen würde.

5.4.4 Volllaststunden-Modell (Vbh-Begrenzung)

Bei einer Begrenzung der Volllaststunden wird effektiv eine jährliche Maximalemission für Kraftwerke eingeführt, die abhängig von ihrer installierten Leistung und ihrem Wirkungsgrad ist. Wenn die Grenze für alle Kraftwerke einheitlich ist, produzieren modernere Kraftwerke oder Kraftwerke mit saubereren Brennstoffen innerhalb der erlaubten Grenze weniger Emissionen. Alternativ können CO₂-Budgets oder differenzierte Vbh-Begrenzungen eingeführt werden, wobei Kraftwerken mit geringeren spezifischen Emissionen eine größere Stromproduktion und ein wirtschaftlicher Vorteil ermöglicht würde. Für die Modellierung wird davon ausgegangen, dass die Vbh-Begrenzung ordnungsrechtlich umgesetzt wird.⁷³

Da für CO₂-Budgets ein konkreter Vorschlag existiert, wird dieser für die Parametrisierung verwendet. Die grüne Bundestagsfraktion hat vorgeschlagen ein CO₂-Budget festzulegen, das sich am CO₂-Jahresausstoß eines modernen Gaskraftwerks mit einer Auslastung von 85% und spezifischen Emissionen in Höhe von 450 g CO₂/kWh_{el} orientiert (siehe Bündnis 90 / Die Grünen Bundestagsfraktion 2016). Bezogen auf 1 GW Kraftwerksleistung beträgt das verfügbare Budget dann 3,35 Mio. t CO₂. Dies begrenzt die Volllaststunden der Kohlekraftwerke. Dieses CO₂-Budget wurde im Modell getestet. Mit dieser Parametrisierung wurde das Ziel im Jahr 2030 aber noch verfehlt. Deshalb wurde für die Modellläufe das CO₂-Budget auf ein Niveau von 3,15 Mio. t CO₂/GW abgesenkt.⁷⁴ Damit wurde ein Emissionsniveau von 187 Mio. t CO₂ im Jahr 2030 erreicht.⁷⁵

⁷³ Verschiedene Instrumente sind denkbar, um die Vollbenutzungsstunden von Kohlekraftwerken zu beschränken. Dies kann entweder über ordnungsrechtliche Ansätze geschehen oder über ökonomische Anreize (die Unternehmen könnten z.B. Zahlungen erhalten, um ihre Vollbenutzungsstunden zu begrenzen). Wie genau das Instrument umgesetzt wird, ist für die Modellierung nicht wichtig (wohl aber für die Verteilungseffekte).

⁷⁴ Mit einem Budget von 3,15 Mio. t CO₂/GW können neue Steinkohlekraftwerke (~750 g CO₂/kWh) etwa 4.200 Volllaststunden erreichen und neue Braunkohlekraftwerke (~950 g CO₂/kWh) 3.300 Volllaststunden. Ältere Kohlekraftwerke mit höheren spezifischen Emissionen als neue Kraftwerke können in dem zur Verfügung stehenden Budget von 3,15 Mio. t /GW etwas geringere Volllaststunden realisieren (ältere Braunkohlekraftwerke mit 1100 g CO₂/kWh z.B. 2900 Vollbenutzungsstunden). Erdgaskraftwerke können wegen der geringeren spezifischen Emissionen mit dem verfügbaren Budget weiterhin eine hohe Auslastung erreichen.

⁷⁵ Wichtig für die Interpretation der Ergebnisse ist auch, wie KWK-Anlagen von der Vbh-Begrenzung erfasst werden. Der Vorschlag der grünen Bundestagsfraktion führt dazu aus, dass KWK-Anlagen mit einem Gesamtnutzungsgrad von über 70% von der Vbh-Begrenzung ausgenommen sind. Für Kohlekraftwerke ist dies wahrscheinlich nur zu erreichen, wenn die Anlagen komplett wärmegeführt gefahren werden. Aktuell ist dies nur bei wenigen Kohlekraftwerken der Fall. Es ist aber nicht auszuschließen, dass durch die Vbh-Begrenzung ein erheblicher Anreiz entsteht, die Anlagen wärmegeführt zu betreiben, um damit die Vbh-Begrenzung zu umgehen. Deshalb wäre zu prüfen, ob die KWK-Wärmeproduktion nicht durch einen anderen Mechanismus im Instrument berücksichtigt werden kann (ohne Sprungstelle). Sachgerecht wäre eine Wärmegutschrift in Höhe von 224 g CO₂/kWh_{wärme}. Leider kann dies so im Modell (noch) nicht abgebildet werden. Vor diesem Hintergrund wurde in den hier durchgeführten Modellrechnungen eine (vereinfachte) Wärmegutschrift implementiert. Diese Wärmegutschrift erlaubt den Kohle-KWK-Anlagen in den aktuellen Modellläufen zusätzliche Emissionen von etwa 12,4 Mio. t CO₂. Wenn die Wärmegutschrift in Höhe von 224 g CO₂/kWh exakt abgebildet würde, würde das Modell nur zusätzliche Emissionen für die Wärmeproduktion von KWK-Anlagen in einem Umfang von 7,8 (Wärmeproduktion der KWK-Anlagen im Jahr 2030) bis 11,5 Mio. t CO₂ Wärmeproduktion in 2012) erlauben. Durch die Wärmegutschrift ergeben sich also Unsicherheiten von bis 5 Mio. t CO₂. Durch eine veränderte Abbildung der Wärmegutschrift könnte ein Instrumentenlauf mit einem CO₂-Budget von 3,15 Mio. t CO₂/GW auch zu Emissionen von 182 Mio. t CO₂ führen. Ein weiterer Unsicherheitsfaktor ist die verfügbare Kraftwerkskapazität. In den Modellläufen für die Vbh-Begrenzung ist die Stilllegung des Kraftwerks Westfalen D mit Emissionen von 2,4 Mio. t CO₂ im Jahr 2030 noch nicht berücksichtigt. Es sind also weitere Analysen sinnvoll, um die Vbh-Begrenzung im Detail zu parametrisieren. Zur Einordnung ist folgende Daumenregel interessant: Bei einer installierten Leistung von Braun- und Steinkohlekraftwerken von ~ 31 GW führt eine Absenkung des CO₂-Budgets um 0,1 Mio. t / GW zu einer Emissionsreduktion von 3 Mio. t CO₂.

6 Modellierungsergebnisse

6.1 Basislauf

Die Modellierung baut auf die im Rahmen der im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts 2015 ermittelten installierten Kraftwerksleistungen auf (BReg 2016). Dort geht die installierte Leistung der Kohlekraftwerke bis 2030 zurück. Hintergrund ist die Abbildung der im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 beschlossenen Maßnahmen im MWMS. Dies beinhaltet zum einen die Braunkohlesicherheitsbereitschaft, den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und die Reduktion der Stromnachfrage durch Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz. Hinzu kommt die KWK-G-Novelle 2016. Bis 2020 werden Neubauten von Erdgas-KWK-Anlagen in einem Umfang von 2,7 GW unterstellt (BReg 2016, Tabelle A-5-3). Nach 2020 wurde ein Ende der Neuanlagen-Förderung unterstellt (dies war im Kabinettsbeschluss des KWKG 2016 so vorgesehen), so dass dann nach 2020 keine Neuinvestitionen in Erdgas-KWK-Anlagen zu beobachten sind.

Ausgehend von einer installierten Leistung der Braunkohlekraftwerke von 21 GW im Jahr 2012 geht die Leistung bis zum Jahr 2025 auf 17,1 GW und bis 2030 auf 12,9 GW zurück. Ausgehend von einer installierten Leistung der Steinkohlekraftwerke im Jahr 2012 von 25,6 GW sinkt die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke auf 20,6 GW im Jahr 2025 und 17,9 GW im Jahr 2030.

Der Kraftwerkseinsatz wurde in diesem Projekt mit leicht abgesenkten, aber dennoch steigenden, Energiepreisen im Vergleich zum Projektionsbericht 2015 und mit einer detaillierteren Abbildung des europäischen Auslands neu berechnet (Basislauf). Wie auch im MWMS des Projektionsberichts gehen im Basislauf parallel zum Rückgang der installierten Leistungen der Braun- und Steinkohlekraftwerke auch die Produktion und die Emissionen der Braun- und Steinkohlekraftwerke zurück. Im Jahr 2030 betragen die Emissionen des Stromsektors im Basislauf 230 Mio. t CO₂. Davon stammen 86 Mio. t CO₂ aus Braunkohlekraftwerken und 68 Mio. t CO₂ aus Steinkohlekraftwerken. In der Gesamtschau werden im Basislauf trotz der vergleichsweise robusten Instrumente (z. B. kontinuierliche Weiterführung des Ausbaus der erneuerbaren Energien⁷⁶ und hohe CO₂-Preise) die Emissionsminderungsziele in Deutschland nicht erreicht.

Die in diesem Vorhaben untersuchten Instrumente haben zwei Ziele. Zum einen sollen sie sicherstellen, dass ein nationales Emissionsziel von 180 bis 188 Mio. t CO₂ im Stromsektor im Jahr 2030 erreicht wird. Zum anderen sollen die Instrumente als Versicherung wirken, damit das Ziel auch dann erreicht werden kann, wenn bestehende Instrumente geringere Emissionsminderungen als angenommen erreichen. Niedrigere CO₂-Preise könnten beispielsweise emissionssteigernd wirken und die Lücke zum nationalen Ziel vergrößern. Dies sollten zusätzliche nationale Instrumente auffangen (vergleiche Kapitel 8).

6.2 Modellergebnisse Basislauf und Instrumentenläufe

6.2.1 Installierte Kapazitäten

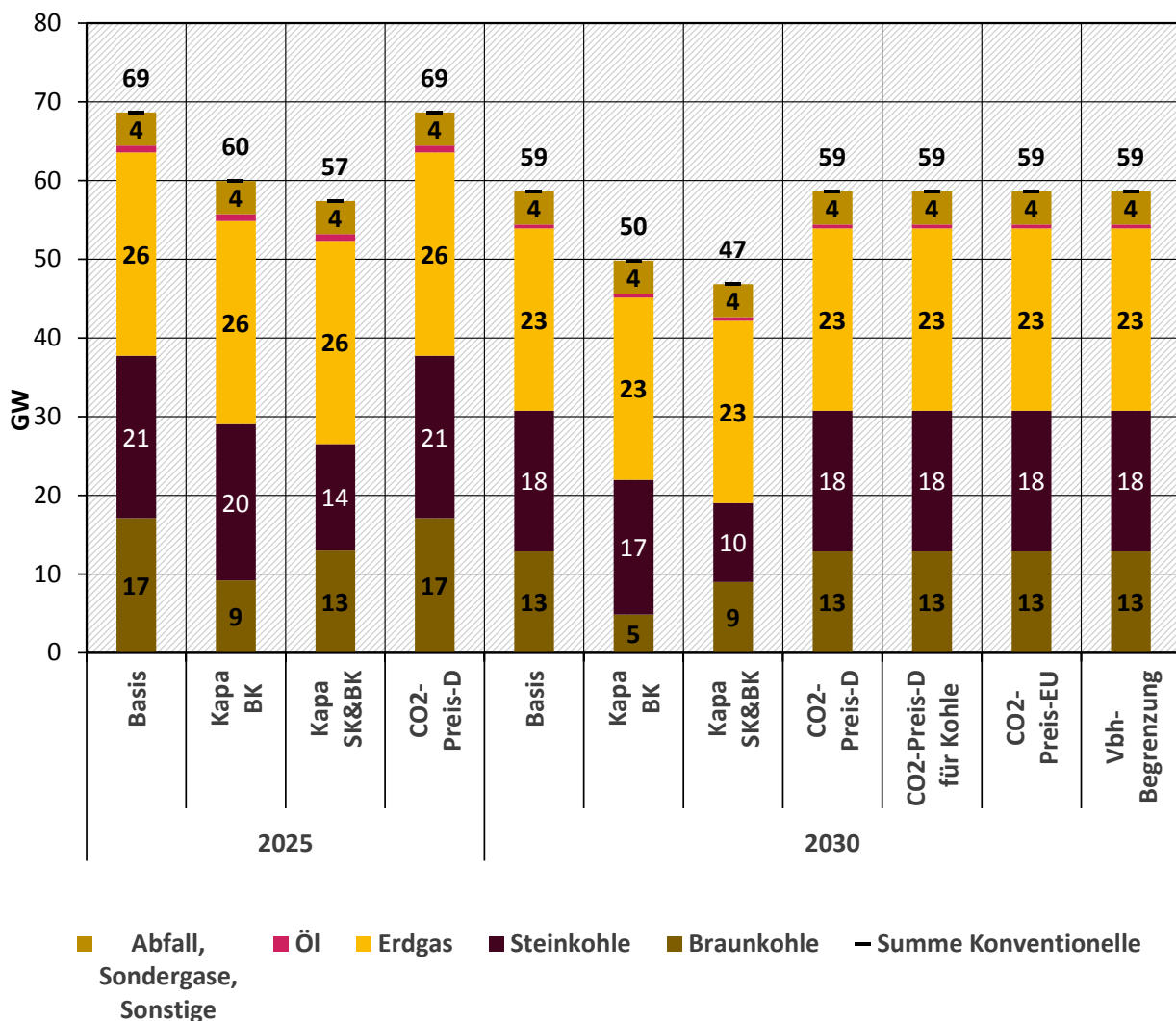
Abbildung 6-1 zeigt die Kapazitätsentwicklung für den Basislauf und die Instrumentenläufe im Vergleich. Im Basislauf reduziert sich die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke von heute etwa

⁷⁶ Das EEG 2017 konnte in diesem Projekt noch nicht abgebildet werden. Der Ausbau der erneuerbaren Energien orientiert sich noch am Projektionsbericht 2015. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigt bis zum Jahr 2030 auf ein Niveau von 325 TWh ausgehend von 140 TWh im Jahr 2012. Bezogen auf einen Bruttostromverbrauch von 600 TWh wird ein EE-Anteil von 54% im Jahr 2030 erreicht. Der Ausbaukorridor für die erneuerbaren Energien beträgt im gleichen Jahr 47,5% bis 52,5%. Eine Abbildung des EEG 2017 würde wahrscheinlich zu einer leicht abgesenkten Erzeugung aus erneuerbaren Energien führen.

27 GW auf 21 GW im Jahr 2025 und 18 GW im Jahr 2030. Die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke sinkt von heute etwa 21 GW auf 17 GW im Jahr 2025 und 13 GW im Jahr 2030 (Abbildung 6-1).

- Im Jahr 2030 reduziert das Instrument Kapa BK die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke um ~ 8 GW im Vergleich zum Basislauf. Die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke beträgt dann nur noch 5 GW.
- Im Jahr 2030 reduziert das Instrument Kapa SK&BK die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke um ~ 4 GW gegenüber dem Basislauf auf 9 GW und die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke um ~ 8 GW auf 10 GW.
- Zur Modellierung der Instrumente CO₂-Preis-D, CO₂-Preis-D für Kohle und Vbh-Begrenzung wird die installierte Kapazität der Kohlekraftwerke im Vergleich zum Basislauf nicht verändert.

Abbildung 6-1: Instrumentenvergleich: Installierte konventionelle Kapazitäten in den Szenarien



Quelle: Öko-Institut

6.2.2 Erzeugung in Deutschland

Abbildung 6-2 zeigt die Stromerzeugung in Deutschland nach konventionellen Brennstoffen und für die erneuerbaren Energien. Es sind die Szenariojahre 2025 und 2030 für den Basislauf und unterschiedliche Instrumente dargestellt. Gegenüber dem Basislauf sinkt in allen Szenarien mit Instrumenten die Gesamterzeugungsmenge, um 31 bis 57 TWh im Jahr 2025 und um 32 bis 76 TWh im Jahr 2030. Wie in Abschnitt 6.2.4 dargestellt, führt dies auch zu einer Reduzierung der Exporte. Jedoch bleibt Deutschland in allen Szenarien Netto-Exporteur.

Die gezielte Reduzierung der Braun- und Steinkohlekapazitäten führt bei den Instrumenten Kapa BK und Kapa SK&BK entsprechend zu einem deutlichen Rückgang der Kohlestromerzeugung. Dieser Rückgang wird leicht durch eine Erhöhung der Erdgas-Verstromung kompensiert. Das Instrument Kapa BK reduziert die Braunkohleverstromung sowohl im Jahr 2025 als auch im Jahr 2030 stark (um ca. 45% im Jahr 2025 sowie ca. 60% im Jahr 2030 gegenüber dem Basislauf). Die Steinkohleverstromung erhöht sich hier merklich.

Ein höherer in Deutschland wirkender CO₂-Preis-Aufschlag (CO₂-Preis-D) reduziert neben der Kohleverstromung auch deutlich die Erdgasverstromung. Die Steinkohleverstromung geht hierbei am stärksten zurück (ca. 60% im Jahr 2030), während die Braunkohleverstromung wesentlich weniger betroffen ist (ca. 5% im Jahr 2030).

Der nationale CO₂-Preis-Aufschlag für Kohle zeigt ein ähnliches Bild. Auch hier wird die Steinkohleverstromung stark reduziert, während die Braunkohleverstromung nur leicht zurückgeht. Die Erdgasverstromung steigt jedoch im Gegenzug an, wenn ein nationaler CO₂-Preis-Aufschlag für Kohle implementiert wird.

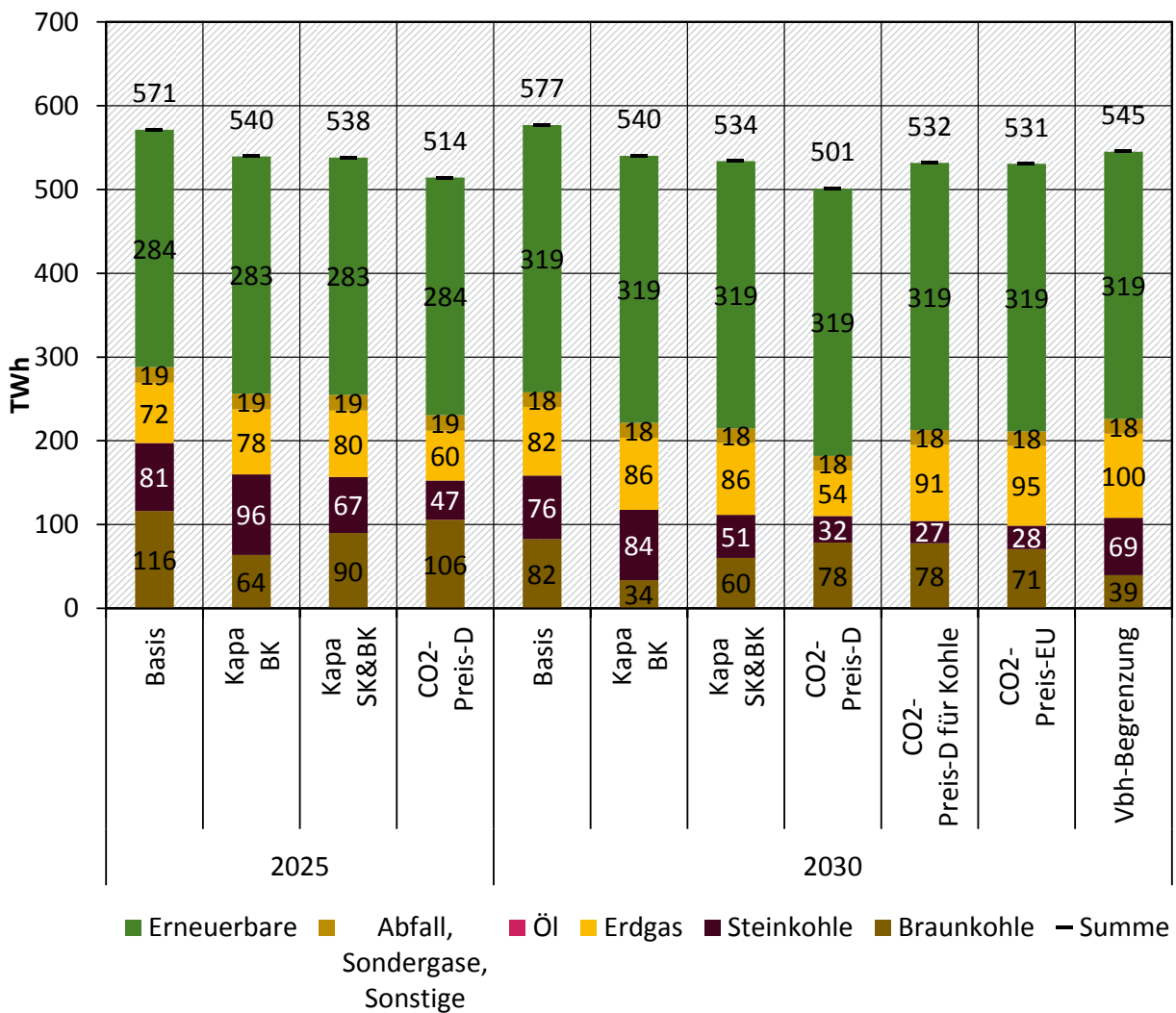
Auch eine Erhöhung des europäischen CO₂-Preises führt zu einer ähnlichen Reduktion der Steinkohleverstromung wie beim nationalen CO₂-Preis und dem nationalen CO₂-Preis für Kohle, jedoch wird die Braunkohleverstromung im Vergleich zur Erhöhung des nationalen CO₂-Preises etwas stärker adressiert. Es zeigt sich, dass im Vergleich zu einem nationalen CO₂-Preis bei einem Anstieg des EU-weiten CO₂-Preises die Erdgas-Kraftwerke deutlich profitieren.

Die Vbh-Begrenzung führt zu einer Reduzierung der Braunkohleverstromung, die nur leicht über der Reduzierung durch das Instrument Kapa BK liegt (um ca. 50% gegenüber dem Basislauf). Die Erzeugung der Steinkohlekraftwerke sinkt um 10%, während die Erdgasverstromung sich um etwa 20% erhöht.

Die Unterschiede der beschriebenen Stromerzeugung je Technologie werden durch Veränderungen der (europäischen) Merit-Order verursacht. Die Wirkung der Instrumente auf diese Merit-Order werden in Abschnitt 6.2.6 detaillierter dargestellt.

In Tabelle 6-1 sind die in Abbildung 6-2 für das Szenariojahr 2030 dargestellten Stromerzeugungsmengen aus Erdgas sowie Stein- und Braunkohle den historischen Erzeugungsmengen aus dem Jahr 2014 gegenüber gestellt.

Abbildung 6-2: Instrumentenvergleich: Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern



Quelle: Öko-Institut

Die Stromerzeugung aus Steinkohle sinkt im Basislauf im Jahr 2030 gegenüber 2014 bereits um 30%, die Stromerzeugung aus Braunkohle um 43%. In den Instrumentenläufen geht die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken weiter zurück. Der Gesamttrückgang gegenüber dem Jahr 2014 liegt zwischen 54% (Kapa BK) und 61% (CO₂-Preis EU). Dabei wirken die einzelnen Instrumente unterschiedlich auf Braun- und Steinkohle. Für die Stromerzeugung aus Braunkohle liegt der Rückgang im Jahr 2030 gegenüber 2014 zwischen 46% (CO₂-Preis-D und CO₂-Preis-D Kohle) und 77% (Kapa BK). Für die Stromerzeugung aus Steinkohle beträgt der Rückgang bis zu 76% (CO₂-Preis-D Kohle).

Der Rückgang der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken wird teilweise durch einen Anstieg der Erdgasverstromung ausgeglichen. Ein Vergleich der Instrumente zeigt, dass die Stromerzeugung aus

Erdgaskraftwerken in fast allen Instrumentenläufen gegenüber dem Basislauf ansteigt. Nur das Instrument CO₂-Preis-D bewirkt einen deutlichen Rückgang (verglichen mit dem Jahr 2014 einen Rückgang um 8%).⁷⁷

Tabelle 6-1: Vergleich Nettostromerzeugung 2014 und Läufe im Szenariojahr 2030

Nettostromerzeugung [TWh]	2014	2030						
		Basis	Kapa BK	Kapa SK& BK	CO ₂ -Preis-D	CO ₂ -Preis-D Kohle	CO ₂ -Preis EU	Vbh-Begrenzung
Erdgas	59	82	86	86	54	91	95	100
Steinkohle	109	76	84	51	32	27	28	69
Braunkohle	144	82	34	60	78	78	71	39
Braun- und Steinkohle	253	159	117	112	110	104	98	108
Reduktion ggü. 2014								
Erdgas		39%	46%	45%	-8%	54%	62%	70%
Steinkohle		-30%	-23%	-53%	-71%	-76%	-74%	-37%
Braunkohle		-43%	-77%	-58%	-46%	-46%	-51%	-73%
Braun- und Steinkohle		-37%	-54%	-56%	-56%	-59%	-61%	-57%

Quelle: Öko-Institut

6.2.3 CO₂-Emissionen in Deutschland

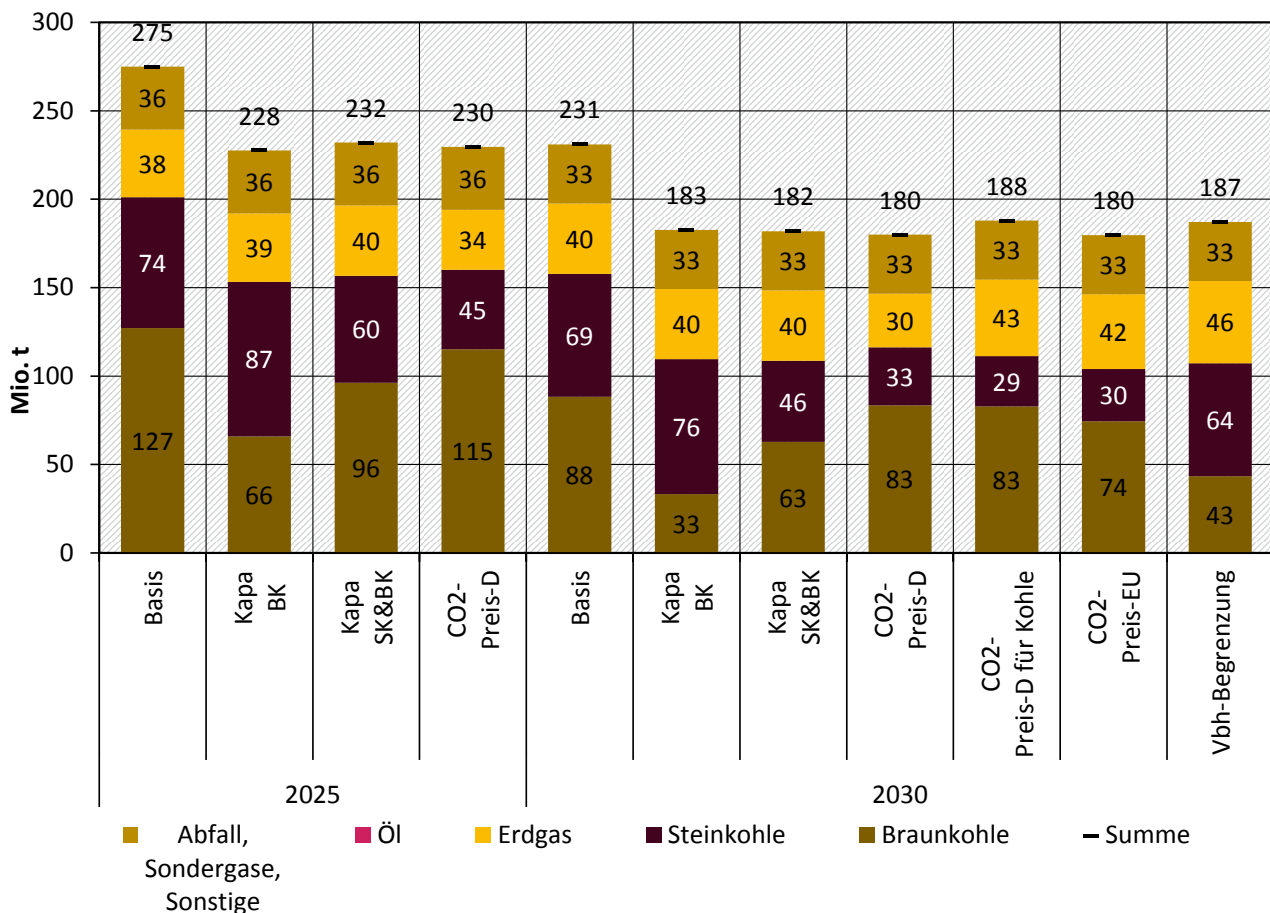
Abbildung 6-3 zeigt die CO₂-Emissionen im deutschen Stromsektor für den Basislauf und für die unterschiedlichen Instrumentenläufe. Die Instrumente wurden iterativ angepasst, um einen Emissionskorridor von 180 bis 188 Mio. t CO₂ im Jahr 2030 zu erreichen. Wegen der vorhandenen Modellungenauigkeiten wurde darauf verzichtet, das jedes Instrument exakt so zu parametrisieren, das die gleiche Emissionsmenge erreicht wird. Wie bereits in Abschnitt 6.2.1 beschrieben, ist die Emissionsminderungswirkung der einzelnen Instrumente auf die unterschiedlichen Energieträger unterschiedlich. Der zusätzliche, nationale CO₂-Preis reduziert primär die Stromerzeugung aus Erdgas- und Steinkohlekraftwerken in Deutschland, während die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken nur wenig zurückgeht. Die Kapazitätsmanagement-Instrumente und die Vbh-Begrenzung verursachen tendenziell höhere Minderungsbeiträge von den Braunkohlekraftwerken. Das Instrument CO₂-Preis-D für Kohle wirkt sich aufgrund der geringen Brennstoffkosten der Braunkohlekraftwerke primär auf Steinkohlekraftwerke aus (vgl. hierzu 6.2.6). Die Erdgasverstromung wird hierbei leicht erhöht.

Im Falle des CO₂-Preis-D für Kohle in Deutschland schränkt die sehr flache Merit-Order die Treffsicherheit in Bezug auf die Minderungswirkung ein. Die ermittelten CO₂-Emissionen fallen deshalb im Vergleich etwas höher aus. Beim Vbh-Ansatz könnten durch eine Absenkung der Freigrenze größere

⁷⁷ Es ist erkennbar, dass die Stromerzeugung aus Erdgas gegenüber dem Jahr 2014 bereits im Basislauf um 39% deutlich ansteigt. Nach dem kontinuierlichen Rückgang in den letzten Jahren, würde sie damit wieder auf dem Niveau von 2011 liegen.

Minderungswirkungen erzielt werden.⁷⁸ Wegen der leicht unterschiedlichen Minderungswirkungen erfolgt der nachfolgende Instrumentenvergleich teilweise auf Basis von relativen Ergebnisgrößen.

Abbildung 6-3: Instrumentenvergleich: CO₂-Emissionen in Deutschland nach Brennstoffen



Quelle: Öko-Institut

In Tabelle 6-2 sind die in Abbildung 6-3 für das Szenariojahr 2030 dargestellten CO₂-Emissionen den historischen Emissionsmengen aus dem Jahr 2014 gegenüber gestellt. Die CO₂-Emissionen aus Steinkohle sinken im Basislauf im Jahr 2030 gegenüber 2014 bereits um 35%, die CO₂-Emissionen aus Braunkohle um 47%. In den Instrumentenläufen gehen die CO₂-Emissionen aus Kohlekraftwerken weiter zurück. Der Gesamtrückgang bei Braun- und Steinkohle gegenüber dem Jahr 2014 liegt zwischen 57% (CO₂-Preis D) und 62% (CO₂-Preis EU). Dabei wirken die einzelnen Instrumente unterschiedlich auf Braun- und Steinkohle. Zum Beispiel reduziert das Instrument CO₂-Preis D verstärkt Emissionen bei der Steinkohle (-69% Steinkohle-Emissionen, -50% Braunkohle-Emissionen ggü. 2014) und das Instrument Kapa BK verstärkt bei der Braunkohle (-29% Steinkohle-Emissionen, -80% Braunkohle-Emissionen ggü. 2014).

Der Rückgang der Emissionen aus Kohlekraftwerken wird teilweise durch einen Anstieg der Emissionen aus Erdgaskraftwerken verringert. Ein Vergleich der Instrumente zeigt, dass die Emissionen aus

⁷⁸ Eine etwas härtere Parametrisierung der Vbh-Begrenzung, der zu einem etwas niedrigeren Emissionsniveau führt (vgl. Kap 6.2.3), würde auch die deutsche Stromerzeugung weiter reduzieren. Dies ginge zu Lasten von Braun- und Steinkohle. Die Erdgasverstromung würde voraussichtlich etwas steigen.

Erdgaskraftwerken in fast allen Instrumentenläufen gegenüber dem Basislauf ansteigen. Nur das Instrument CO₂-Preis-D bewirkt gegenüber dem Jahr 2014 einen deutlichen Rückgang (um 18%).

Tabelle 6-2: Vergleich CO₂-Emissionen 2014 und Läufe im Szenariojahr 2030 (ohne prozessbedingte CO₂-Emissionen der Rauchgasreinigung)

CO ₂ -Emissionen [Mio. t CO ₂]	2014	2030						
		Basis	Kapa BK	Kapa SK&BK	CO ₂ -Preis-D	CO ₂ -Preis-D Kohle	CO ₂ -Preis-EU	Vbh-Begrenzung
Erdgas	37	40	40	40	30	43	42	46
Steinkohle	107	69	76	46	33	29	30	64
Braunkohle	166	88	33	63	83	83	74	43
Sonstige	48	33	33	33	33	33	33	33
Gesamt	358	231	183	182	180	188	180	187
Braun- und Steinkohle	273	158	110	109	116	111	104	107
Reduktion ggü. 2014								
Erdgas		8%	7%	7%	-18%	17%	14%	26%
Steinkohle		-35%	-29%	-57%	-69%	-73%	-72%	-40%
Braunkohle		-47%	-80%	-62%	-50%	-50%	-55%	-74%
Sonstige		-30%	-30%	-30%	-30%	-30%	-30%	-30%
Gesamt		-35%	-49%	-49%	-50%	-48%	-50%	-48%
Braun- und Steinkohle		-42%	-60%	-60%	-57%	-59%	-62%	-61%

Quelle: Inventardaten aus UBA 2016; eigene Berechnung

6.2.4 Import und Export

Derzeit ist Deutschland Netto-Exporteur für Strom, d.h. die Stromexporte in europäische Nachbarländer übersteigen bilanziell die importierte elektrische Energie. Die Einführung ordnungsrechtlicher oder ökonomischer Instrumente zur Dekarbonisierung, beeinflusst entweder direkt die Zusammensetzung (Kapazitätsmanagement) oder aber die Kostenstruktur (CO₂-Preis) des Kraftwerksparks in Deutschland (siehe Abschnitt 6.2.6 zur Wirkung der Instrumente im Vergleich). Die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Struktur der Merit-Order des deutschen Kraftwerksparks führen zu Rückwirkungen auf den Stromaustausch.

Wie Abbildung 6-4 zeigt, bleibt Deutschland in allen untersuchten Modellläufen Netto-Exporteur. Bei der mit PowerFlex-EU durchgeführten Modellierung wurden die Länder des ENTSO-E Verbundgebietes exklusive Island und Zypern berücksichtigt (siehe Anhang PowerFlex-EU). Wie in Kapitel 6.2.1 beschrieben, führen die untersuchten Instrumente zu einer Senkung der deutschen Stromerzeugung und damit auch der Netto-Exporte. Die Instrumente Kapa BK, Kapa SK&BK, CO₂-Preis-D für Kohle, Erhöhung des europäischen CO₂-Preis und Vbh-Begrenzung zeigen ähnlich starke Auswirkungen auf den Netto-Export und reduzieren diesen gegenüber dem Basislauf um 40 bis 57%. Beim nationalen CO₂-Preis wird fast die gesamte innerdeutsche Merit-Order beeinflusst, während bei den Kapazitätsinstrumenten, dem CO₂-Preis-D für Kohle und der Vbh-Begrenzung die Merit-Order nur punktuell verändert wird. Daher sind beim nationalen CO₂-Preis die Effekte wesentlich höher. Die Netto-Exporte werden hier auf ca. 5 TWh reduziert.

Abbildung 6-4: Instrumentenvergleich: Deutsche Stromimporte und –exporte



Quelle: Öko-Institut

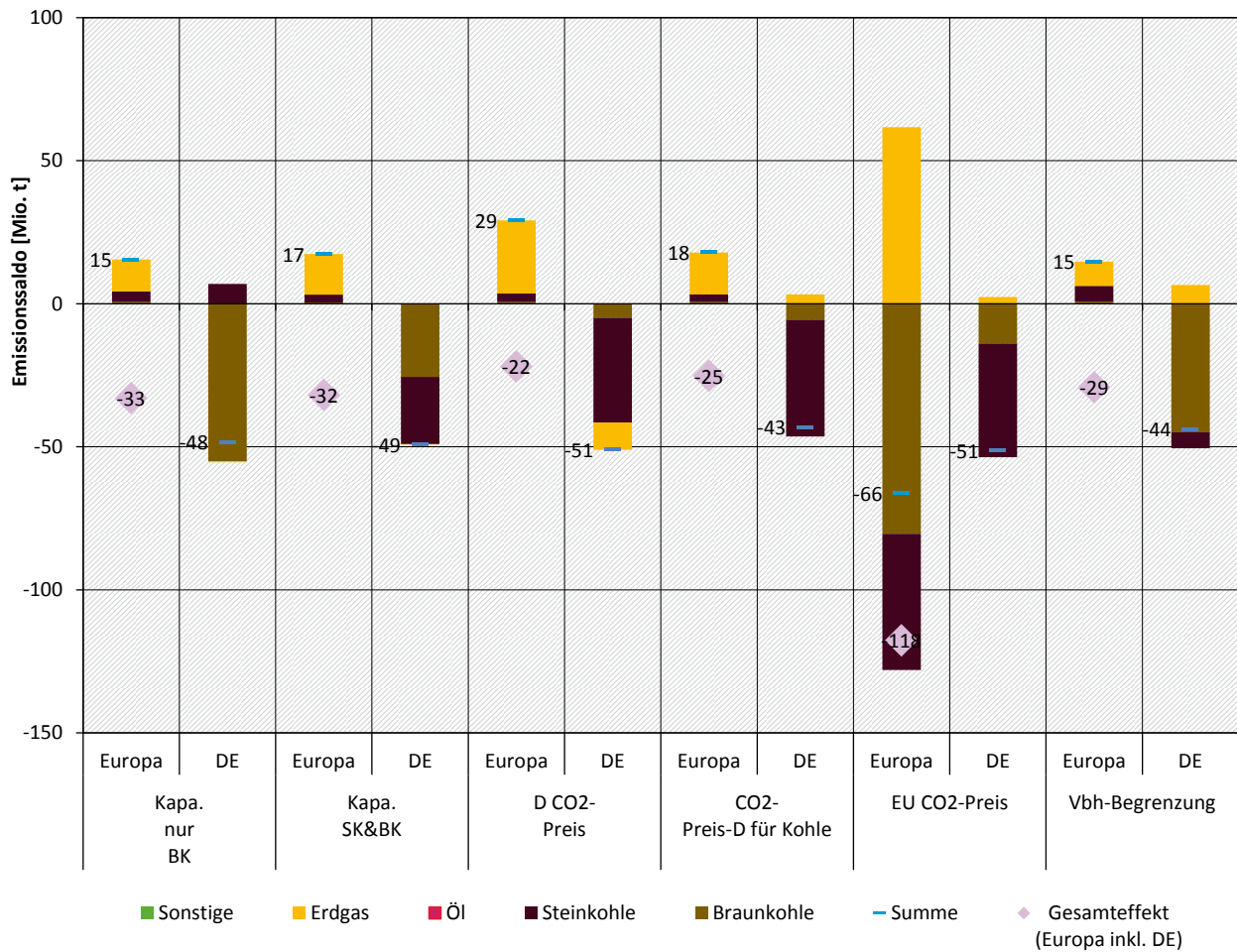
6.2.5 CO₂-Emissionen in Europa

Die modellierten Instrumente führen zu einer Reduzierung der Stromexporte Deutschlands (siehe Abschnitt 6.2.4). Eine Verdrängung von CO₂-Emissionen in Deutschland führt ceteris paribus zu erhöhter Stromerzeugung und damit tendenziell zu steigenden CO₂-Emissionen im europäischen Ausland. Dieser sogenannte Rebound-Effekt soll im Nachfolgenden betrachtet werden, um dadurch Aussagen über die Effekte der Instrumente auf die gesamten CO₂-Emissionen machen zu können.

Abbildung 6-5 stellt die Emissionssalden der Instrumente gegenüber dem Basislauf dar, ein negatives Vorzeichen bedeutet eine Emissionsminderung, ein positives Vorzeichen einen Emissionsanstieg. Unter Europa sind nachfolgend die in PowerFlex-EU berücksichtigten Länder des ENTSO-E Verbundgebietes exklusive Island und Zypern aggregiert (siehe Anhang PowerFlex-EU).

Es zeigt sich, dass die wegfallende deutsche Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle größtenteils durch Erdgas in den europäischen Nachbarländern kompensiert wird und somit alle Instrumente eine CO₂-Reduzierung als Gesamteffekt verursachen. Der Gesamteffekt der Emissionsminderung in Europa (inkl. DE) ist durch ein Kapazitätsmanagement höher als durch einen nationalen CO₂-Preis, bei welchem der höchste Rebound-Effekt durch die Emissionen der europäischen Nachbarländer zu beobachten ist. Durch das Instrument Kapazitätsmanagement werden emissionsintensive Kapazitäten aus dem Markt genommen. Ein nationaler CO₂-Preis hingegen führt nur dazu, dass die emissionsintensiven Kraftwerke in der Merit-Order nach hinten verschoben werden. Wenn der nationale CO₂-Preis nur auf Kohlekraftwerke angewendet wird, erhöht sich der Gesamteffekt der Emissionsminderung im Vergleich zum nationalen CO₂-Preis für alle Brennstoffe. Die CO₂-Effekte der Vbh-Begrenzung verhalten sich ähnlich wie die der Kapazitätsinstrumente. Aufgrund der etwas geringeren innerdeutschen Minderungen liegen die Gesamteffekte in etwa zwischen denen der Kapazitätsinstrumente und dem Kohleaufschlag.

Abbildung 6-5: Emissionsveränderung für das Szenariojahr 2030 gegenüber Basislauf für Deutschland und Europa



Quelle: Öko-Institut

Der höhere CO₂-Preis in Europa führt im Gesamteffekt zu einer um den Faktor 4 höheren Minderung als das Kapazitätsmanagement für Braunkohlekraftwerke und Steinkohlekraftwerke. Dies erklärt sich durch die deutlich größere Wirkungsbreite des Instruments: Der höhere CO₂-Preis in Europa führt auch in den europäischen Nachbarländern zu substantiellen Emissionsminderungen.

Das Kapazitätsmanagement nur für Braunkohlekraftwerke und die Volllaststunden-Begrenzung reduzieren hauptsächlich die Emissionen der Braunkohlekraftwerke in Deutschland. Das Kapazitätsmanagement für Braunkohlekraftwerke und Steinkohlekraftwerke wirkt relativ gleichmäßig sowohl auf die Braunkohlekraftwerke als auch die Steinkohlekraftwerke. Sowohl der nationale CO₂-Preis als auch der nationale CO₂-Preis für Kohle führen tendenziell zu einer Reduzierung der Steinkohleverstromung in Deutschland und zu einer höheren Produktion der Erdgaskraftwerke im europäischen Ausland. Für den nationalen CO₂-Preis ist festzuhalten, dass sich die Stromerzeugung aus relativ emissionsarmen Erdgaskraftwerken in Deutschland reduziert und sich im Vergleich zu den anderen Instrumenten der höchste Rebound in den ausländischen Nachbarländern einstellt.

Da die untersuchten Instrumente auf einen Emissionskorridor und keinen Zielwert kalibriert wurden, unterscheiden sich die in Abbildung 6-5 dargestellten innerdeutschen Emissionsminderungen. Damit die Abschätzung der zu erwartenden Rebound-Effekte je Instrument auf der gleichen Basis be-

ruht, wurde der Rebound-Effekt als Quotient aus innerdeutscher und europäischer Emissionsminderung berechnet. In Tabelle 6-3 sind die Rebound-Effekte der untersuchten Instrumente für das Szenariojahr 2030 dargestellt. Es zeigt sich eine deutliche Spreizung zwischen den Instrumenten. Bei Kapa BK werden durch einen Anstieg der Emissionen im Ausland die in Deutschland eingesparten Emissionen um ca. 31% reduziert. Die stärksten Rückwirkungen zeigt das Instrument CO₂-Preis-D. Hier werden mit ca. 57% über die Hälfte der in Deutschland eingesparten Emissionen im Ausland wieder emittiert. Das Instrument CO₂-Preis-EU wirkt für Gesamteuropa, sodass hier kein Rebound-Effekt zu beobachten ist.

Tabelle 6-3: Europäischer Rebound-Effekt je Instrument im Szenariojahr 2030

	Kapa BK	Kapa SK&BK	CO ₂ -Preis-D	CO ₂ -Preis-D für Kohle	CO ₂ -Preis-EU	Vbh-Begrenzung
Europäischer Rebound-Effekt	31%	35%	57%	42%	0%	34%

Quelle: Öko-Institut

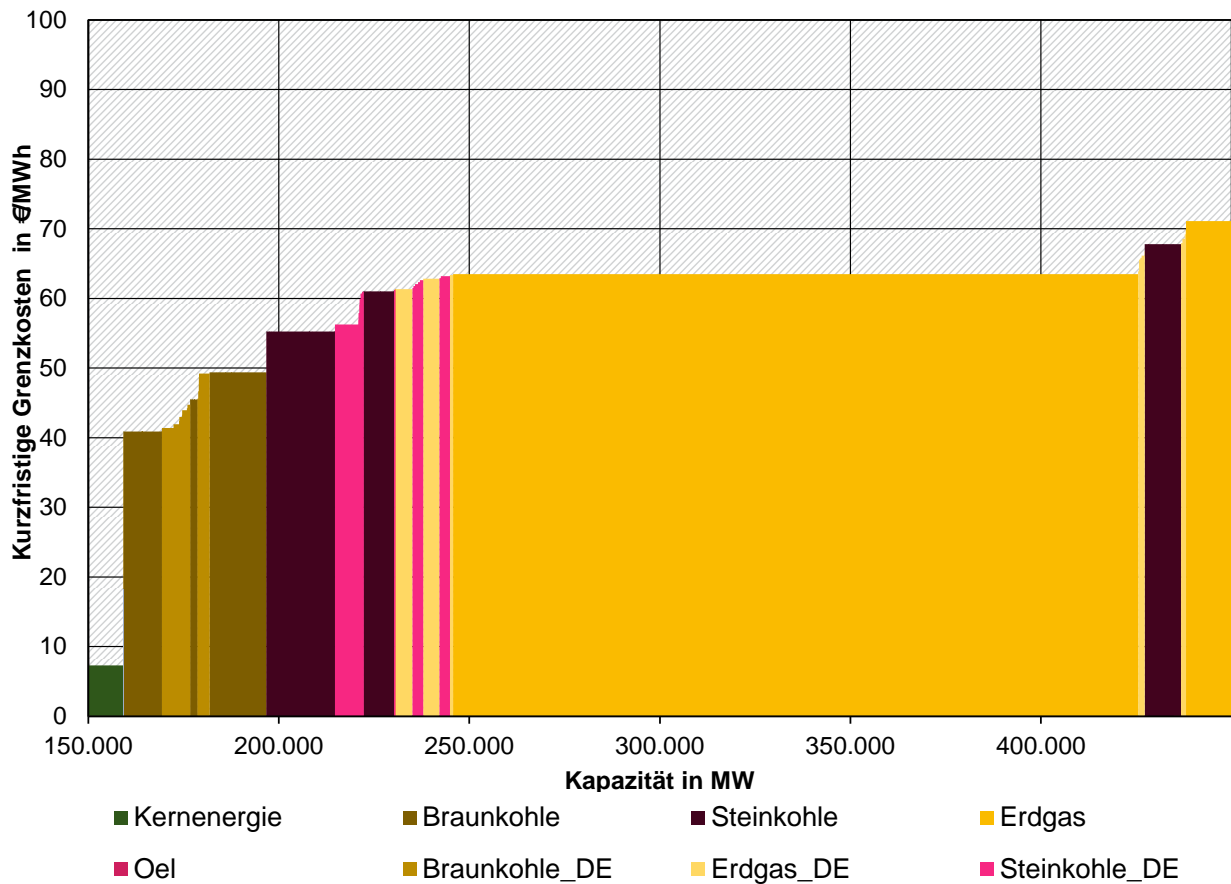
6.2.6 Wirkung der Instrumente im Vergleich

Abbildung 6-6 zeigt die Merit-Order für Deutschland und die übrigen modellierten Länder im Basislauf im Jahr 2030. Es wird deutlich, dass die Merit-Order weiterhin „klassisch“ sortiert ist. Die niedrigsten Grenzkosten weisen Braunkohlekraftwerke auf, gefolgt von Steinkohlekraftwerken und Erdgaskraftwerken. Trotz des auf 37 Euro angestiegenen EU-Zertifikatpreises stehen nur einige ältere Steinkohlekraftwerke in der Merit-Order bereits hinter den (neueren) Erdgaskraftwerken. In Abbildung 6-6 sind die deutschen Kraftwerke jeweils in helleren Farbtönen dargestellt als die Kraftwerke im Ausland. Die Kraftwerke im Ausland sind vereinfacht abgebildet. Es wurden je Land Aggregate für neue, mittelalte und alte Kraftwerke gebildet. Die größte Gruppe bilden die neuen Erdgaskraftwerke. In Summe über alle berücksichtigten Länder liegt eine installierte Leistung von 180 GW vor.

Der Bereich der Merit-Order, der durch erneuerbare Energien und Kernkraftwerke geprägt ist (also von 0 GW bis zu einer Leistung von ~160 GW), unterscheidet sich für die einzelnen Instrumentenläufe nicht vom Basislauf. Um den für die Emissionsminderung wichtigen Teil der Merit-Order detaillierter darzustellen, wird deshalb die Merit-Order erst ab einer Leistung von 150 GW dargestellt.

Grundsätzlich ist die Merit-Order im Jahr 2030 über weite Bereiche sehr flach. Die kurzfristigen Grenzkosten älterer Braunkohlekraftwerke betragen 50 €/MWh. Die kurzfristigen Grenzkosten der Steinkohlekraftwerke liegen zwischen 55€/MWh (neue Anlagen) und 61 €/MWh (mittleres Alter). Die kurzfristigen Grenzkosten neuerer Erdgaskraftwerke betragen 64 €/MWh.

Abbildung 6-6: Merit-Order für Deutschland und die übrigen modellierten Länder im Basislauf im Jahr 2030

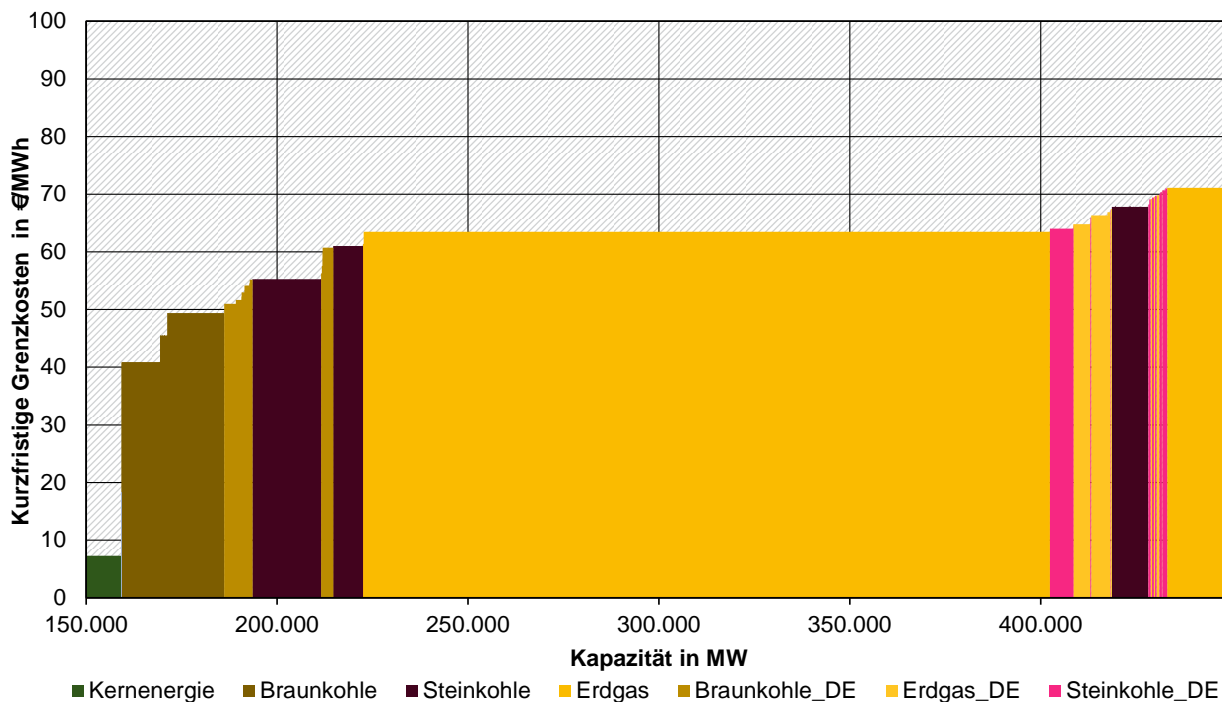


Quelle: Öko-Institut

Durch ein Kapazitätsmanagement verändert sich die prinzipielle Abrufreihenfolge der Kraftwerke in der Merit-Order nicht. Die Merit-Order verschiebt sich aber nach links, weil sich durch das Kapazitätsmanagement die verfügbare Anzahl der Kohlekraftwerke in Deutschland reduziert.

Abbildung 6-7 zeigt die Merit-Order, wenn ein nationaler CO₂-Preis von zusätzlich 10 €/t CO₂ in Deutschland eingeführt wird. Die kurzfristigen Grenzkosten der deutschen Kraftwerke steigen. Insbesondere werden die deutschen Steinkohlekraftwerke und die modernen deutschen Erdgaskraftwerke in der Merit-Order hinter die neuen ausländischen Erdgaskraftwerke geschoben. Die Position der deutschen Braunkohlekraftwerke in der europäischen Merit-Order ändert sich ebenfalls. Ältere Braunkohlekraftwerke im Ausland und neuere Steinkohlekraftwerke werden in der Merit-Order früher abgerufen als deutsche Braunkohlekraftwerke.

Abbildung 6-7: Merit-Order für Deutschland und die übrigen modellierten Länder mit nationalem CO₂-Preis von zusätzlich 10 €/t CO₂ im Jahr 2030 in Deutschland

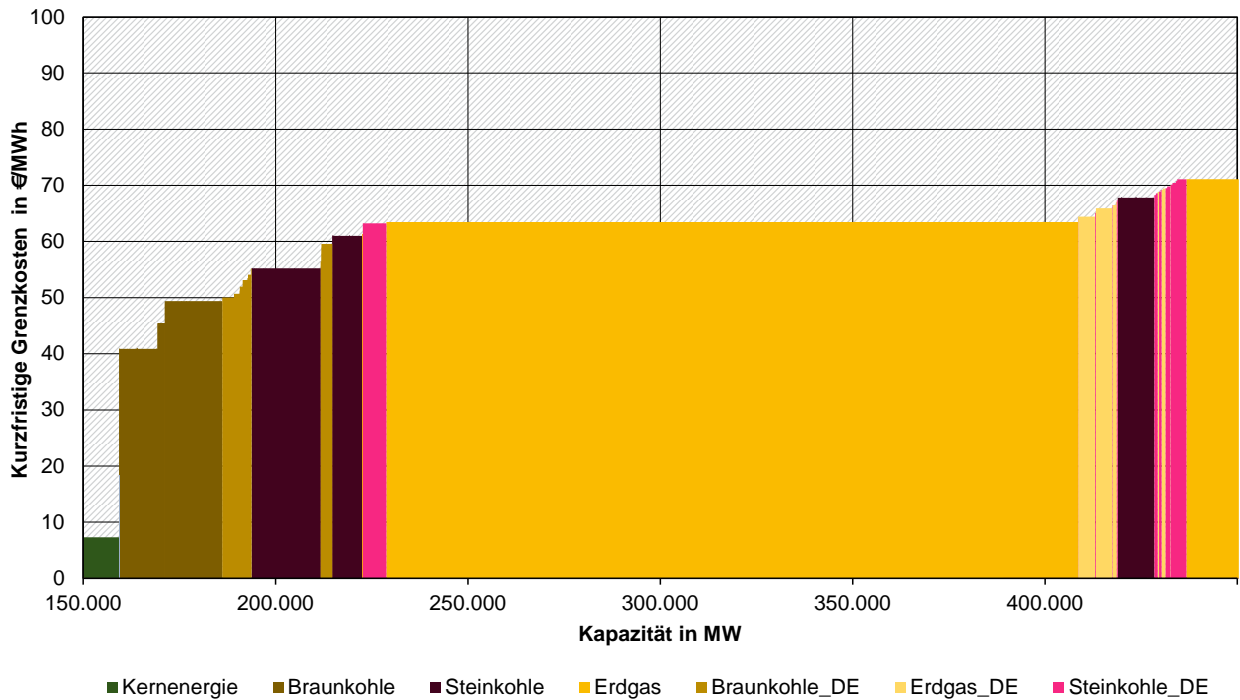


Quelle: Öko-Institut

Die Ergebnisse sind sehr sensitiv, was durch die in weiten Teilen sehr flache Merit-Order erklärt wird. Abbildung 6-8 zeigt die europäische Merit-Order, wenn in Deutschland ein zusätzlicher CO₂-Preis von 9 €/t CO₂ implementiert wird. Die neuen deutschen Steinkohlekraftwerke rutschen dann in der Merit-Order wieder vor die europäischen Gaskraftwerke. Die neuen Erdgaskraftwerke in Deutschland rutschen wieder vor die älteren europäischen Steinkohlekraftwerke. Insgesamt beträgt die zusätzliche Emissionsminderung in Deutschland durch einen von 9 €/t CO₂ auf 10 €/t CO₂ erhöhten zusätzlichen CO₂-Preis 17 Mio. t CO₂. Hier wird deutlich, dass die Parametrisierung einen großen Einfluss auf die Ergebnisse hat. Ein wichtiger Einflussfaktor sind die Wirkungsgrade der europäischen Kraftwerke.

Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten. Ziel des Berichtes ist es nicht, exakt zu berechnen, wie die Instrumente ausgestaltet werden müssen, sondern die Mechanismen zu zeigen, mit denen die Instrumente wirken und eine Größenordnung für die Parametrisierung der Instrumente zu liefern.

Abbildung 6-8: Merit-Order für Deutschland und die übrigen modellierten Länder mit nationalem CO₂-Preis von zusätzlich 9 €/t CO₂ im Jahr 2030 in Deutschland

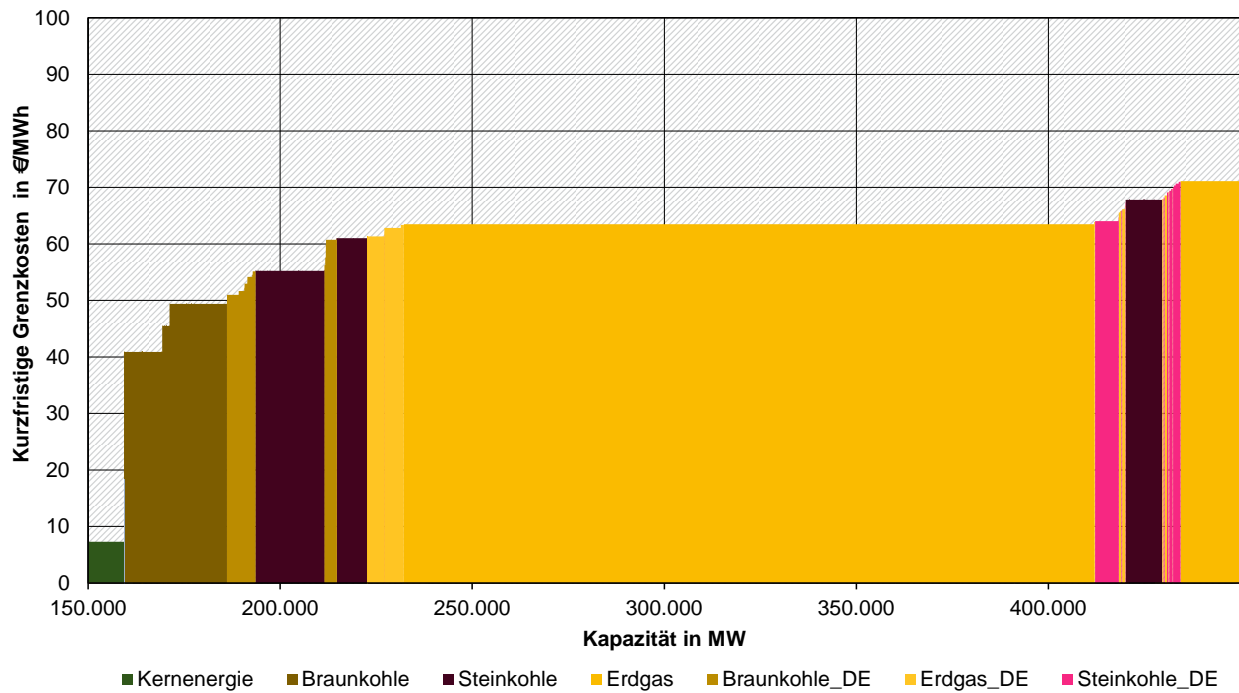


Quelle: Öko-Institut

Abbildung 6-9 zeigt die Merit-Order, wenn ein nationaler CO₂-Preis in Deutschland nur für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke eingeführt wird. Die kurzfristigen Grenzkosten der deutschen Kohlekraftwerke steigen. Die Steinkohlekraftwerke werden in der Merit-Order dadurch weit nach rechts

geschoben. Insbesondere neuere Steinkohlekraftwerke werden in der Merit-Order hinter die deutschen und die europäischen Erdgaskraftwerke geschoben.

Abbildung 6-9: Merit-Order für Deutschland und die übrigen modellierten Länder mit nationalem CO₂-Preis in Höhe von 10 €/ t CO₂ im Jahr 2030 für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke in Deutschland

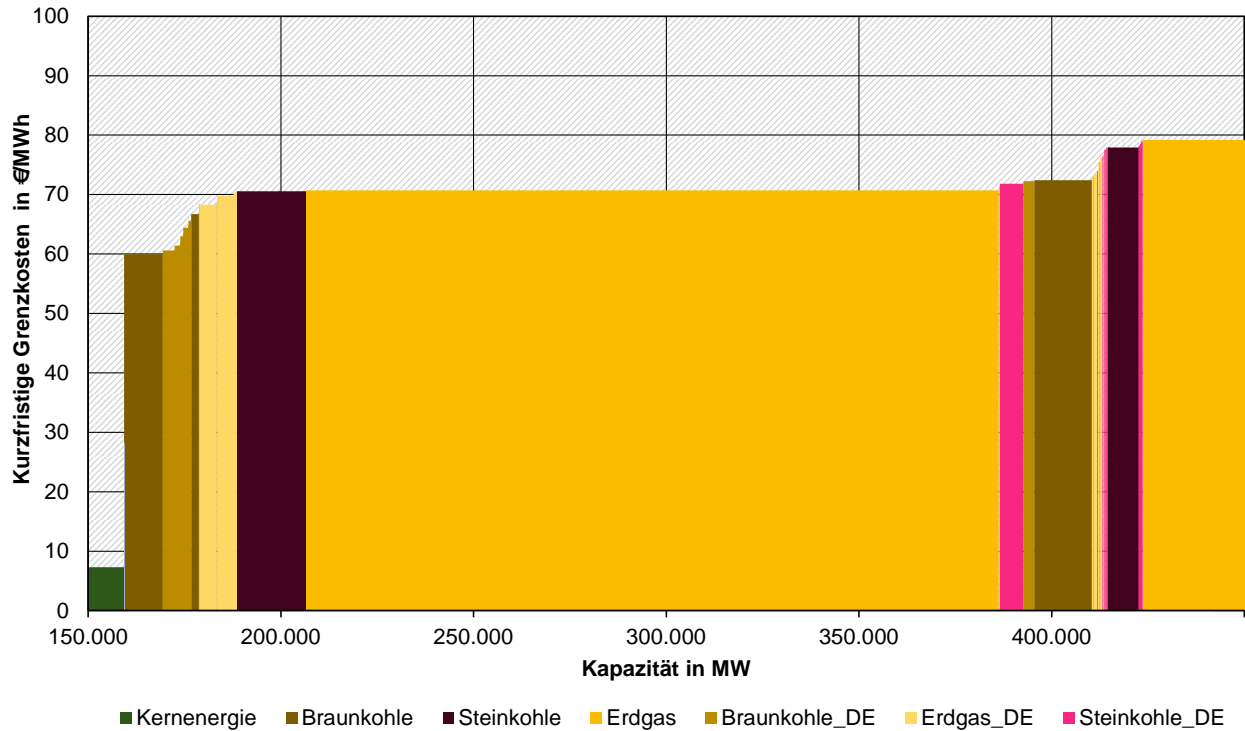


Quelle: Öko-Institut

Abbildung 6-10 zeigt die Merit-Order, wenn der CO₂-Preis in allen modellierten Ländern um 20 €/EUA steigt. Ältere Braun- und Steinkohlekraftwerke rutschen in der Merit-Order hinter die neueren Erdgaskraftwerke. Die Merit-Order wird noch flacher. Weil die kurzfristigen Grenzkosten auch im

EU-Ausland steigen, ist eine stärkere Erhöhung des CO₂-Preises notwendig als bei einem nationalen CO₂-Preis.

Abbildung 6-10: Merit-Order für Deutschland und die übrigen modellierten Länder mit höherem CO₂-Preis in der EU im Jahr 2030 (20 €/EUA zusätzlich; insgesamt 57 €/EUA)

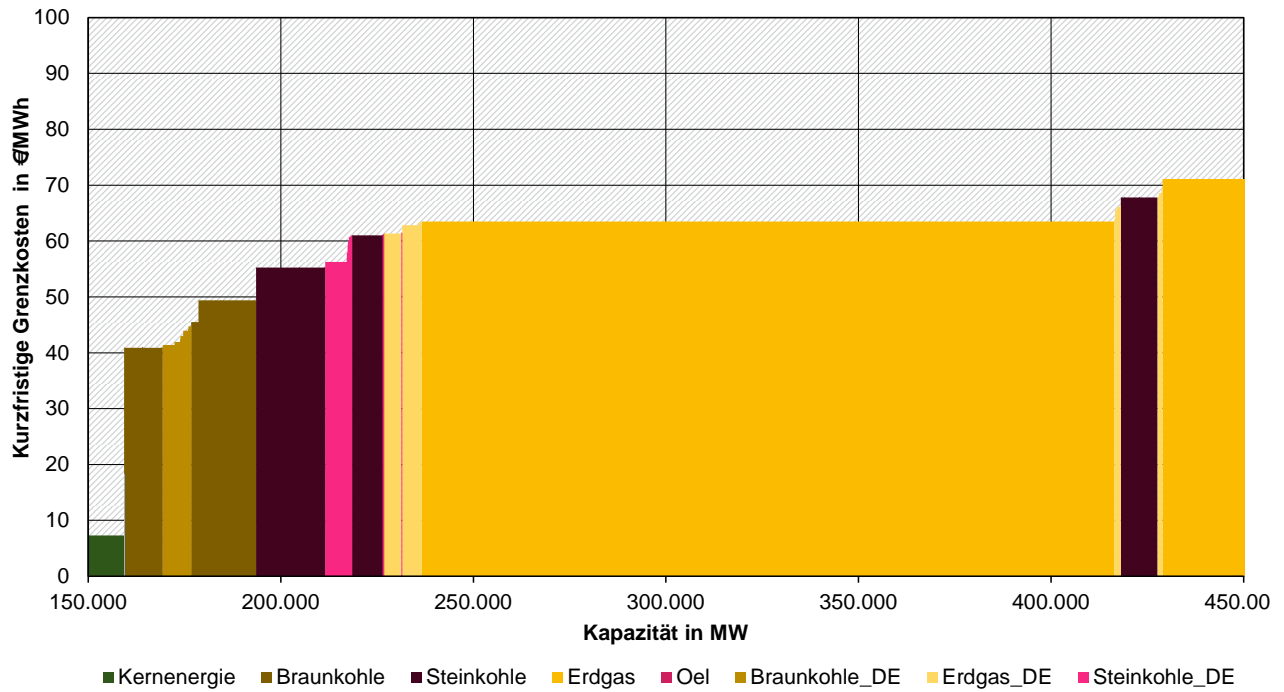


Quelle: Öko-Institut

Abbildung 6-11 zeigt die Veränderung in der Merit-Order, wenn ein Kapazitätsmanagement für Braun- und Steinkohle eingeführt wird. Die Anzahl der deutschen Braun- und Steinkohlekraftwerksblöcke (also die „Breite“ der hellbraunen und der rosa Balken) verringert sich. Für die stillgelegten Braunkohle-Kraftwerke rutschen Steinkohlekraftwerke (in Deutschland und in Europa) in der Merit-

Order nach. Die Produktion der stillgelegten, älteren Steinkohlekraftwerke wird von den Erdgaskraftwerken übernommen (teilweise in Deutschland, hauptsächlich in Europa).

Abbildung 6-11: Merit-Order für Deutschland und die übrigen modellierten Länder mit Kapazitätsmanagement für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke



Quelle: Öko-Institut

7 Ökonomische Wirkungsanalyse

7.1 Energiewirtschaftliche Kosteneffekte – europäische Perspektive

Im Rahmen einer ökonomischen Wirkungsanalyse sind die energiewirtschaftlichen Kosten eine zentrale Ergebnisgröße. Durch die enge Einbindung in den europäischen Strommarkt ergeben sich grenzüberschreitende Rückwirkungen von klimapolitischen Instrumenten in Deutschland auf den europäischen Strommarkt und dessen Stromerzeugungskosten. Die nachfolgende energiewirtschaftliche Kostenbetrachtung berücksichtigt daher nicht nur Änderungen der Erzeugungskosten in Deutschland sondern ebenso im europäischen Ausland. Der Instrumentenvergleich stellt ausschließlich auf Änderungen der deutschen Klimapolitik ab und lässt andere Einflussgrößen unverändert. Es kommt daher nicht zu einer Überlagerung verschiedener (politisch getriebener) Entwicklungen und die Kosteneffekte gehen ursächlich auf die untersuchten klimapolitischen Instrumente in Deutschland zurück.

Da die klimapolitische Wirkungsanalyse von einer vorgegebenen Kapazitätsentwicklung ausgeht, stehen bei der energiewirtschaftlichen Kostenanalyse die europäischen Kraftwerkseinsatzkosten der Stromerzeugung im Jahr 2030 im Mittelpunkt. Dabei werden die im Strommarktmodell ermittelten europäischen Kraftwerkseinsatzkosten der in Kapitel 5 beschriebenen Instrumente jeweils mit den europäischen Einsatzkosten im Basislauf verglichen. Die Annahmen für die Modellierung werden im Kapitel 4 beschrieben, die Ergebnisse des Basislaufs und der Instrumentenläufe werden im Kapitel 6 beschrieben. Fokus der energiewirtschaftlichen Analyse ist ein Vergleich der Kosten der einzelnen Instrumente aus volkswirtschaftlicher Perspektive. CO₂-Kosten werden dabei in Höhe der angenommenen EUA-Preise berücksichtigt. Da die untersuchten nationalen Instrumente CO₂-Emissionen unterschiedlich bepreisen, werden die Kraftwerkseinsatzkosten um Kosten aus nationalen CO₂-Bepreisungsinstrumenten bereinigt. Dies betrifft die Instrumente CO₂-Preis-D und CO₂-Preis-D für Kohle.

Bei allen Instrumenten, die zusätzlich zum EU-ETS eingeführt werden, können für die öffentliche Hand zusätzliche Kosten entstehen, wenn das Angebot im EU-ETS, z.B. die nationalen Auktionsmengen, um die entsprechende Menge an freiwerdende Emissionsberechtigungen gekürzt wird, um die europäische Klimawirksamkeit nationaler Instrumente sicherzustellen und den CO₂-Preis gegenüber dem Basislauf unverändert zu lassen. Diesen Kosten (z.B. entgangene Erlöse aus den Versteigerungen) stehen allerdings niedrigere CO₂-Kosten in gleicher Höhe bei den Anlagenbetreibern gegenüber, da diese geringere Emissionen haben, also weniger Emissionsberechtigungen erwerben müssen. Damit handelt es sich um einen sozialen Transfer, der beim volkswirtschaftlichen Vergleich der energiewirtschaftlichen Kosten nicht berücksichtigt werden muss. Da sich die einzelnen Instrumente bezüglich der Interaktion mit dem EU-ETS nicht signifikant unterscheiden, wurden diese Kosten für den Vergleich der Instrumente nicht berücksichtigt (vergleiche Abschnitt 3.2). Bezüglich der Interaktion zusätzlicher Instrumente mit dem EU-ETS besteht weiterer Forschungsbedarf.

Tabelle 7-1 vergleicht die Differenz der europäischen Kraftwerkseinsatzkosten im Strommarktmodell Power-Flex-EU unter der Annahme der Umsetzung verschiedener Instrumente.⁷⁹ Im Vergleich zum Basislauf steigen die Kraftwerkseinsatzkosten in allen betrachteten Instrumentenläufen an. Bezogen

⁷⁹ Kosteneinsparungen durch eine andere Zusammensetzung des Kraftwerksparks wurden nicht berücksichtigt. Durch ein Kapazitätsmanagement ließen sich beispielsweise die fixe Betriebskosten älterer Kohlekraftwerke reduzieren. Gleichzeitig könnten diese Einsparungen aber auch kompensiert werden, wenn beispielsweise zur Leistungsabsicherung neue Gasturbinen errichtet werden müssen. Dann würden für diese Gasturbinen auch zusätzliche fixe Betriebskosten und Kapitalkosten entstehen. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Instrumentenbewertung durch Berücksichtigung von fixen Betriebskosten nicht signifikant verändern würde.

auf die Summe der europäischen Kraftwerkseinsatzkosten ist der Kostenanstieg aber gering und beträgt nur ein bis zwei Prozent der Gesamtkosten. Das Kapazitätsmanagement für Braun- und Steinkohle führt dabei zu der geringsten Steigerung der Kosten. Für Instrumente mit einem CO₂-Preis-Aufschlag in Deutschland werden die Kostensteigerungen durch die Steigerung der nationalen CO₂-Kosten dominiert. Da diese aus volkswirtschaftlicher Sicht lediglich einen sozialen Transfer darstellen (den zusätzlichen Kosten bei den Kraftwerksbetreibern stehen zusätzliche Einnahmen beim Staat durch den CO₂-Preis gegenüber) und nicht alle untersuchten nationalen Instrumente gleichermaßen diese Kosten aufweisen, werden die Kraftwerkseinsatzkosten um diese bereinigt.⁸⁰ Damit ergibt sich folgendes Bild (exemplarische Betrachtung für das Jahr 2030):

- Der CO₂-Preis-D und der CO₂-Preis-D für Kohle erreichen das Emissionsziel zu der geringsten Kostensteigerung (0,3 Mrd. €). Ein CO₂-Preis als ökonomisches Instrument führt dazu, dass im Gesamtsystem die Emissionsminderung dort stattfindet, wo die CO₂-Vermeidungskosten am geringsten sind. Eine Beschränkung des CO₂-Preis-Aufschlags nur auf Kohlekraftwerke führt nicht zu signifikant höheren Kosten (ebenfalls 0,3 Mrd. €).
- Relativ nah an diesem Ergebnis ist das Kapa SK&BK mit einer Kostensteigerung von 0,6 Mrd. €. Durch das Kapazitätsmanagement werden ältere, ineffiziente Kraftwerke aus dem Markt genommen. Dadurch entstehen leicht höhere Kosten als durch eine CO₂-Bepreisung. Das Kapa SK&BK führt dazu, dass Emissionsminderungen mit vergleichsweise geringen CO₂-Vermeidungskosten realisiert werden (insbesondere die Stilllegung von älteren, ineffizienten Steinkohlekraftwerken). Ohne Korrektur der Kosten um die Einnahmen erreicht das Kapazitätsmanagement für Braun- und Steinkohle das deutsche Emissionsziel zu den geringsten Kosten (0,6 Mrd. €).
- Die höchsten Kostensteigerungen verursachen das Kapa BK und die Vbh-Begrenzung mit Mehrkosten von 0,8 bis 1 Mrd. €. Beide Instrumente führen dazu, dass die Braunkohlenutzung stark zurückgeht. Da kurzfristigen Grenzkosten der Braunkohlenutzung sehr niedrig sind, führen die beiden Instrumente zu einer starken Steigerung der Kraftwerkseinsatzkosten.⁸¹ Nicht untersucht wurden alternative Parametrisierungen für die Vbh-Begrenzung. Grundsätzlich ist zu erwarten, dass die zusätzlichen Kraftwerkseinsatzkosten sinken, wenn den Braunkohlekraftwerken eine höhere Anzahl an Vollbenutzungsstunden ermöglicht wird und die Anzahl der Vollbenutzungsstunden für die Steinkohlekraftwerke abgesenkt wird.⁸²
- Der höhere CO₂-Preis im EU-ETS wurde nicht in den Kostenvergleich mit aufgenommen. Denn er ist mit wesentlich höheren europäischen Emissionsminderungen verbunden als die anderen untersuchten Instrumente (vgl. Abschnitt 6.2.5); ein aussagekräftiger Kostenvergleich ist daher nicht möglich.

⁸⁰ Für die Ermittlung der Einnahmen aus dem CO₂-Preis in Deutschland wurde unterstellt, dass der nationale CO₂-Preis so ausgestaltet würde, dass er nur auf die Brennstoffe Erdgas, Braunkohle und Steinkohle wirkt. Dies bedeutet, dass Kuppelgase und Müllverbrennung vom nationalen CO₂-Preis ausgenommen wären. Ein analoges Vorgehen wurde auch für den CO₂-Preis-D nur Kohle gewählt. Zur Ermittlung der Einnahmen wurden die verbleibenden Restemissionen mit dem CO₂-Preisaufschlag in Höhe von 10 € multipliziert.

⁸¹ Dabei ist zu berücksichtigen, dass in der Berechnung nicht betrachtet wurde, ob die Fixkosten der Tagebausysteme gesenkt werden können, wenn Braunkohlekraftwerke stillgelegt werden. Dadurch werden die Kostensteigerungen tendenziell überschätzt. Gleichzeitig geht die Braunkohleförderung durch das Kapa BK bis 2030 sehr stark zurück, so dass die Fixkostenreduktion der Tagebaue wohl auch an Grenzen kommen würde.

⁸² Theoretisch könnte die Vbh-Begrenzung so parametrisiert werden, dass sich ein Kraftwerkseinsatz wie für das Instrument CO₂-Preis-D nur für Kohle einstellt. Dann würden sich auch zusätzliche Kraftwerkseinsatzkosten wie im Instrument CO₂-Preis-D nur für Kohle einstellen. Unterschiede würden sich dann nur bezüglich der Verteilungseffekte ergeben. Die Vbh-Begrenzung wirkt dann wie ein CO₂-Preis mit kostenloser Zuteilung für die Kraftwerksbetreiber.

Tabelle 7-1: Kostenvergleich der Instrumente (Kraftwerkseinsatzkosten im Jahr 2030)

	Kapa BK	Kapa SK&BK	CO ₂ -Preis-D	CO ₂ -Preis-D für Kohle	Vbh-Be-grenzung
	Mrd. €				
Anstieg Kraftwerkseinsatzkosten	1,0	0,6	1,8	1,4	0,8
davon Einnahmen aus nationalem CO₂-Preis	0,0	0,0	1,5	1	0,0
Gesamtkosten um Einnahmen korrigiert	1,0	0,6	0,3	0,3	0,8

Anmerkung: Dargestellt sind hier nur die Summe der europäischen Dispatchkosten, ohne fixe Betriebskosten der Kraftwerke, ohne Fixkosten der Tagebaue und ohne Investitionskosten der Kraftwerke. Rundungsbedingte Differenzen.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

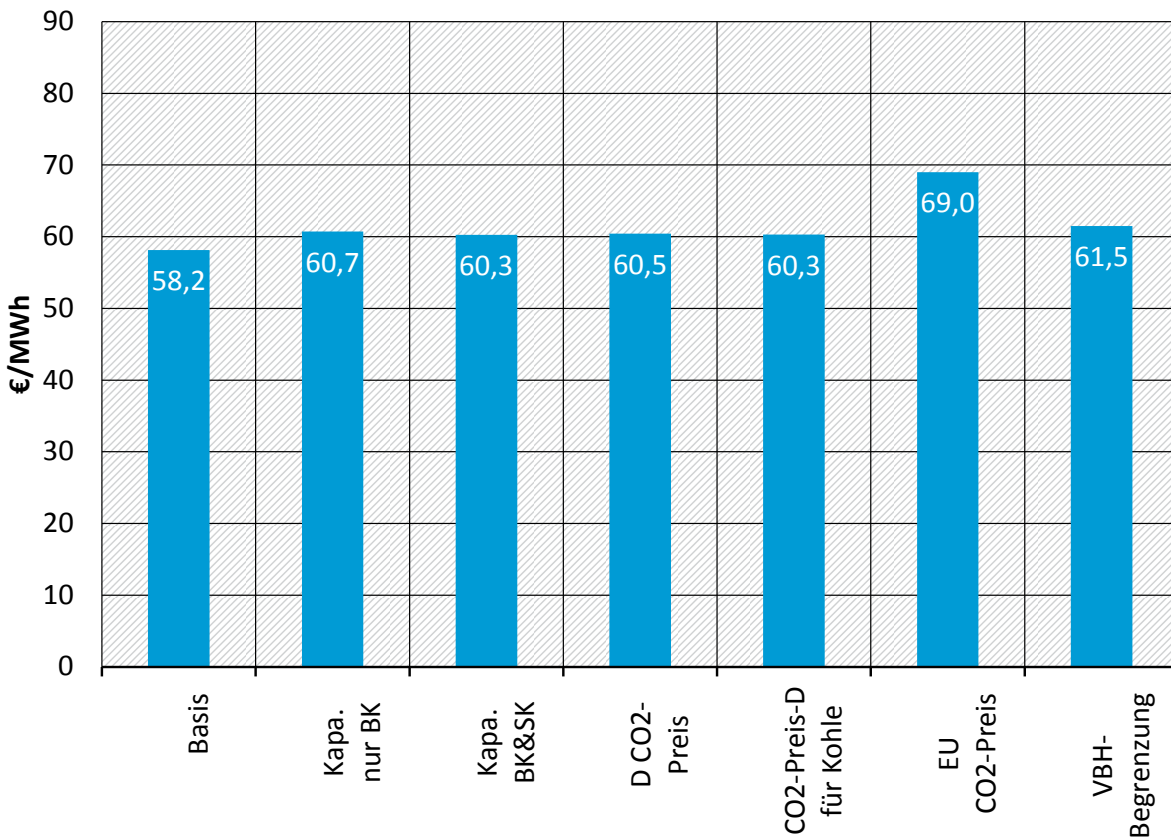
Es können die folgenden Aspekte festgehalten werden:

- Aus volkswirtschaftlicher Perspektive (Korrektur der Kosten um die Veränderung der CO₂-Kosten) wird die Einhaltung des Emissionsbudgets am effizientesten durch den nationalen CO₂-Preis erreicht. Dies entspricht auch der ökonomischen Erwartung, da ein gleichmäßiger CO₂-Preis die Erreichung des Emissionskorridors zu den geringsten Kosten sicherstellt.
- Im Vergleich zu den Verteilungseffekten, die z.B. durch die CO₂-Kosten entstehen, ist die Differenz der Gesamtkosten zwischen den Instrumenten aber gering. Vor diesem Hintergrund werden die Umverteilungseffekte in den folgenden Abschnitten 7.2 bis 7.4 im Detail analysiert.

7.2 Großhandels-Strompreise in Deutschland für die Instrumente

Die untersuchten nationalen Instrumente haben eine ähnliche Auswirkung auf den Strompreis (Abbildung 7-1). Er steigt bei allen Instrumenten nur leicht um ca. 2 €/MWh an. Allein der höhere CO₂-Preis in allen modellierten europäischen Ländern führt zu einem stärkeren Strompreisanstieg von 10 €/MWh in Deutschland, weil die Grenzkosten aller fossilen Kraftwerke erhöht werden und die gesamteuropäische Merit-Order verändert wird. Gleichzeitig wird aber auch eine um den Faktor 4 höhere Gesamtemissionsminderung erreicht.

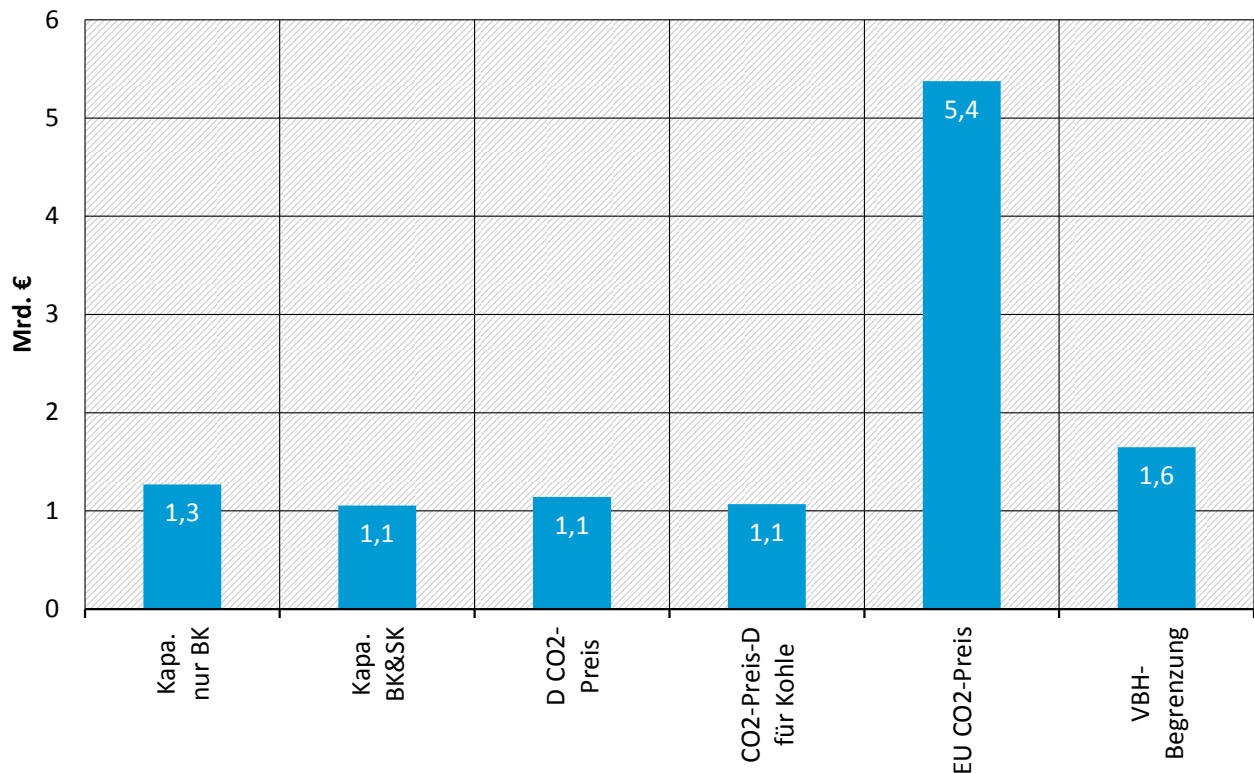
Abbildung 7-1: Instrumentenvergleich: Strompreise im Szenariojahr 2030



Quelle: Öko-Institut

Die Gründe für die schwachen Strompreiseffekte sind die sehr flache Merit-Order in Europa (bedingt durch die Annahme vergleichsweise hoher CO₂-Preise für den EU-Emissionshandel) und die Verfügbarkeit von ausreichend Kraftwerkskapazität im Gesamtsystem (knappheitsbedingte Preisspitzen treten nicht auf). Die Strompreiseffekte werden in den Sensitivitätsanalysen im Abschnitt 8.6 vertieft analysiert. Im Grundsatz werden die Strompreiseffekte bestätigt, wobei Veränderungen in der Merit-Order in den Sensitivitäten auch zu veränderten Strompreiseffekten führen. Beispielsweise treten bei niedrigen CO₂-Preisen im Hintergrund etwas höhere Strompreiseffekte für das Kapazitätsmanagement auf.

Abbildung 7-2: Instrumentenvergleich: Anstieg der Strombezugskosten im Großhandel im Szenariojahr 2030 in Mrd. €



Anmerkung: Berechnet bezogen auf einen Stromverbrauch von 496 TWh im Jahr 2030

Quelle: Öko-Institut

Bezogen auf eine Stromnachfrage von etwa 500 TWh ergeben Strompreiseffekte von 2 €/MWh und damit verbundene Kosten für die Verbraucher von 1 Mrd. €/Jahr (Abbildung 7-2). Gleichzeitig sinken die Differenzkosten der erneuerbaren Energien (~330 TWh) in Deutschland.

7.3 Deckungsbeiträge der Kraftwerke

Die Deckungsbeiträge sind grundsätzlich definiert als die Erlöse der Kraftwerke am Strommarkt abzüglich der kurzfristigen Kraftwerkseinsatzkosten (insbesondere Brennstoffkosten, CO₂-Kosten).⁸³ Es werden die im Strommarktmodell berechneten Strompreise verwendet. Handel am Terminmarkt oder Erlöse auf Regelleistungsmärkten werden im Rahmen der folgenden Untersuchung nicht betrachtet.

Es ist zu berücksichtigen, dass die Höhe der Deckungsbeiträge von den untersuchten Klimaschutzinstrumenten abhängen. CO₂-Preise erhöhen die Grenzkosten der Kohlekraftwerke. Da die Strompreise

⁸³ Aus Sicht der Kraftwerksbetreiber müssen die Deckungsbeiträge die fixen Betriebskosten eines Kraftwerks decken, damit das Kraftwerk nicht stillgelegt wird. Damit Neuinvestitionen möglich werden, müssen die Deckungsbeiträge zusätzlich auch die Kapitalkosten eines neuen Kraftwerks decken. Dies ist hier aber für diese Analyse weniger relevant, da hier die Effekte auf den bestehenden Kraftwerkspark der Braun- und Steinkohlekraftwerke betrachtet werden sollen. In der Vergangenheit gab es vier große Stromversorger in Deutschland, die über diversifizierte Kraftwerkportfolien verfügten. Durch den Ausstieg aus der Kernenergie und die Umstrukturierungen im Jahr 2016 nimmt diese Diversifizierung tendenziell ab und es entstehen Unternehmen, die nur Kraftwerke einer Brennstoffklasse betreiben (z.B. EPH). Deshalb wurde darauf verzichtet, die Deckungsbeiträge der Gesamtheit der Kraftwerke eines Betreibers zu analysieren. Theoretisch wäre es beispielsweise denkbar, dass höhere Strompreise zu steigenden Deckungsbeiträgen bei den Erdgaskraftwerken führen könnten. Da diese aber überwiegend nicht von den Unternehmen betrieben werden, die auch die Kohlekraftwerke betreiben, wurde auf diese Betrachtung verzichtet und die Summe der Deckungsbeiträge jeweils für die Braunkohlekraftwerke und die Steinkohlekraftwerke in Deutschland angegeben.

in den betrachteten Modellläufen aber weniger stark steigen als die Grenzkosten, sinken die Deckungsbeiträge der Kohlekraftwerke.

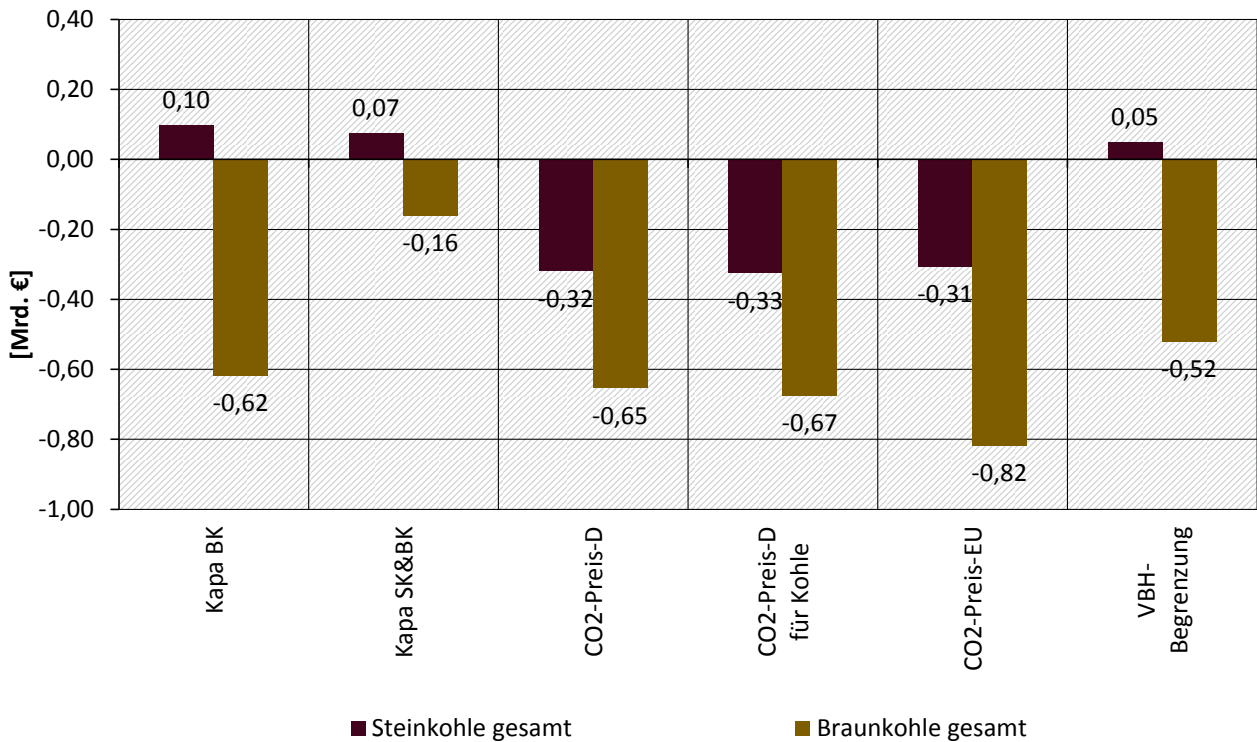
Beim Kapazitätsmanagement sind zwei unterschiedliche Effekte zu beobachten. Kraftwerke die stillgelegt werden, können keine Deckungsbeiträge mehr erwirtschaften. Gleichzeitig profitieren die im Markt verbleibenden Kraftwerke von höheren Strompreisen (ohne dass die Grenzkosten steigen). Die VBH-Begrenzung reduziert die Deckungsbeiträge, weil die Anzahl der Stunden begrenzt wird, in denen Strom produziert werden kann. Dies wird teilweise dadurch kompensiert, dass die Strompreise ansteigen.

Abbildung 7-3 zeigt die Wirkung der Instrumente auf die Deckungsbeiträge der Kohlekraftwerke. Dargestellt ist jeweils die Veränderung der Deckungsbeiträge im Jahr 2030 im Vergleich zum Basislauf.

- Durch das Kapazitätsmanagement für Braunkohle sinken die Deckungsbeiträge der Braunkohlekraftwerke deutlich (um 0,6 Mrd. €). Die Deckungsbeiträge der Steinkohlekraftwerke steigen leicht an, weil die Strompreise leicht ansteigen (um 0,1 Mrd. €).
- Durch das Kapazitätsmanagement für Braun- und Steinkohle sinken zwar die Deckungsbeiträge der Braunkohlekraftwerke leicht ab, dies wird aber fast komplett durch die höheren Deckungsbeiträge der Steinkohlekraftwerke kompensiert.
- Der nationale CO₂-Preis reduziert die Deckungsbeiträge der Braun- und Steinkohlekraftwerke im Vergleich zum Basislauf deutlich um 1 Mrd. €. Davon entfallen zwei Drittel auf Braunkohlekraftwerke und ein Drittel auf Steinkohlekraftwerke. Der nationale CO₂-Preis nur für Kohlekraftwerke hat eine vergleichbare Wirkung wie der nationale CO₂-Preis. Da die Strompreise etwas weniger stark steigen als beim nationalen CO₂-Preis, sinken die Deckungsbeiträge auch etwas stärker.
- Der höhere CO₂-Preis im EU-ETS reduziert die Deckungsbeiträge der Braunkohlekraftwerke nur leicht stärker als der nationale CO₂-Preis. Dies ist bemerkenswert, weil der zusätzliche CO₂-Preis im Instrumentenlauf CO₂-Preis-EU 20 €/t CO₂ beträgt, während der zusätzliche CO₂-Preis im Instrumentenlauf CO₂-Preis-D nur 10€/t CO₂ beträgt. Hintergrund ist das im Instrumentenlauf CO₂-Preis-EU die Strompreise stärker ansteigen als im Instrumentenlauf CO₂-Preis-D. Für die Braunkohlekraftwerke kompensiert der Strompreisanstieg aber nur einen Teil der zusätzlichen Kosten, so dass die Deckungsbeiträge der Braunkohlekraftwerke um 0,8 Mrd. € im Vergleich zum Basislauf absinken.
- Die Vbh-Begrenzung erhöht die Deckungsbeiträge der Steinkohlekraftwerke leicht, weil diese Kraftwerke von höheren Strompreisen profitieren, aber ihre Produktion nur geringfügig einschränken müssen. Die Deckungsbeiträge der Braunkohlekraftwerke werden um 0,5 Mrd. € reduziert. Für die Braunkohlekraftwerke überwiegt der Effekt einer reduzierten Auslastung. Die höheren Strompreise können die durch die reduzierte Auslastung wegfallenden Deckungsbeiträge für die Braunkohlekraftwerke nicht kompensieren.

In der Gesamtschau bleibt festzuhalten, dass Steinkohlekraftwerke insbesondere durch ein Kapazitätsmanagement oder durch eine Vbh-Begrenzung leichte Steigerungen der Deckungsbeiträge realisieren können. Für die Braunkohle sinken die Deckungsbeiträge in allen untersuchten Instrumentenläufen. Vergleichsweise gering ist die Reduktion der Deckungsbeiträge für die Braunkohlekraftwerke in den Läufen mit einem Kapazitätsmanagement für Braun- und Steinkohlekraftwerke und einer Vbh-Begrenzung.

Abbildung 7-3: Absolute Veränderung der Deckungsbeiträge durch die Einführung von Instrumenten im Vergleich zum Basislauf



Quelle: Öko-Institut

7.4 Zwischenfazit

Die Analysen zeigen, dass die Verteilungseffekte eine viel größere Rolle einnehmen als die Veränderung der Gesamterzeugungskosten. Alle betrachteten Instrumente verursachen Strompreissteigerungen, die sich vergleichsweise wenig zwischen den Instrumenten unterscheiden. Lediglich der EU-CO₂-Preis ist hier ein Stück weit eine Ausnahme, weil er insgesamt eine deutlich höhere Emissionsminderung erreicht. Die größten Unterschiede zwischen den Instrumentenläufen ergeben sich für die Deckungsbeiträge der Unternehmen, die Kohlekraftwerke betreiben.

In der Gesamtschau bleibt festzuhalten, dass alle Instrumente Vorteile und Nachteile aufweisen.⁸⁴ Die Bewertung der Instrumente hängt damit insbesondere von der Perspektive ab und wie stark die einzelnen Kriterien gewichtet werden. Die Instrumente unterscheiden sich deutlich dahingehend, für welche Akteure Kosten anfallen. Für die Instrumente mit einer CO₂-Bepreisung entstehen erstmal zusätzliche Einnahmen für den Staat, aber Kosten für die Kraftwerksbetreiber. Ein Kapazitätsmanagement für Braun- und Steinkohle verändert die Deckungsbeiträge der Kraftwerksbetreiber kaum, gleichzeitig entstehen auch keine Einnahmen für den Staat.

Die folgenden Aspekte können festgehalten werden:

⁸⁴ Alle betrachteten Instrumente reduzieren in der Tendenz die verfügbare Leistung der Kohlekraftwerke. Auch wenn im Rahmen der Studie keine marktendogene Modellierung von Investitions- und Stilllegungsentscheidungen vorgenommen wurde, lässt sich doch als Tendenzaussage festhalten, dass durch eine Begrenzung der Vollbenutzungsstunden die höchste Kohlekraftwerkskapazität erhalten wird, da die Minderungsstrategie nicht vorrangig auf eine Stilllegung von Kraftwerken abzielt.

- Wenn man die Minimierung der Kraftwerkseinsatzkosten aus volkswirtschaftlicher Perspektive betrachtet, ist der nationale CO₂-Preis das günstigste Instrument.
- Wenn die Verteilungseffekte (Strompreiseffekte und Effekte auf Deckungsbeiträge) minimiert werden sollen, ist das Kapazitätsmanagement für Braunkohle und Steinkohlekraftwerke das beste Instrument. Es führt zu relativ geringen Strompreissteigerungen und reduziert die Deckungsbeiträge der Kohlekraftwerke deutlich weniger als andere Instrumente.

Tabelle 7-2: Vergleich der Bewertungsindikatoren

	Kapa BK	Kapa SK&BK	CO ₂ -Preis-D	CO ₂ -Preis-D für Kohle	CO ₂ -Preis-EU	Vbh-Begrenzung
Minimierung Kraftwerkseinsatzkosten	-	0	+	+	+	-
Strompreis	0	+	+	+	-	-
Deckungsbeiträge Unternehmen	-	+	-	-	-	0

Quelle: Öko-Institut

8 Sensitivitätsanalysen

8.1 Überblick

Für die Jahre 2025 und 2030 wurden von BET Sensitivitätsanalysen durchgeführt. BET-EuroMod ist ein fundamentales Modell des europäischen Strommarktes und bietet die Möglichkeit, die mittel- und langfristigen Auswirkungen von wirtschaftlichen, politischen, regulatorischen und technischen Entwicklungen auf den europäischen Strommarkt zu quantifizieren.

Das Modell wurde mit den gleichen Annahmen und Daten parametrisiert wie der Basislauf aus Kapitel 6. Die dabei entstandenen Rechenläufe wurden als Ausgangspunkt für Sensitivitätsanalysen genutzt. So kann die Robustheit der untersuchten Instrumente bei sich verändernden Rahmenbedingungen bewertet werden. Unterschiede der beiden Modellansätze sind beispielsweise die Anzahl der betrachteten Länder im Ausland, sowie die Methodik der Abbildung der KWK-Anlagen. Nach der Parametrisierung (z.B. Abgleich der elektrischen Wirkungsgrade) führten beide Modelle zu vergleichbaren Ergebnissen insbesondere bei der Stromerzeugung, wobei Abweichungen zwischen den Modellen verbleiben. Im Power-Flex-Modell wird bei KWK-Auskopplung ein sinkender elektrischer Wirkungsgrad berücksichtigt (bezogen auf den gesamten Brennstoffeinsatz sinken die elektrischen Wirkungsgrade von KWK-Anlagen im Vergleich zu Kondensationskraftwerken). Im Vergleich zum PowerFlex-Modell des Öko-Instituts werden die im BET-Modell berichteten Emissionen nur anteilig dem Stromsektor zugerechnet, hieraus resultieren etwas geringere Werte. Deshalb werden in den folgenden Abschnitten in der Regel Veränderungen zum Basislauf dargestellt. Eine detaillierte Beschreibung beider Modelle ist im Anhang 1 zu finden.

Es wurden vier verschiedene Sensitivitäten, jeweils für den Basislauf und zwei untersuchte Instrumente, die jeweils einen Instrumentencluster repräsentieren, gerechnet. In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse dieser Modellrechnungen für das Jahr 2030 grafisch dargestellt und beschrieben. Die Auswirkungen, die durch die Sensitivitäten beschriebenen Veränderungen der Rahmenbedingungen, werden analog zum Basislauf anhand der zentralen Kenngrößen CO₂-Emissionen, Stromerzeugung und Stromaustausch analysiert. Tabelle 8-1 gibt einen Überblick über die durchgeführten Berechnungen:

Tabelle 8-1: Übersicht Sensitivitäten

	Basislauf	Kapa SK & BK	CO ₂ -Preis-D
Referenz	x	x	x
Niedrige CO₂- und Brennstoffpreise	x	x	x
Niedrige CO₂-Preise	x	x	x
Starke Exporte	x	x	x
Niedrige Exporte	x	x	x

Quelle: Eigene Darstellung

Die Tabellenspalten zeigen die in den vorhergehenden Abschnitten beschriebenen und ausgewerteten Modellläufe, die durch den Einsatz von Sensitivitätsrechnungen auf ihre Robustheit hin untersucht werden sollen:

- Basislauf: Die Parametrisierung des Basislaufes entspricht den in den Abschnitten 4.1 und 4.2 getroffenen Annahmen.
- Kapa SK&BK: Bei dem in Abschnitt 5.3.2 beschriebenen Instrument Kapa SK&BK wurde ein Kapazitätsmanagement für Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke eingeführt.

- CO₂-Preis-D: Bei dem in Abschnitt 5.4.1 beschriebenen Instrument CO₂-Preis-D wurde gegenüber dem Basislauf ein nationaler CO₂-Preis für Deutschland eingeführt.

In den Tabellenzeilen sind die Bezeichnungen der zu untersuchenden Sensitivitäten aufgelistet:

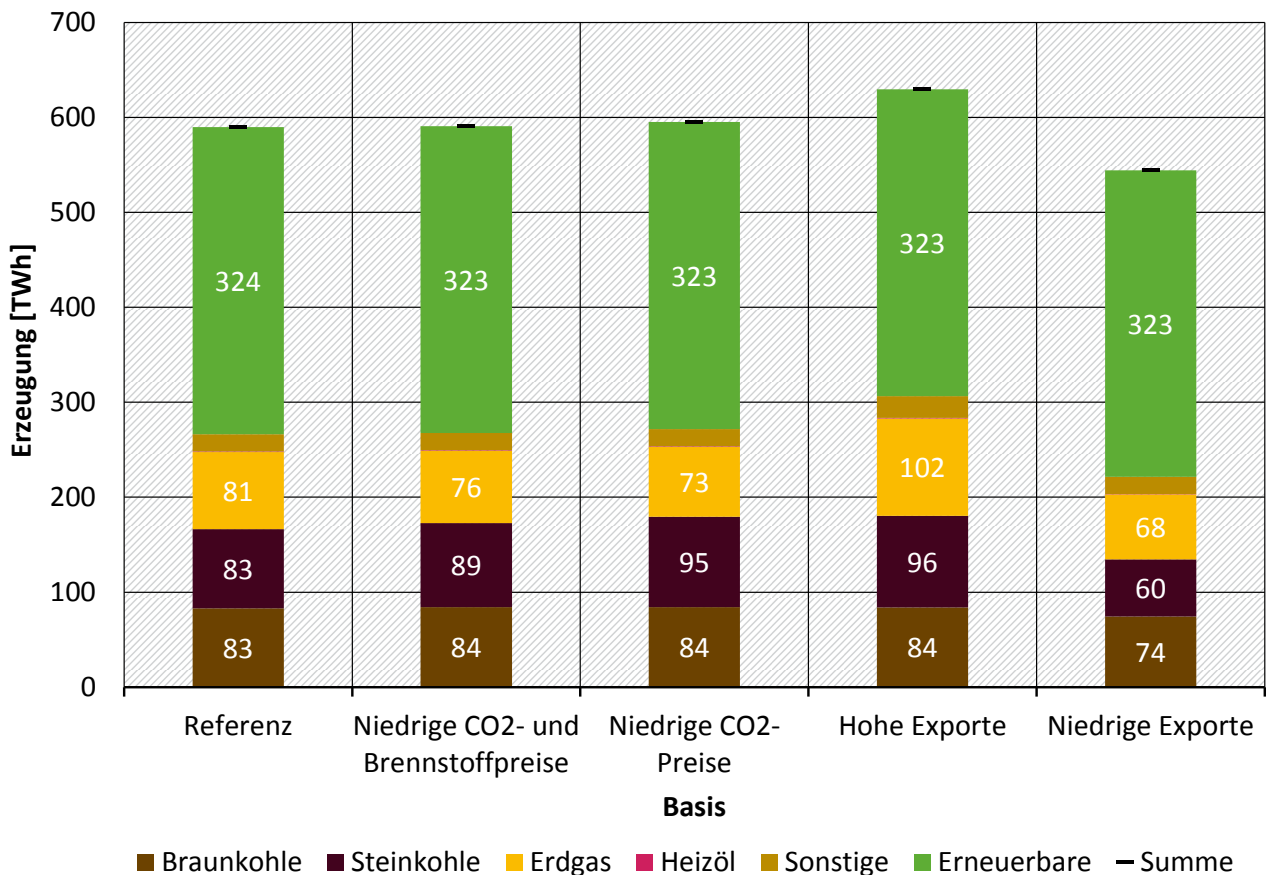
- Referenz: Die Energie- und CO₂-Preise, sowie die Modellannahmen für das europäische Ausland, entsprechen dem Basislauf.
- Niedrige CO₂- und Brennstoffpreise: Die Brennstoffpreise für Steinkohle und Erdgas wurden aus dem Niedrigpreisszenario des AEO 2015 der EIA abgeleitet. Sie sind also deutlich niedriger als im Referenzfall. In Tabelle 4-2 sind die entsprechenden Werte dargestellt. Parallel dazu wurde für 2030 ein CO₂-Preis von nur 15€/EUA angesetzt. Damit ist der CO₂-Preis 60% niedriger als im Referenzfall.
- Niedrige CO₂-Preise: Gegenüber den Eingangsparametern des Referenzfalls wurde für 2030 ein CO₂-Preis von 15€/EUA angesetzt. Damit ist der CO₂-Preis 60% niedriger als im Referenzfall.
- Hohe Exporte: Gegenüber dem Referenzfall wurden sowohl die erneuerbaren als auch die konventionellen Erzeugungskapazitäten im europäischen Ausland reduziert. Die Annahmen hierfür basieren auf Szenario A und Vision 1 des SOAF 2014.
- Niedrige Exporte: Gegenüber dem Referenzfall wurde die Stromnachfrage im europäischen Ausland, basierend auf Vision 1 des SOAF 2014, reduziert.

8.2 Erzeugung in Deutschland

Stromerzeugung Basislauf:

Im Folgenden wird dargestellt, wie sich die Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2030 verändert, wenn die zuvor beschriebenen Sensitivitäten für den Basislauf und die ausgewählten Instrumente gerechnet werden. Abbildung 8-1 zeigt die Ergebnisse dieser Berechnung für den Basislauf.

Abbildung 8-1: Erzeugung in Deutschland 2030: Basislauf und Sensitivitäten



Quelle: Berechnungen von BET

Die Gesamterzeugung in Deutschland bleibt in der Sensitivität Niedrige CO₂- und Brennstoffpreise gegenüber dem Referenzlauf etwa konstant. Durch die Reduzierung der CO₂-Preise wird die Kohle gegenüber den Gaskraftwerken aber besser gestellt, wodurch es zu einem Austausch von Gas und Kohle kommt. Die Gaskraftwerke müssen deshalb einen Rückgang von fünf TWh verkraften, wohingegen Kohlekraftwerke, insbesondere Steinkohlekraftwerke, zulegen können.

Die Sensitivität Niedrige CO₂-Preise zeigt diesen Effekt noch deutlicher. Sinken nur die CO₂-Preise, so sind die Gaskraftwerke auf Grund ihrer relativ höheren Brennstoffpreise noch stärker gegenüber den Kohlekraftwerken benachteiligt. Obwohl die Stromerzeugung in Deutschland durch die geringeren Systemkosten um fünf TWh zunimmt, reduziert sich die Erzeugung der Gaskraftwerke gegenüber dem Referenzlauf um acht TWh, wohingegen die Steinkohlekraftwerke ihre Erzeugung um 12 TWh erhöhen.

Eine Reduzierung der Erzeugungskapazitäten im Ausland, wie sie in der Sensitivität Hohe Exporte angenommen wird, führt zu einer deutlich besseren Auslastung der inländischen Kraftwerke. Die Gesamtstromerzeugung in Deutschland wächst um 40 TWh im Vergleich zum Referenzlauf. Insbesondere

die im Referenzfall weniger stark eingesetzten Gaskraftwerke profitieren von dieser geringeren Kapazität und werden vermehrt eingesetzt. Sie erhöhen ihre Erzeugung gegenüber dem Referenzlauf um 21 TWh, die ohnehin schon häufiger laufenden Kohlekraftwerke kommen nur auf einen Anstieg von 14 TWh.

Einen ebenso deutlichen Effekt, jedoch in die entgegengesetzte Richtung, zeigt die Sensitivität Niedrige Exporte. Hierbei wurde die Nachfrage im Ausland reduziert, die Erzeugungskapazitäten jedoch auf dem Niveau des Referenzfalls belassen. Die damit verbundenen Überkapazitäten im europäischen Ausland führen zu einem Rückgang der Gesamtstromerzeugung in Deutschland um 46 TWh im Vergleich zum Referenzfall. Besonders stark trifft es die Steinkohlekraftwerke, die ihre Erzeugung um 23 TWh reduzieren müssen. Gaskraftwerke verlieren 13 TWh und Braunkohlekraftwerke 9 TWh.

Die niedrigeren CO₂-Preise erhöhen den Kohlestromanteil in der Sensitivität Niedrige CO₂- und Brennstoffpreise um 1,2 Prozentpunkte gegenüber dem Referenzlauf, in der Sensitivität Niedrige CO₂-Preise sogar um 2 Prozentpunkte. Deutlich stärker wird die deutsche Stromerzeugung hingegen durch die beiden Sensitivitäten verändert, die auf die Stromerzeugungskapazitäten bzw. deren Auslastung wirken. Die Sensitivität Hohe Exporte erhöht die Gesamterzeugung gegenüber dem Referenzfall um 6,8 %, wobei der Kohlestromanteil sich geringfügig um 0,5 Prozentpunkte erhöht. Bei der Sensitivität Niedrige Exporte reduziert sich die Gesamterzeugung hingegen um 7,8 % und der Kohlestromanteil geht deutlich um 3,5 Prozentpunkte zurück.

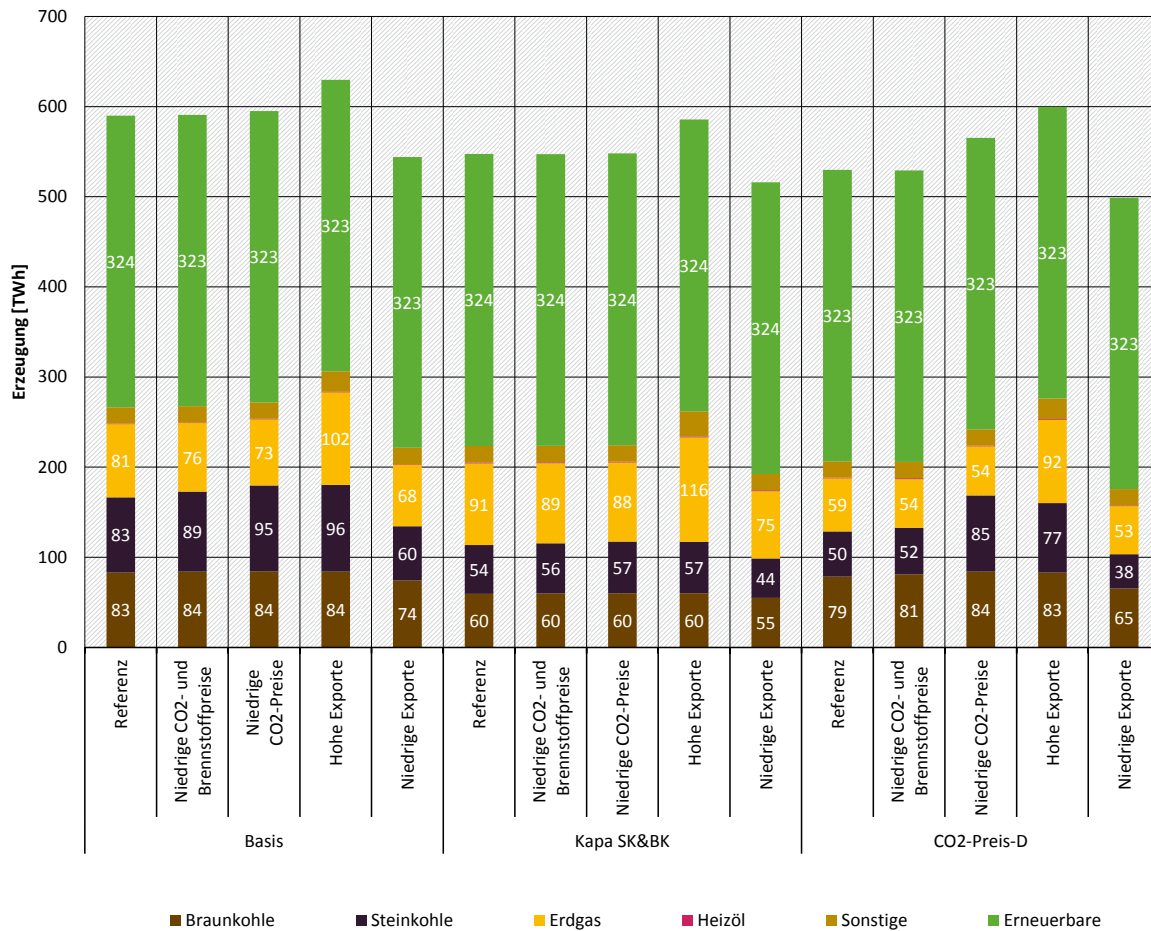
Zwischenfazit Stromerzeugung Basislauf:

Es kann festgehalten werden, dass die Sensitivitäten, die auf das Preisniveau von Brennstoffen oder CO₂ abzielen, keine nennenswerten Veränderungen der Summe der in Deutschland konventionell erzeugten Strommenge hervorrufen. Allerdings führt ein niedriger CO₂-Preis dazu, dass die Gasverstromung ab- und die Steinkohleverstromung zunimmt. Niedrige Brennstoffpreise kompensieren diesen Effekt teilweise, da in der Sensitivität der Brennstoff Gas im Vergleich zu Steinkohle etwas günstiger wird als in der Referenz. Bei höheren Exporten werden insbesondere Gaskraftwerke vermehrt eingesetzt, da deren Auslastung bislang gering war. Bei niedrigen Exporten werden vor allem Steinkohlekraftwerke weniger eingesetzt, Braunkohle- und Gaskraftwerke sind weniger stark betroffen. Hohe Exporte, sowie niedrige CO₂- und Brennstoffpreise sind gute energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen für Braun- und Steinkohlekraftwerke. Gaskraftwerke stehen unter diesen Bedingungen eher unter Druck und werden seltener am Markt eingesetzt. Niedrige Exporte bedeuten schlechtere wirtschaftliche Rahmenbedingungen für alle Kraftwerke, unter denen besonders Steinkohlekraftwerke weniger erzeugen.

Stromerzeugung Instrumentenläufe:

Die nachfolgende Abbildung 8-2 zeigt die Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2030 für die Rechenläufe, in denen die Sensitivitäten für die beiden Instrumente Kapa SK&BK und CO₂-Preis-D gerechnet wurden. Zusätzlich ist zum Vergleich auch noch einmal das Ergebnis des Referenzfalles des Basislaufes aus Abbildung 8-1 dargestellt.

Abbildung 8-2: Erzeugung in Deutschland im Jahr 2030: Sensitivitätsanalysen für Basislauf und für die beiden Instrumentencluster SK&BK und CO₂-Preis-D



Quelle: Berechnungen von BET

Das Instrument Kapa SK&BK führt, wie bereits in Abschnitt 6.2 beschrieben, bei allen Sensitivitäten zu einer deutlichen Reduzierung der Gesamtstromerzeugung in Deutschland um ca. 7,3 % im Vergleich zur jeweiligen Sensitivität des Basislaufes. Dieser Rückgang ist auf die Reduzierung der Kapazitäten von Kohlekraftwerken zurückzuführen, deren Erzeugung im Referenzlauf um 52 TWh sinkt. Dies wird zum Teil durch Strom aus gasbefeuerten Anlagen kompensiert, welche ihre im Erzeugung im Gegenzug um 10 TWh erhöhen. Die restliche wegfallende Erzeugung wird durch einen Exportrückgang kompensiert. Der Rückgang der Kohleverstromung mit gleichzeitigem Anstieg der Ergasverstromung ist bei allen Sensitivitäten erkennbar.

Untersucht man nun die vier betrachteten Sensitivitäten für das Instrument Kapa SK&BK, ist festzustellen, dass die Stromerzeugung in Deutschland ähnlich auf die veränderten Rahmenbedingungen reagiert wie im Basislauf. Bei niedrigen CO₂- und Brennstoffpreisen bleibt die Gesamtstromerzeugungsmenge in Deutschland nahezu unverändert. Allerdings führen die niedrigeren CO₂-Preise wiederum zu einem Abtausch bei der Erzeugung zwischen Gaskraftwerken und Kohlekraftwerken. Aufgrund der reduzierten Kohlekraftwerkskapazitäten und der damit einhergehenden hohen Auslastung dieser Kraftwerke, ist der Abtausch jedoch deutlich geringer als im Basislauf. Unter dem Instrument Kapa SK&BK haben die Sensitivitäten Niedrige Exporte und Hohe Exporte die gleiche Wirkung wie im Basislauf. Die angenommenen geringeren ausländischen Kapazitäten in der Sensitivität Hohe Exporte begünstigen hingegen die deutsche Erzeugung in Höhe von 7,1 % gegenüber dem Referenzlauf. Dieser Anstieg wird, ebenfalls wie im Basislauf, fast ausschließlich durch die gasbefeuerten Kraftwerke und die sonstigen Erzeugungskapazitäten gedeckt. Die Erzeugungsmenge der Kohlekraftwerke bleibt

gleich, ihr Anteil an der Gesamterzeugung sinkt um 1,4 Prozentpunkte. Die Sensitivität Niedrige Exporte führt wiederum zu einem deutlichen Rückgang der deutschen Stromerzeugung um 5,7 % gegenüber dem Referenzfall. Im Gegensatz zum Basislauf sind beim Instrument Kapa SK&BK jedoch die Gaskraftwerke mit einem Rückgang von 16 TWh stärker betroffen, als die Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke, die 10 TWh bzw. 5 TWh weniger erzeugen. Der Kohlestromanteil an der Gesamterzeugung steigt hierdurch um 0,2 Prozentpunkte gegenüber dem Referenzfall.

Das Instrument CO₂-Preis-D führt durch die Einführung eines nationalen CO₂-Preises, im Gegensatz zum Instrument Kapa SK&BK, zu einer Veränderung der europäischen Merit Order. Dies hat, wie in Abschnitt 6.2 beschrieben, einen großen Einfluss auf die Gesamterzeugung in Deutschland, da die Kraftwerke im Ausland besser gestellt werden. Im Referenzfall geht die Gesamtstromerzeugung für das Jahr 2030 gegenüber dem Basislauf um 10,2 % zurück. Von dieser Reduzierung sind besonders die Steinkohlekraftwerke betroffen. Deren Erzeugung geht um 33 TWh zurück. Braunkohlekraftwerke verlieren 4 TWh gegenüber dem Basislauf und Gaskraftwerke 22 TWh. Der Kohlestromanteil an der gesamten deutschen Stromerzeugung sinkt durch den Einsatz des Instruments CO₂-Preis-D im Referenzfall um 3,9 Prozentpunkte gegenüber dem Referenzfall des Basislaufs.

Ein Erzeugungsrückgang innerhalb Deutschland durch die Einführung eines nationalen CO₂-Preises ist bei allen Sensitivitäten bemerkbar. Betroffen von dem Erzeugungsrückgang sind sowohl die Steinkohle, als auch die Gaskraftwerke.

Die Analyse der vier betrachteten Sensitivitäten für das Instrument CO₂-Preis-D zeigt, dass drei der Sensitivitäten eine vergleichbare Wirkung haben wie der Basislauf und das Instrument Kapa SK&BK (vergleiche dazu Abbildung 8-2). Lediglich die Sensitivität Niedrige CO₂-Preise führt zu abweichenden Ergebnissen. Im Gegensatz zum Basislauf und Kapa SK&BK bleibt diesmal die Gesamtstromerzeugung nicht konstant, sondern steigt deutlich um 6,6 % an. Dieser Anstieg wird ausschließlich durch die Kohlekraftwerke bewirkt. Die Steinkohlekraftwerke erzeugen 33 TWh mehr Strom, die Braunkohlekraftwerke drei TWh. Dies führt zu einer Erhöhung des Kohlestromanteils gegenüber dem Referenzfall um 5,6 Prozentpunkte. Bei einem nur mäßigen Preissignal aus dem EU-Emissionshandel (15€/EUA statt 37€/EUA) läuft der nationale CO₂-Preis in Höhe von 10 € bei der Kohleverstromung ins Leere. In der Sensitivität Niedrige CO₂- und Brennstoffpreise ist dies so nicht zu beobachten, da die niedrigen Brennstoffpreise das Absinken des CO₂-Preises überkompensieren.

Die Sensitivität Niedrige CO₂- und Brennstoffpreise ändert wie schon im zuvor beschriebenen Basislauf und dem Lauf Kapa SK&BK nichts an der Gesamtstromerzeugung. Es kommt wiederum zu einem leichten Abtausch zwischen Kohle- und Gaskraftwerken, da die Kohlekraftwerke von den sinkenden CO₂-Preisen stärker profitieren. Der Anteil des Kohlestroms an der Gesamtstromerzeugung steigt gegenüber dem Referenzfall um 0,8 Prozentpunkte.

Die Ergebnisse für die Sensitivitäten Hohe Exporte und Niedrige Exporte des Instruments CO₂-Preis-D führen tendenziell zu ähnlichen Aussagen, wie sie bereits für den Basislauf und Kapa SK&BK getroffen wurden. Allerdings fällt der erwartete Anstieg der Stromerzeugungsmenge in Deutschland für die Sensitivität Hohe Exporte mit 13,2 % fast doppelt so hoch aus, wie dies im Basislauf und beim Instrument Kapa SK&BK der Fall war. Die Erzeugungsmenge der Gaskraftwerke erhöht sich um 33 TWh, Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke produzieren 27 TWh bzw. 4 TWh mehr. Der Kohlestromanteil erhöht sich um 2,3 Prozentpunkte. Im Gegensatz dazu reduziert sich die Erzeugungsmenge für die Sensitivität Niedrige Exporte im Vergleich zum Referenzfall nur um 5,8 % und liegt damit auf demselben Niveau, das im Lauf Kapa SK&BK beobachtet werden kann. Der Rückgang der Produktionsmenge betrifft dabei die Kohlekraftwerke deutlich stärker als die Gaskraftwerke, so dass der Kohlestromanteil um 3,7 Prozentpunkte sinkt.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die untersuchten Sensitivitäten auf die beiden betrachteten Instrumentenläufe in gleicher Weise wirken wie auf den Basislauf. Eine Veränderung des Preisniveaus von Brennstoffen oder CO₂ führt zu keinen nennenswerten Veränderungen der in Deutschland konventionell erzeugten Strommenge, bewirkt jedoch einen Abtausch bei der Erzeugung zwischen Gas- und Kohlekraftwerken. Lediglich die Sensitivität Niedrige CO₂-Preise im Instrumentenlauf CO₂-Preis-D zeigt mit einem deutlichen Erzeugungsanstieg beim Steinkohlestrom ein abweichendes Verhalten. Die Sensitivität Niedrige Exporte führt in allen drei untersuchten Läufen zu einem ähnlichen Rückgang der deutschen Stromerzeugung, von dem sowohl Gas- als auch Kohlekraftwerke betroffen sind. Die Sensitivität Hohe Exporte sorgt hingegen für einen entsprechenden Anstieg der deutschen Stromerzeugung, von dem insbesondere die Gaskraftwerke profitieren. Auch hier zeigt der Instrumentenlauf CO₂-Preis-D wiederum ein etwas abweichendes Verhalten, da die Erhöhung der Stromproduktion im Vergleich mit dem Basislauf und Kapa SK&BK überproportional hoch ausfällt.

Zwischenfazit Stromerzeugung Instrumentenläufe:

Trotz der verbesserten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Braun- und Steinkohlekraftwerke durch niedrige CO₂- und Brennstoffpreise, sowie durch höhere Exporte, werden die verbliebenen Kohlekraftwerke nicht stärker ausgelastet, wenn durch das Instrument Kapa SK&BK Kapazitäten vom Markt genommen werden. Die verbliebenen Kraftwerke sind unter diesen Bedingungen fast vollständig ausgelastet, so dass auch bessere wirtschaftliche Bedingungen keine zusätzliche Erzeugung anregen können. Stattdessen können Gaskraftwerke vermehrt Strom erzeugen und werden häufiger am Markt eingesetzt. Unter den gleichen Rahmenbedingungen wurden zuvor im Basislauf noch vermehrt Kohlekraftwerke eingesetzt.

Durch einen CO₂-Preis-D sind fossile Kraftwerke weiterhin am Markt, kommen jedoch weniger oft zum Einsatz, da Sie nun höhere Grenzkosten haben. Vor allem ein niedriger CO₂-Preis im Hintergrund kompensiert teilweise diesen Effekt. Auch höhere Exporte führen dazu, dass Kohle- und Gaskraftwerke wieder wirtschaftlicher am Markt werden.

Gesamtfazit Stromerzeugung:

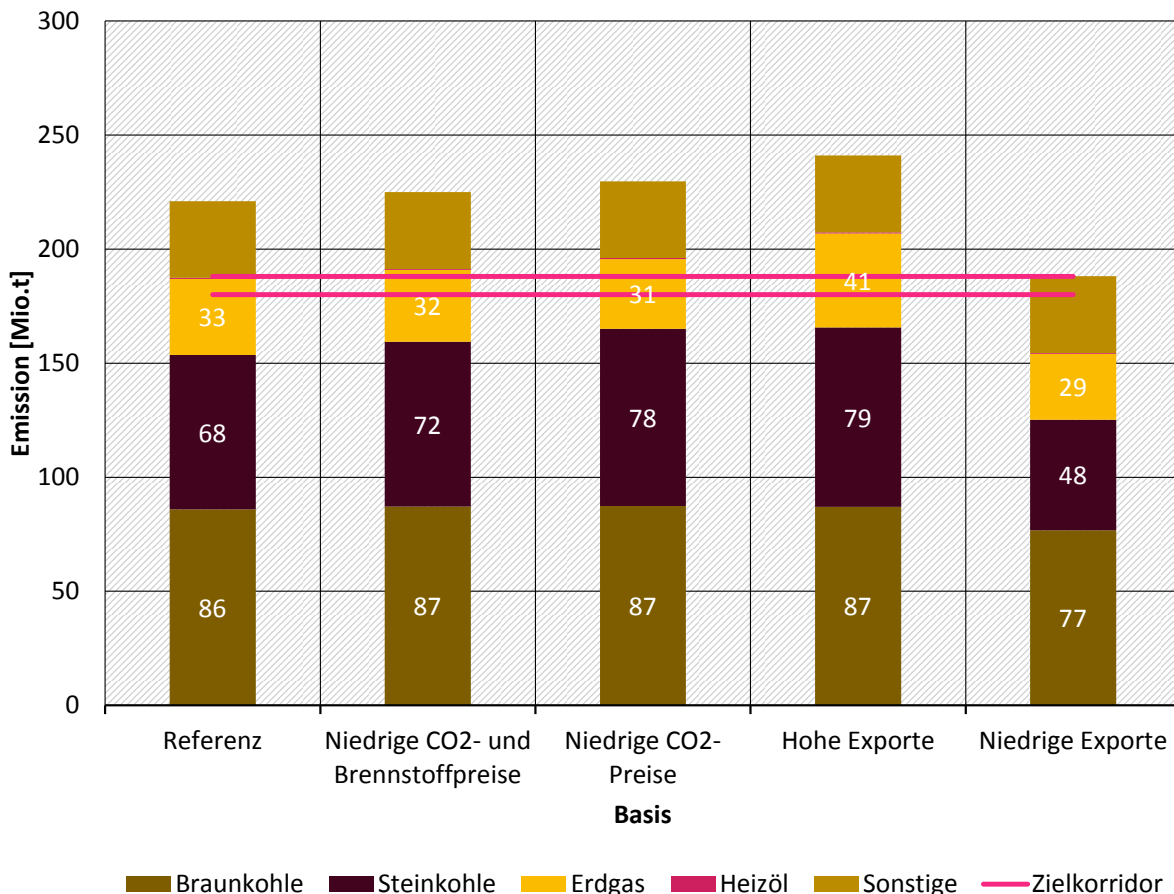
Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass der Instrumentenlauf Kapa SK&BK robuster auf die in Form von Sensitivitäten untersuchten externen Entwicklungen reagiert, als der Instrumentenlauf CO₂-Preis-D. Insbesondere einen Erzeugungsanstieg durch hohe Exporte ins Ausland oder sinkende CO₂-Preise im EU-Emissionshandelssystem kann das Kapazitätsmanagement besser abpuffern als ein nationaler CO₂-Preis.

8.3 CO₂-Emissionen in Deutschland

Emissionen im Basislauf:

Im Folgenden wird dargestellt, wie sich die CO₂-Emissionen in Deutschland im Jahr 2030 verändern, wenn die in Abschnitt 6.2 beschriebenen Sensitivitäten für den Basislauf und die ausgewählten Instrumentencluster gerechnet werden. Abbildung 8-3 zeigt die Ergebnisse dieser Berechnung für den Basislauf.

Abbildung 8-3: Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland 2030 im Basislauf und den Sensitivitäten



Quelle: Berechnungen von BET

Die Sensitivität Niedrige CO₂- und Brennstoffpreise führt zu einem geringfügigen Anstieg der CO₂-Emissionen von vier Millionen Tonnen gegenüber dem Referenzlauf. Durch die Reduzierung der CO₂-Preise wird die Kohle gegenüber den Gaskraftwerken besser gestellt. Bei fast gleicher Gesamtzeugungsmenge in Deutschland sorgt der Anstieg des Kohlestromanteils für einen entsprechenden Emissionsanstieg.

Die Sensitivität Niedrige CO₂-Preise zeigt diesen Effekt noch deutlicher. Zusätzlich zum steigenden Kohlestromanteil steigt auch die Gesamtstromerzeugung insgesamt, was zu erhöhten CO₂-Emissionen von 10 Mio. t in Deutschland führt.

Die Veränderungen der Rahmenparameter im europäischen Ausland, die zur Sensitivität Hohe Exporte führen, sorgen dafür, dass die Emissionen gegenüber dem Referenzlauf um etwa 20 Mio. t CO₂ in 2030 ansteigen. Da in dieser Sensitivität der Kohleanteil der Stromerzeugung jedoch zurückgeht, fällt der Emissionsanstieg geringer aus als der Anstieg der Gesamtstromerzeugung.

Für die Sensitivität Niedrige Exporte wurde die Nachfrage im Ausland reduziert, die Erzeugungskapazitäten des Auslands jedoch auf dem Niveau des Referenzfalls belassen. Dies führt dazu, dass die Emissionen gegenüber dem Referenzlauf deutlich um 33 Mio. t CO₂ sinken. Der Zielkorridor von 180 – 188 Mio. t CO₂ wird bereits erreicht. Dieses Szenario ist allerdings eher unrealistisch, da die Entwicklung der letzten Jahre keinen Hinweis auf einen zurückgehenden Stromverbrauch erkennen lässt.

In drei von vier Sensitivitäten sowie im Referenzlauf wird der Zielkorridor von 180 - 188 Mio. t CO₂ im Jahr 2030 für den Basislauf, das heißt ohne den Einsatz von CO₂-Minderungsmaßnahmen, deutlich verfehlt. Einzig in der Sensitivität Niedrige Exporte treten nennenswert niedrigere Emissionen auf.

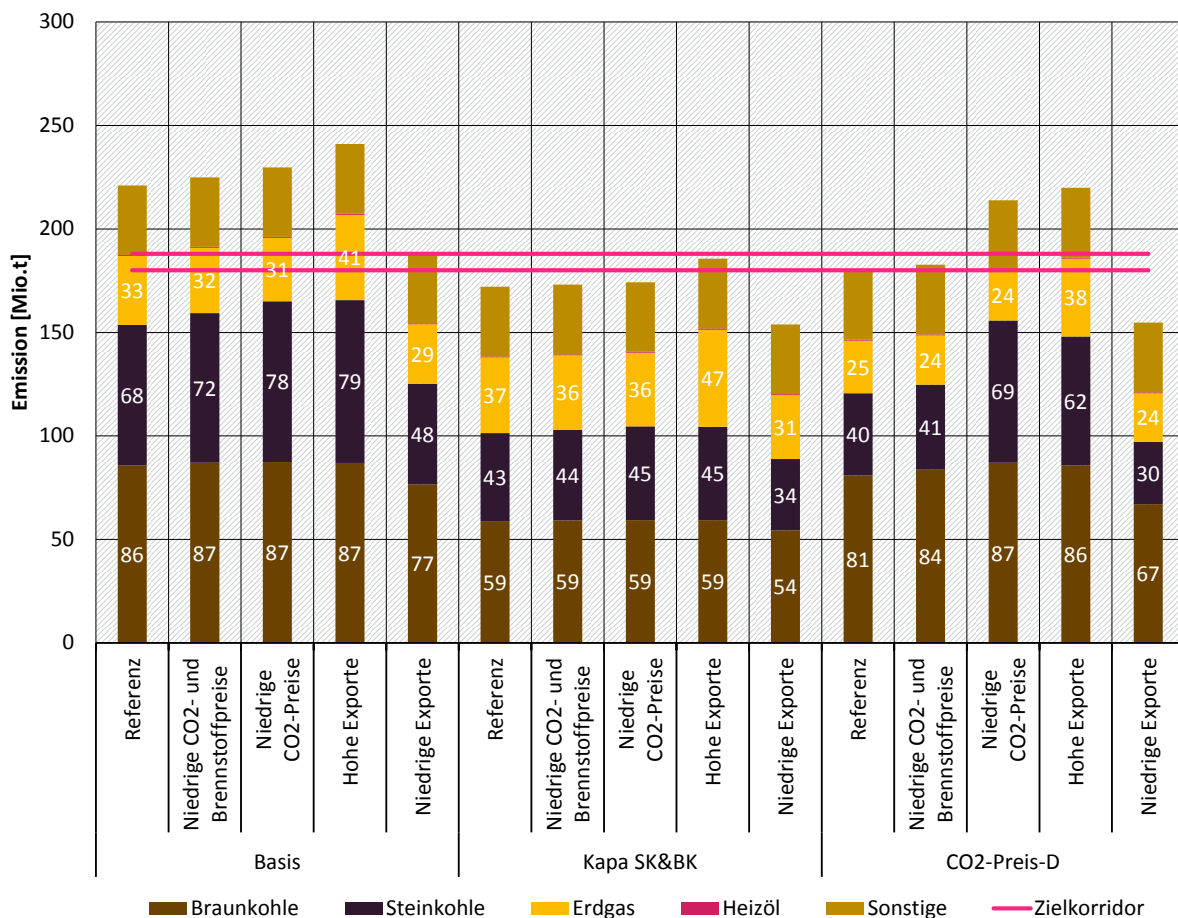
Zwischenfazit Emissionen im Basislauf:

Durch niedrigere CO₂-Preise steigen vor allem die Emissionen der Steinkohlekraftwerke an. Gaskraftwerke emittieren etwas weniger. Der Effekt wird durch zusätzlich niedrige Brennstoffpreise etwas aufgefangen. Unter höheren Exporten emittieren Steinkohle- und Gaskraftwerke mehr, da die Emissionen insgesamt steigen. Auf die Emissionen von Braunkohlekraftwerken haben diese Bedingungen keinen Einfluss, da diese zuvor bereits stark ausgelastet waren. Unter niedrigen Exporten emittieren alle Kraftwerke weniger.

Emissionen Instrumentenläufe:

Die nachfolgende Abbildung 8-4 zeigt die CO₂-Emissionen in den unterschiedlichen Sensitivitätsanalysen für die beiden Instrumente Kapa SK&BK und CO₂-Preis-D im Jahr 2030. Zusätzlich ist zum Vergleich auch noch einmal das Ergebnis des Referenzfalles des Basislaufes aus Abbildung 8-3 dargestellt.

Abbildung 8-4: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 2030: Basislauf und Sensitivitätsanalysen für die beiden Instrumentencluster



Quelle: Berechnungen von BET

Das Instrument Kapa SK&BK führt in Deutschland - übergreifend über die verschiedenen Sensitivitäten - zu einer deutlichen Reduktion der CO₂-Emissionen, die Emissionen liegen unterhalb des Zielkorridors. Einzig für die Sensitivität Hohe Exporte liegen die Emissionen auf Grund des kräftigen Erzeugungsanstiegs am oberen Rand des Zielkorridors, es werden 186 Mio. t CO₂ emittiert. Eine Variation der Brennstoffkosten und CO₂-Preise zeigt bei diesem Instrumentenlauf kaum eine Veränderung der deutschen Emissionen gegenüber dem Referenzlauf. In Anbetracht der in Abschnitt 8.2 beschriebenen unveränderten Erzeugungssituation ist dies nur folgerichtig. Der bereits erwähnte Emissionsanstieg in der Sensitivität Hohe Exporte fällt, ähnlich wie im Basislauf, deutlich geringer aus, als es aufgrund des Anstieges bei der Stromerzeugung zu erwarten war. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Erhöhung der Stromerzeugung fast ausschließlich von den Gaskraftwerken mit niedrigen spezifischen Emissionen getragen wird. Im Gegensatz dazu fällt der Emissionsrückgang in der Sensitivität Niedrige Exporte mit 154 Mio. t im Jahr 2030 stärker aus, als der Rückgang bei der Erzeugung. Grund hierfür ist der sinkende Kohlestromanteil.

Die absolute Emissionsminderung von 49 Mio. t CO₂ durch das Instrument Kapa SK&BK im Referenzlauf wird mit den Sensitivitäten noch übertroffen, die Minderung schwankt zwischen 52 und 55 Mio. t CO₂. Einzig in der Sensitivität Niedrige Exporte fällt die absolute Emissionsminderung niedriger aus, der Wert liegt bei 34 Mio. Tonnen.

Das Instrument CO₂-Preis-D reduziert auch über allen Sensitivitäten hinweg die inländischen Emissionen, allerdings werden nur im Referenzlauf, in der Sensitivität Niedrige CO₂- und Brennstoffpreise und

Niedrige Exporte der Zielkorridor von 180 – 188 Mio. t im Jahr 2030 erreicht. Hingegen wird in den Sensitivitäten Niedrige CO₂-Preise bzw. Hohe Exporte das Emissionsziel deutlich verfehlt. Die Einführung eines nationalen CO₂-Preises in Deutschland, wie es das Instrument CO₂-Preis-D vorsieht, beeinflusst die Merit-Order im Inland nur geringfügig. Die hauptsächliche Wirkung des nationalen CO₂-Preises wird dadurch erzielt, dass die Konkurrenzfähigkeit der Kraftwerke in Deutschland gegenüber den Kraftwerken im Ausland herabgesetzt wird. Dadurch wird die Stromproduktion ins Ausland verlagert, wodurch die Emissionen in Deutschland sinken. Bei Sensitivitäten, welche die Position der Kraftwerke in der europäischen Merit-Order betreffen, hängt die Wirkung auf die Emissionen sehr stark von den zugrundeliegenden Verhältnissen der Brennstoffkosten untereinander ab. Der CO₂-Preis-D zeigt bei niedrigen CO₂-Preisen im Hintergrund eine deutlich geringere Wirkung, weil ein um 10 € höherer CO₂-Preis nicht mehr ausreicht, um substantielle Veränderungen in der europäischen Merit-Order auszulösen.

Fazit Emissionen Deutschland:

Als Fazit kann festgehalten werden, dass das Instrument Kapa SK&BK unter dem Aspekt der CO₂-Minderung für Deutschland zu robusteren Resultaten führt, als das Instrument eines nationalen CO₂-Preises, wenn dieser als CO₂-Preis-Aufschlag implementiert wird. Insbesondere bei den Sensitivitäten Hohe Exporte und Niedrige CO₂-Preise sind die Ergebnisse des Instruments CO₂-Preis-D im Vergleich zum Basislauf und zum Instrumentenlauf Kapa SK&BK instabil. Die Höhe des nationalen CO₂-Preises korreliert nicht mit der Höhe der Emissionseinsparung, der Wert kann also nicht im Vorhinein festgelegt werden, da er von den vorherrschenden Gegebenheiten abhängig ist.

8.4 CO₂-Emissionen Europa

In den beiden vorhergehenden Abschnitten wurde gezeigt, wie sich die Stromerzeugungsmengen und CO₂-Emissionen in Deutschland verändern, wenn die in Abschnitt 8.1 beschriebenen Sensitivitäten für den Basislauf und die ausgewählten Instrumente gerechnet werden. Im Folgenden werden auch die veränderten CO₂-Emissionen des europäischen Auslands in die Analyse mit einbezogen.⁸⁵ Tabelle 8-2 zeigt die entsprechenden Ergebnisse des Jahres 2030 sie stellt die Emissionsminderung gegenüber der jeweiligen Sensitivität des Basislaufs in Millionen Tonnen CO₂ für Europa und Deutschland sowie den europäischen Rebound-Effekt für die beiden Instrumente dar.

Tabelle 8-2: Emissionsminderung in Mio. Tonnen und europäischer Rebound-Effekt je Instrument 2030

in Mio. t	Referenz	Niedrige CO ₂ - und Brenn- stoffpreise	Niedrige CO ₂ -Preise	Hohe Ex- porte	Niedrige Ex- porte
Kapa SK&BK					
Minderung D	49	52	55	53	34
Minderung Resteuropa	-17	-18	-18	-16	-13
Minderung gesamt	32	34	37	37	22
Rebound-Effekt	34%	35%	32%	30%	37%
CO₂-Preis-D					
Minderung D	41	42	16	21	33
Minderung Resteuropa	-22	-24	-11	-12	-20
Minderung gesamt	18	18	5	9	13
Rebound-Effekt	55%	57%	69%	58%	60%

Quelle: Berechnungen von BET

In allen Sensitivitäten wirken sowohl das Instrument Kapa SK&BK als auch das Instrument CO₂-Preis-D nicht nur in Deutschland, sondern in Gesamteuropa (incl. D) emissionsmindernd. Die Emissionen außerhalb Deutschlands steigen zwar für beide Instrumente an, dieser Anstieg ist aber geringer als die Reduktion innerhalb Deutschlands. Die Emissionsreduzierung in Gesamteuropa durch Kapazitätsmanagement, wie es mit dem Instrument Kapa SK&BK betrieben wird, liegt zwischen 32 und 37 Mio. Tonnen und ist damit wesentlich höher als die Emissionsminderung, die durch das Instrument CO₂-Preis-D erreicht wird. Die Reduktion durch einen nationalen CO₂-Preis liegt bei allen Sensitivitäten unter 18 Mio. Tonnen, bei Niedrigen CO₂-Preisen sogar bei nur 5 Mio. Tonnen.

Anzumerken ist außerdem, dass der gesamteuropäische Rückgang der CO₂-Emissionen geringer ist, als die für Deutschland berechnete und in Abschnitt 8.3 dargestellte Minderung. Die untersuchten Emissionsreduktionsinstrumente führen also zu einer teilweisen Verdrängung der Emissionen ins Ausland. Der sog. europäische Rebound-Effekt beschreibt diese Emissionsverdrängung ins Ausland und

⁸⁵ BET-EuroMod bildet insbesondere die deutschen Nachbarländer ab. Vergleiche dazu die Modellbeschreibung im Anhang, siehe Abbildung A 2. Es ist zu beachten, dass sich die berücksichtigten Länder in PowerFlex-EU des Öko-Instituts unterscheiden (siehe Anhang) und daher die hier dargestellten Ergebnisse sich nicht direkt mit den Ergebnissen in Abschnitt 6.2 vergleichen lassen.

wird in Tabelle 8-2 für die Instrumente und Sensitivitäten dargestellt. Es zeigt sich eine deutliche Spreizung der Rebound-Effekte zwischen den Instrumenten über alle Sensitivitäten hinweg. Beim Instrument Kapa SK&BK werden durch einen Anstieg der Emissionen im Ausland die in Deutschland eingesparten Emissionen je nach Sensitivität zwischen 30% und 37% reduziert. Hier werden emissionsintensive Kraftwerke in Deutschland vom Markt genommen, deren Erzeugung von emissionsärmeren Gaskraftwerken im Ausland abgefangen wird, so können die Emissionen auch europaweit gesenkt werden. Eine stärkere Rückwirkung zeigt das Instrument CO₂-Preis-D. Hier werden über die Hälfte der in Deutschland eingesparten Emissionen im Ausland wieder emittiert. Bei der Sensitivität Niedrige CO₂-Preise werden sogar 69% der in Deutschland eingesparten Emissionen nur ins Ausland verschoben. Durch dieses Instrument wird die Konkurrenzfähigkeit deutscher Kraftwerke gegenüber den Kraftwerken im Ausland herabgesetzt, wodurch sich nur die Merit-Order ändert, so dass bei entsprechender Last, diese emissionsintensiven Kraftwerke trotzdem eingesetzt werden.

Zusammenfassung Emissionen Europa:

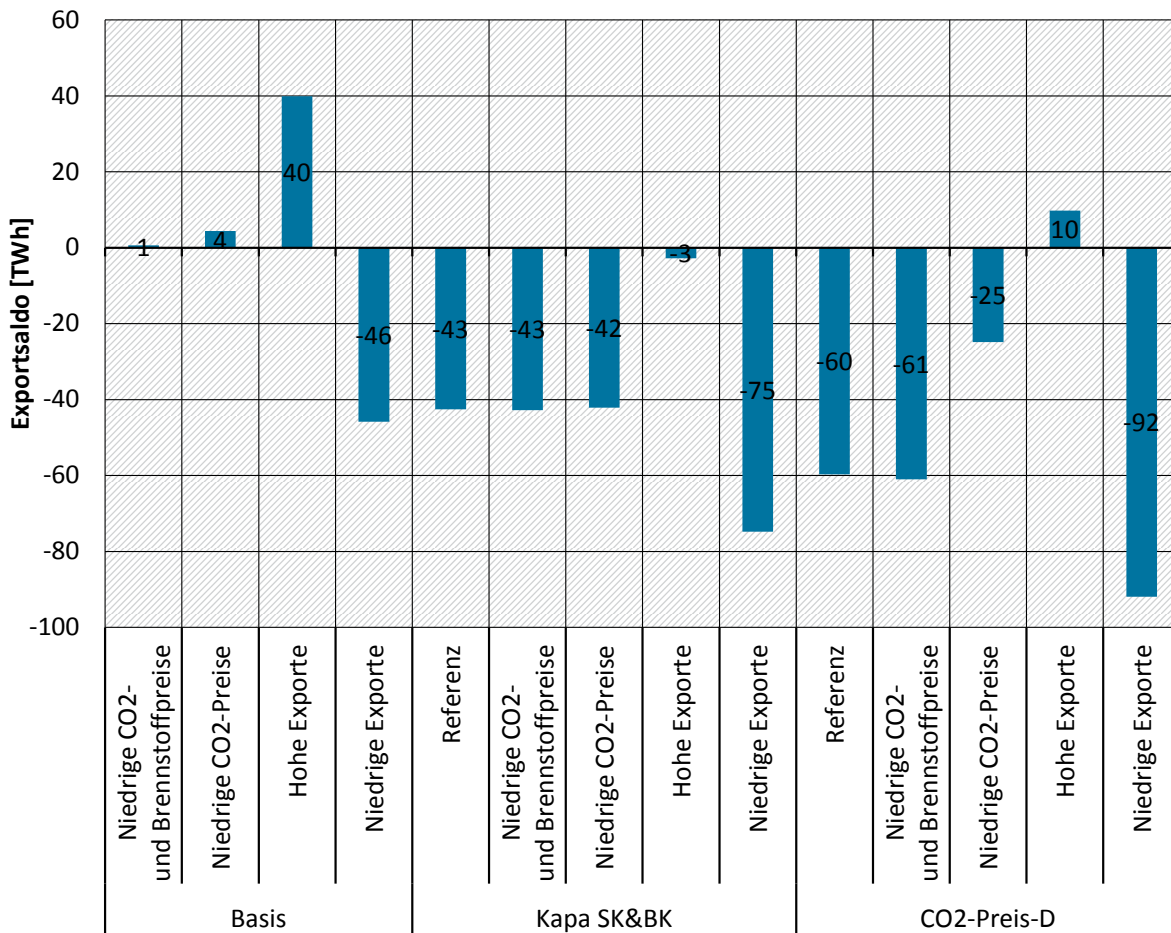
Es kann festgestellt werden, dass der Einsatz die Emissionsminderungsinstrumente Kapa SK&BK und CO₂-Preis-D zwar eine Reduzierung der europäischen CO₂-Emissionen bewirkt, diese Reduzierung jedoch hinter der für Deutschland alleine festgestellten Wirkung deutlich zurückbleibt. Untersucht man dieses Ergebnis zusätzlich auf seine Robustheit unter veränderten Rahmenbedingungen, schneidet das Kapazitätsmanagement in Form des Instrumentes Kapa SK&BK dabei allerdings besser ab, als die Einführung eines zusätzlichen deutschen CO₂-Preises wie es das Instrument CO₂-Preis-D vorsieht.

8.5 Import und Export

Im Folgenden wird dargestellt, welchen Einfluss die untersuchten Instrumente und Sensitivitäten auf den Stromaustausch zwischen Deutschland und dem modellierten europäischen Ausland im Jahr 2030 haben. Abbildung 8-5 zeigt die Veränderung des Exportsaldos des Jahres 2030 für die gerechneten Sensitivitäten, als Differenz gegenüber dem Referenzfall des Basislaufs in TWh Strom.

Vergleicht man diese Ergebnisse mit den in Abschnitt 8.2 dargestellten Werten für die Stromerzeugungsmengen in Deutschland, können deutliche Parallelen festgestellt werden. Es zeigt sich wiederum, dass die Sensitivitäten Niedrige CO₂- und Brennstoffpreise sowie Niedrige CO₂-Preise keinen nennenswerten Einfluss auf das Ergebnis gegenüber dem jeweiligen Referenzfall haben. Bleibt die Erzeugungssituation in Deutschland gleich, bleibt auch das Austauschverhalten mit dem europäischen Ausland gleich. In der Sensitivität Niedrige CO₂-Preise im Instrumentenlauf CO₂-Preis-D gehen die Exporte jedoch weniger stark zurück als im entsprechenden Referenzlauf. Die Ergebnisse der anderen beiden Sensitivitäten führen hingegen zu wenig überraschenden Aussagen. Die Verknappung der Kraftwerkskapazität im Ausland in der Sensitivität Hohe Exporte wirkt im Basislauf und in den beiden Instrumentenläufen deutlich exportfördernd. Eine Lastreduzierung (Sensitivität Niedrige Exporte) im Ausland sorgt hingegen in allen drei Läufen für einen deutlichen Rückgang der Exporte.

Abbildung 8-5: Veränderung des Austausch 2030 gegenüber dem Basisreferenzlauf

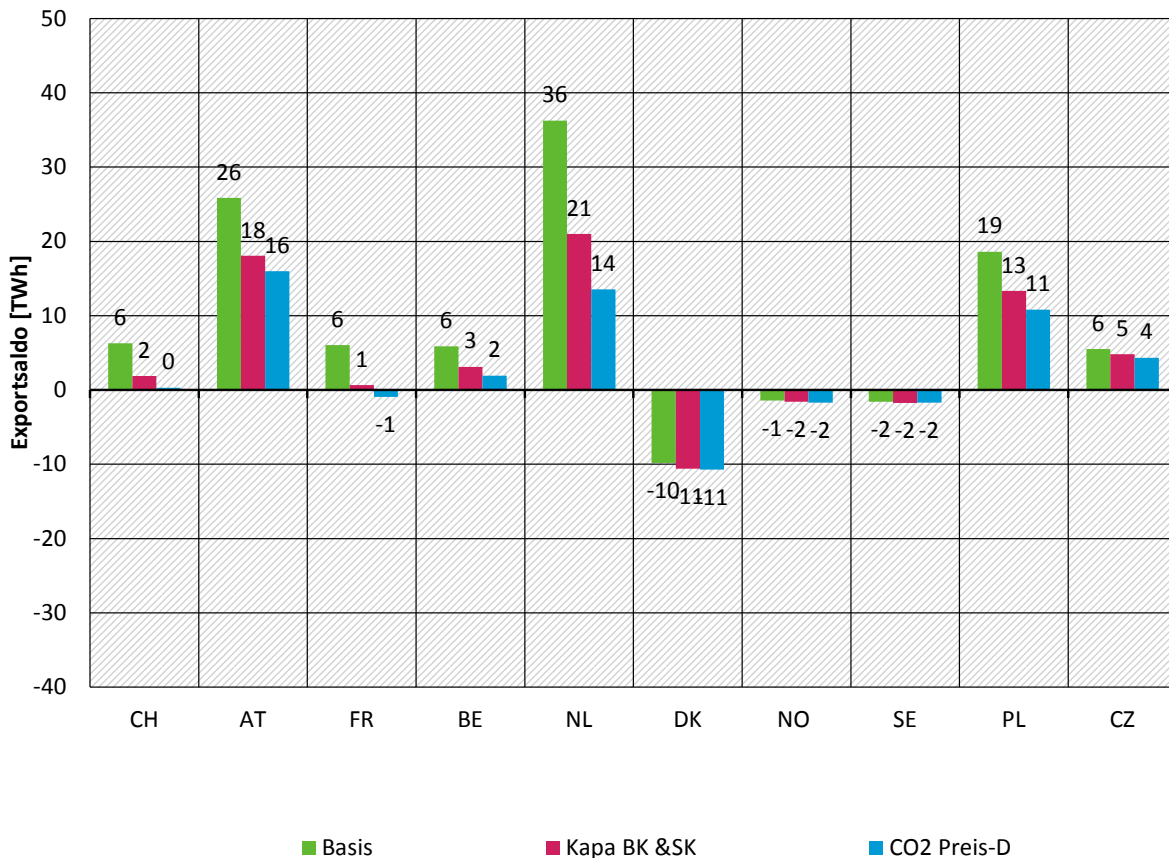


Quelle: Berechnungen von BET

Für die Instrumentenläufe im Vergleich zum Basislauf lässt sich verallgemeinernd festhalten, dass der Instrumentenlauf Kapa SK&BK deutlich gedämpfter auf den Einfluss der Sensitivitäten reagiert, als der Instrumentenlauf CO₂-Preis-D und in der Regel zu einem geringeren Rückgang der Exporte führt.

In der nachfolgenden Abbildung 8-6 wird der Stromaustausch von Deutschland mit dem modellierten europäischen Ausland für den jeweiligen Referenzfall des Basislaufes und der Instrumentenläufe im Jahr 2030 länderscharf dargestellt.

Abbildung 8-6: Exportsaldo 2030 länderscharf (Instrumente)

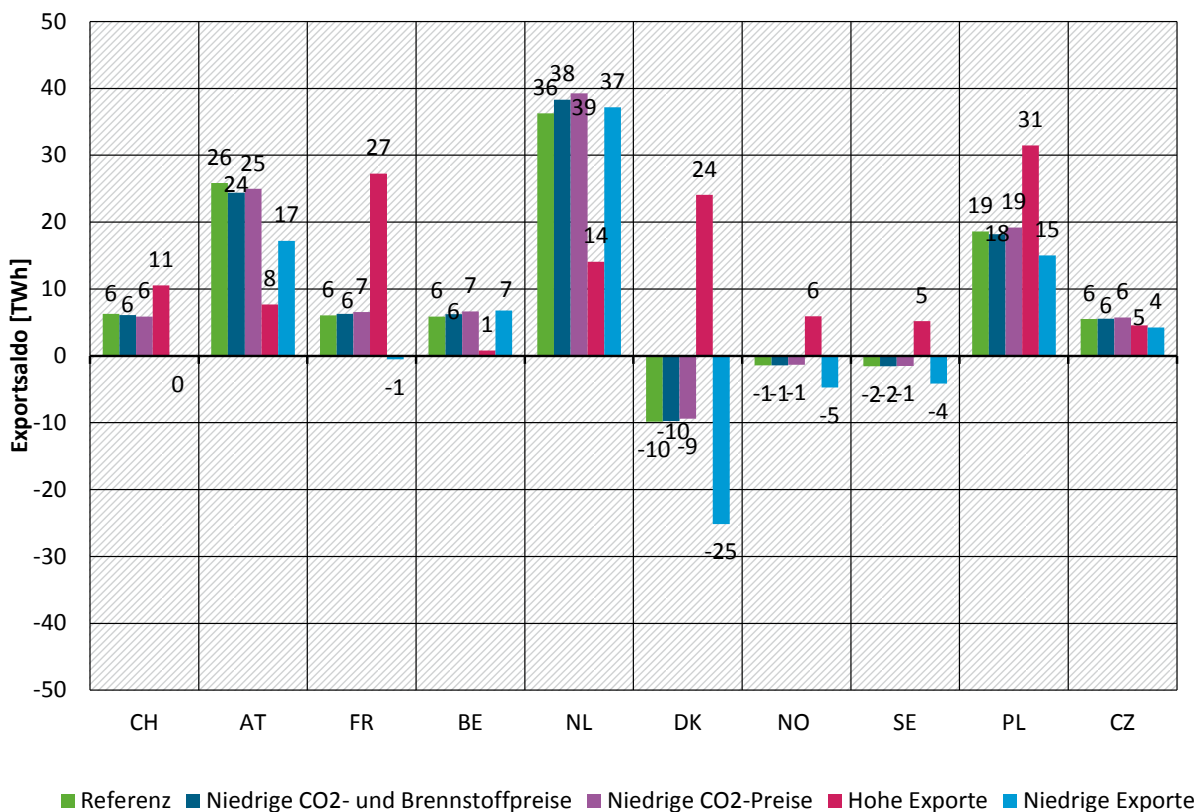


Quelle: Berechnungen von BET

Dabei wird deutlich, dass die Veränderungen des Exportsaldos durch die beiden Instrumente Kapa SK&BK und CO₂-Preis-D sich nicht bei allen abgebildeten Ländern in gleicher Weise widerspiegelt. Der Exportsaldo mit den skandinavischen Ländern Dänemark, Norwegen und Schweden bleibt quasi unverändert. Besonders stark gehen dagegen die absoluten Exportmengen in Richtung Österreich, Niederlande und Polen zurück. Betrachtet man hingegen die relativen Veränderungen der Exporte gegenüber dem Basislauf sind Frankreich, die Schweiz und Belgien besonders betroffen.

In Abbildung 8-7 wird die zuvor betrachtete Auswertung der länderscharfen Veränderungen des Exportsaldos im Basislauf um die Darstellung der Ergebnisse für die Sensitivitäten dieses Laufes erweitert.

Abbildung 8-7: Exportsaldo 2030 länderscharf (Sensitivitäten für Basislauf)



Quelle: Berechnungen von BET

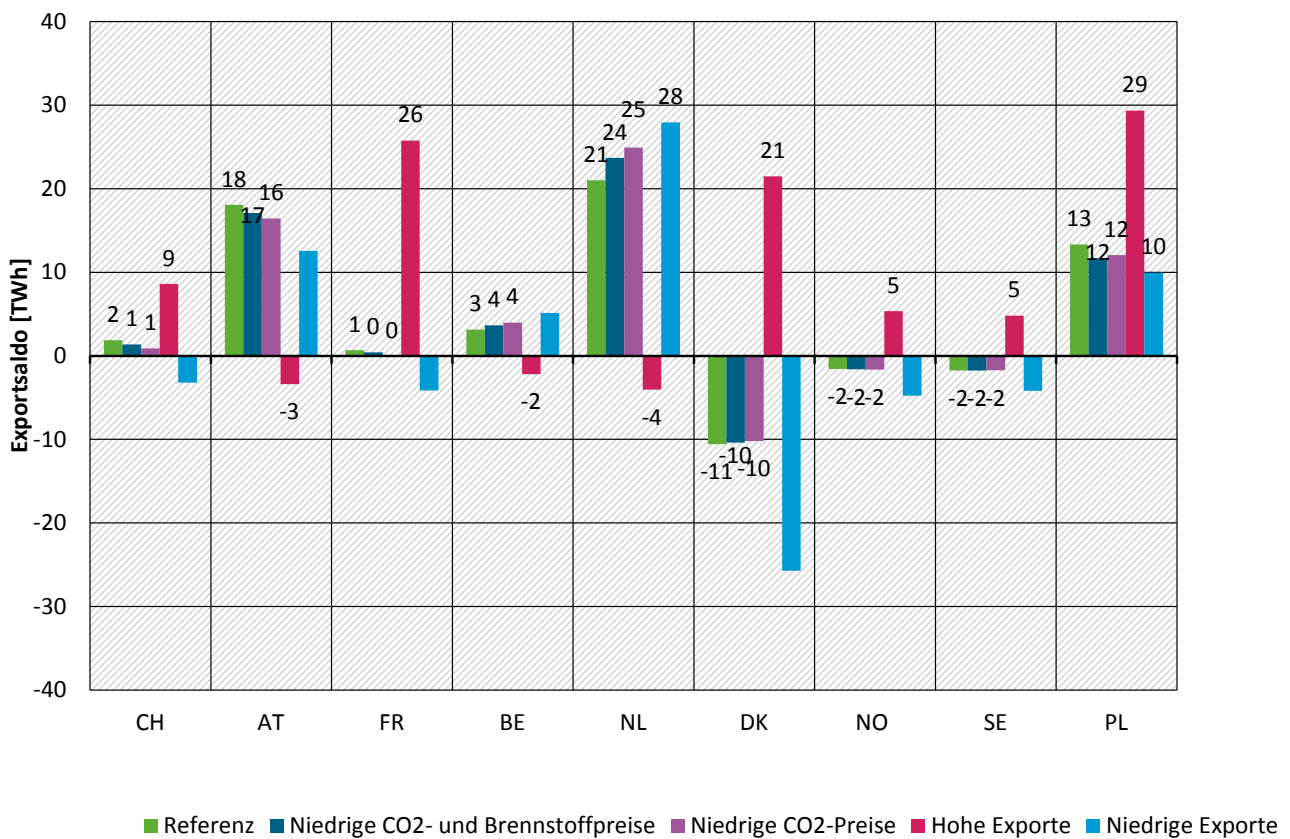
Wie zu erwarten, führen die Sensitivitäten Niedrige CO₂- und Brennstoffpreise und Niedrige CO₂-Preise kaum zu einer Veränderung des Exportverhaltens.

In der Sensitivität Hohe Exporte gibt es hingegen deutliche Veränderungen. In den Skandinavischen Ländern kommt es zu einer Umkehr des Stromflusses, besonders deutlich im Falle Dänemarks. Auch die Exporte in Richtung Schweiz, Frankreich und Polen nehmen sehr deutlich zu. Interessanterweise gibt es mit Österreich, Belgien und den Niederlanden auch drei Länder in die weniger Strom exportiert wird.

In der Sensitivität Niedrige Exporte sind Veränderungen etwas weniger stark ausgeprägt und auch auf weniger Länder verteilt. Besonders stark von einem Rückgang der deutschen Stromexporte sind diesmal insbesondere Dänemark, aber auch Frankreich, Österreich und die Schweiz betroffen. Für die meisten anderen Länder ist auch ein veränderter Exportsaldo zu verzeichnen, jedoch sind die Ausschläge weitaus geringer als in der Sensitivität Hohe Exporte.

In Abbildung 8-8 wird der Stromaustausch von Deutschland mit dem modellierten europäischem Ausland für die Sensitivitäten des Instrumentenlaufs Kapa SK&BK dargestellt.

Abbildung 8-8: Austausch 2030 (Sensitivitäten für Kapa SK&BK)



Quelle: Berechnungen von BET

Dieser reagiert in gleicher Weise auf die Sensitivitäten wie der zuvor in Abbildung 8-7 dargestellte Basislauf, d.h. dass die Veränderungen der CO₂-Preise bzw. der CO₂- und Brennstoffpreise nur zu geringen Reaktionen des Exportsaldos führen. Grundsätzlich ist das Niveau der Exporte im Instrumentenlauf Kapa SK&BK insgesamt niedriger als im Basislauf.

In Abbildung 8-9 wird der Stromaustausch von Deutschland mit den modellierten Nachbarländern für die Sensitivitäten in Kombination mit dem Instrument CO₂-Preis-D dargestellt.

Abbildung 8-9: Austausch 2030 (Sensitivitäten für CO₂-Preis-D)



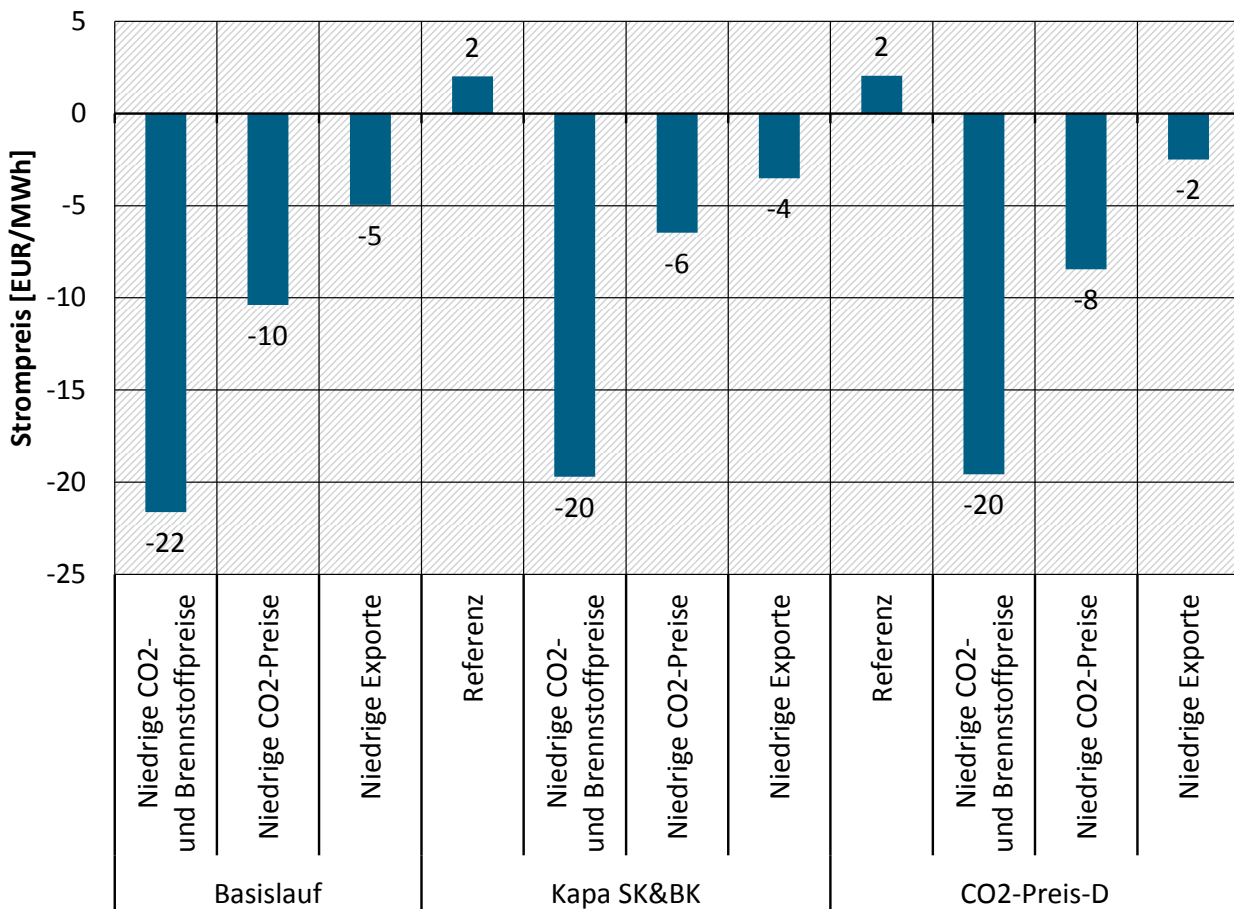
Quelle: Berechnungen BET

Die Herabsetzung der CO₂- und Brennstoffkosten in der Sensitivität Niedrige CO₂- und Brennstoffpreise zeigt beim Instrument CO₂-Preis-D, wie zuvor beim Basislauf und Kapa SK&BK, kaum eine Veränderung im Exportverhalten. Die alleinige Veränderung der CO₂-Kosten in der Sensitivität Niedrige CO₂-Preise, wirkt dem nationalen deutschen CO₂-Preis-Aufschlag entgegen. Dies macht sich insbesondere beim Austausch mit den Niederlanden bemerkbar, deren Exportsaldo sich von -14 TWh im Referenzfall auf -31 TWh verändert. Aber auch andere Länder wie Frankreich, Österreich, Belgien, Polen und die Schweiz sind von stärkeren Veränderungen betroffen als im Basislauf oder beim Instrument Kapa SK&BK. Für die Sensitivitäten Niedrige Exporte und Hohe Exporte gelten hingegen die zuvor für den Basislauf und das Instrument Kapa SK&BK getroffenen Aussagen, mit der Einschränkung, dass die Sensitivität Hohe Exporte beim Instrumentenlauf CO₂-Preis-D zu etwas höheren Exporten als beim Instrumentenlauf Kapa SK&BK führt.

8.6 Strompreise in Deutschland

Im Folgenden wird dargestellt, welchen Einfluss die untersuchten Sensitivitäten auf den Strompreis im Jahr 2030 haben. Hierzu liefert Abbildung 8-10 einen Überblick über die Veränderung des Basepreises für Strom im Vergleich zum Referenzlauf des Basisszenarios.

Abbildung 8-10: Veränderung der Strompreise im Vergleich zum Basislauf für Sensitivitäten im Jahr 2030



Quelle: Berechnungen von BET

Der Strompreiseffekt der Instrumente Kapa SK&BK und CO₂-Preis-D ist im Referenzfall relativ gering. Deren Einsatz sorgt für einen Anstieg des Basepreises in identischer Höhe von 2 EUR/MWh gegenüber dem Strompreis des Basislaufes.

Die Sensitivität Niedrige CO₂- und Brennstoffpreise führt aufgrund der sinkenden Brennstoffkosten zu sinkenden Grenzkosten und damit zu einem deutlich niedrigeren Strompreis. Im Basislauf sinkt der Basepreis gegenüber dem Referenzfall um 22 EUR/MWh. In den beiden Instrumentenläufen ist der Preiseffekt mit einem Minus von 20 EUR/MWh etwas geringer. Beide Instrumente führen auch in dieser Sensitivität zu einem Preisanstieg von 2 EUR/MWh.

Auch die Sensitivität Niedrige CO₂-Preise lässt die Grenzkosten der Kraftwerke absinken und sorgt für spürbar niedrigere Strompreise. Im Basislauf fällt der Strompreis um 10 EUR/MWh, also deutlich weniger als im zuvor betrachteten Fall einer zusätzlichen Brennstoffpreisreduzierung. Für die beiden untersuchten Instrumente ist der Rückgang mit 6 EUR/MWh bei Kapa SK&BK und 8 EUR/MWh bei CO₂-Preis-D noch etwas schwächer. In der Sensitivität Niedrige CO₂-Preise führt das Instrument Kapa SK&BK zu einem Preisanstieg von 4 EUR/MWh, das Instrument CO₂-Preis-D wiederum zu einem Anstieg von 2 EUR/MWh.

Im Falle der Sensitivität Niedrige Exporte ist der geringste Einfluss auf die Strompreise festzustellen. Dies ist plausibel, da die Grenzkosten der Kraftwerke nicht verändert wurden. Für den Basislauf kommt es zu einer Reduzierung des Basepreises um 5 EUR/MWh. Beim Instrument Kapa SK&BK sinkt der Preis um 4 EUR/MWh und für CO₂-Preis-D nur um 2 EUR/MWh gegenüber dem Basisreferenzlauf.

D.h. in der Sensitivität Niedrige Exporte führt das Instrument Kapa SK&BK zu einem Basepreisanstieg von 1 EUR/MWh, das Instrument CO₂-Preis-D zu einem Anstieg von 3 EUR/MWh.

Fazit Strompreiseffekte

Der Einsatz der Instrumente führt im Vergleich zum Basislauf nur zu sehr geringen Strompreiseffekten. Die Auswirkungen veränderter Rahmenbedingungen, in Form der untersuchten Sensitivitäten, sind ungleich höher. Insbesondere eine Verringerung der Grenzkosten sorgt für deutlich sinkende Preise. Für alle Sensitivitäten gilt jedoch, dass die beobachteten Effekte in den Instrumentenläufen und im Basislauf in gleicher Weise wirken, die Instrumente also in ihrer Wirkung auf den Basislauf vergleichbar sind.

8.7 Deckungsbeiträge von Typkraftwerken

Die Modelle PowerFlex-EU und BET-EuroMod bilden Teillastverhalten und Mindeststillstands- bzw. Mindestbetriebszeiten von Kraftwerken nicht detailliert ab. Deshalb wurde mit BET-SysMod, einem Modell zur betriebswirtschaftlichen Kraftwerkseinsatzoptimierung, eine nachgeschaltete Wirtschaftlichkeitsanalyse für einzelne Typkraftwerke durchgeführt, um diese Aspekte mit zu berücksichtigen.

Für fünf typische Kraftwerke, deren Parameter in Tabelle 8-3 dargestellt sind, wurde eine Einsatzoptimierung durchgeführt. Hierbei wird in Form einer gemischt ganzzahligen Optimierung der Deckungsbeitrag eines Systems maximiert. Als Eingangsparameter wurden die CO₂- und Brennstoffpreise sowie die Strompreise des jeweiligen Laufes bzw. der untersuchten Sensitivitäten genutzt. Als Ergebnis der Optimierung wurde für jeden Kraftwerkstyp der Deckungsbeitrag (DB 1) in EUR/MW bestimmt. Der DB 1 ist dabei definiert als die Summe aller variablen Kosten und Erlöse. Kosten stellen in diesem Fall die CO₂- und Brennstoffkosten, sowie die variablen Betriebskosten dar. Erlöse fallen nur für den Einsatz am Spotmarkt an. Erlöse von Kraftwerken aus Systemdienstleistungen und anderen Marktstufen, z.B. Terminmärkte, wurden nicht berücksichtigt. Da im Folgenden nur eine Differenzbetrachtung des Deckungsbeitrages im Vergleich zum Referenzfall des Basislaufes vorgenommen wird, kann auf die Berücksichtigung von fixen Betriebskosten oder Finanzierungskosten verzichtet werden, da diese in allen betrachteten Rechenläufen identisch sind.

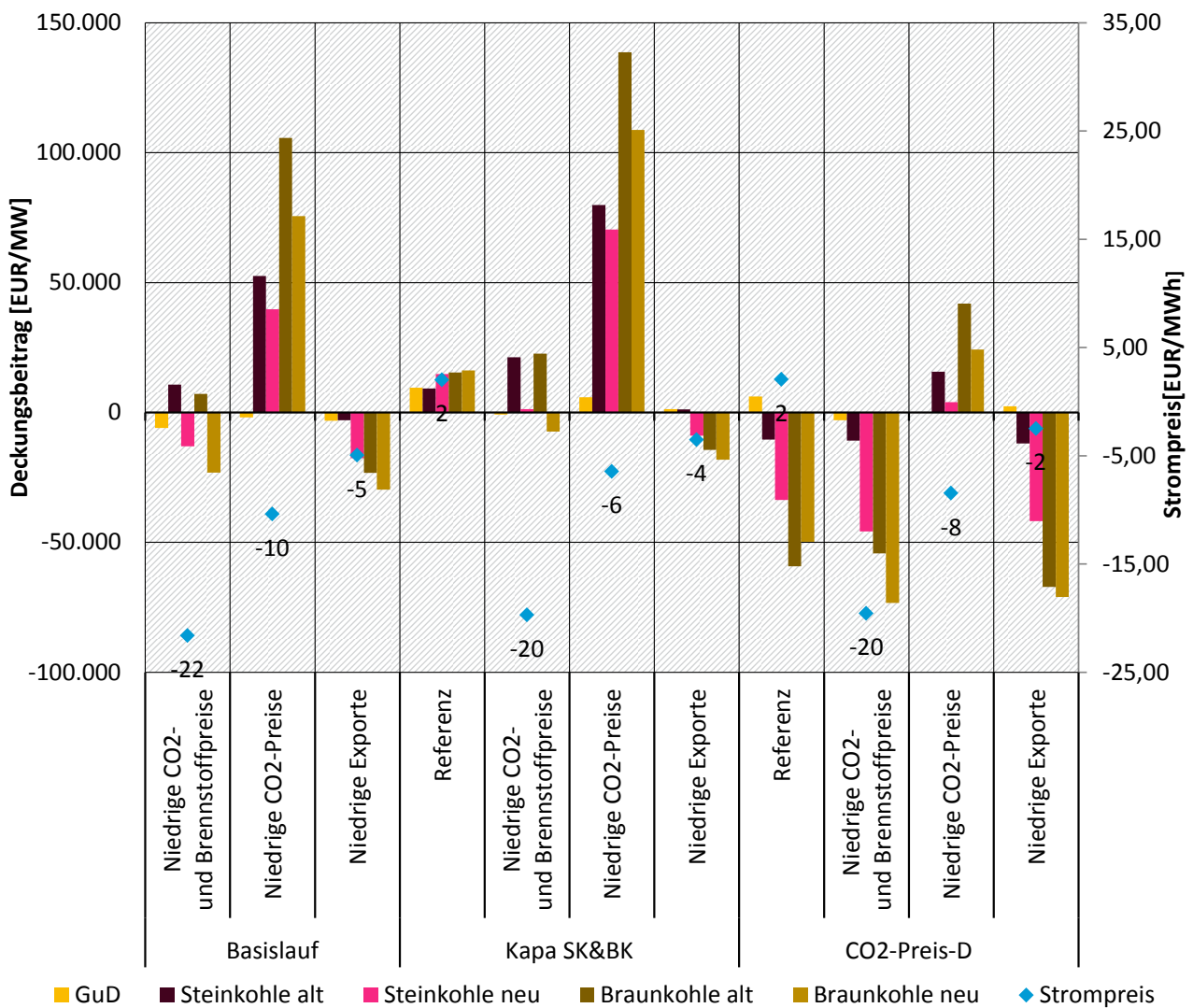
Tabelle 8-3: Parameter für Typkraftwerke

		Leistung [MW]	El. Wirkungsgrad	Mindeststillstand/-betrieb [h]
GuD:	Volllast	600	60%	1
	Teillast	300	52%	1
Steinkohle alt:	Volllast	600	39%	4
	Teillast	400	37%	4
Steinkohle neu:	Volllast	800	46%	2
	Teillast	400	45%	2
Braunkohle alt:	Volllast	450	36%	8
	Teillast	300	35%	8
Braunkohle neu:	Volllast	800	43%	8
	Teillast	400	42%	8

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 8-11 zeigt die ermittelten Deckungsbeitragsdifferenz für die einzelnen Kraftwerkstypen. Dargestellt wird jeweils die Veränderung des Deckungsbeitrages in EUR/MW für das Jahr 2030 im Vergleich zum Referenzfall des Basislaufes.

Abbildung 8-11: Veränderung der Deckungsbeiträge und Strompreise im Vergleich zum Basislauf 2030



Quelle: BET

Im Referenzfall wirkt sich der Einsatz der Instrumente Kapa SK&BK und CO₂-Preis-D höchst unterschiedlich auf die zu erzielenden Deckungsbeiträge aus. Bei Kapa SK&BK sorgen die etwas höheren Strompreise im Vergleich zum Basislauf bei gleichen CO₂- und Brennstoffpreisen für einen Anstieg der Deckungsbeiträge aller untersuchten Kraftwerkstypen. Für das Instrument CO₂-Preis-D ist dies aufgrund der gestiegenen Grenzkosten durch den nationalen CO₂-Preis nicht mehr der Fall. Die GuDs können aufgrund ihrer geringeren spezifischen Emissionen weiterhin von den gestiegenen Strompreisen profitieren, die Kohlekraftwerke müssen hingegen deutliche Deckungsbeitragseinbußen hinnehmen.

In der Sensitivität Niedrige CO₂- und Brennstoffpreise sind die Grenzkosten im Vergleich zum Referenzfall zwar deutlich geringer, allerdings geht dies auch mit sinkenden Strompreisen einher. Hierdurch verringern sich im Basislauf die Deckungsbeiträge für die GuDs und die modernen Kohlekraft-

werke. Die älteren Kohlekraftwerke hingegen profitieren aufgrund ihres schlechteren Wirkungsgrades stärker vom Rückgang der CO₂-Preise als neue Kraftwerke und erzielen sogar höhere Deckungsbeiträge als im Referenzfall. Für das Instrument Kapa SK&BK ergibt sich ein ähnliches Bild. Da der Strompreis hier jedoch etwas weniger stark sinkt, fallen die Einbußen bei GuDs und modernen Kohlekraftwerken entsprechend geringer aus und die Zuwächse bei den älteren Kohlekraftwerken sind noch etwas höher als im Basislauf. Ein ganz anders Bild ergibt sich für das Instrument CO₂-Preis-D. Die niedrigen Strompreise der Sensitivität Niedrige CO₂- und Brennstoffpreise in Kombination mit dem hohen nationalen CO₂-Preis lassen die Deckungsbeiträge der Kohlekraftwerke im Vergleich zum Basislaufs stark sinken. Die GuDs stehen hingegen geringfügig besser da als im Basislauf.

Da in der Sensitivität Niedrige CO₂-Preise die Strompreise weniger stark absinken, die Grenzkosten der Kohlekraftwerke sich aufgrund ihrer hohen spezifischen Emissionen jedoch deutlich verringern, steigen die Deckungsbeiträge der Kohlekraftwerke im Basislauf für diese Sensitivität gegenüber dem Referenzfall deutlich an. Die GuDs können den niedrigeren Strompreis durch den niedrigeren CO₂-Preis jedoch nicht vollständig kompensieren und verlieren geringfügig an Deckungsbeitrag. Beim Instrument Kapa SK&BK kommt es zu den gleichen Wirkzusammenhängen. Da die Strompreisreduzierung in diesem Fall jedoch nochmals geringer ausfällt, steigen die Deckungsbeiträge der Kohlekraftwerke noch stärker als im Basislauf an. Nun sind auch GuDs in der Lage vom geringeren CO₂-Preis zu profitieren und erzielen steigende Deckungsbeiträge. Die Deckungsbeiträge der Kohlekraftwerke im Instrumentenlauf CO₂-Preis-D in der Sensitivität Niedrige CO₂-Preise sind im Vergleich zum Basislauf deutlich geringer. Die Kraftwerke können aufgrund des nationalen CO₂-Preises nicht von den niedrigen CO₂-Preisen dieser Sensitivität profitieren. Einzig die Deckungsbeitragssituation der GuDs verbessert sich leicht, da die Strompreise mit Instrument CO₂-Preis-D etwas höher sind als im Basislauf.

Die Sensitivität Niedrige Exporte sorgt im Basislauf für deutlich sinkende Deckungsbeiträge der Kohlekraftwerke gegenüber dem Referenzlauf. Grund hierfür sind die niedrigeren Strompreise bei ansonsten gleich bleibenden Grenzkosten. Der Deckungsbeitrag der GuDs verringert sich hingegen nur geringfügig, da GuDs sowieso nur in vergleichsweise wenigen, jedoch hochpreisigen, Stunden im Einsatz sind und der Strompreiseffekt deshalb weniger stark wirkt. Beim Instrumentenlauf Kapa SK&BK sinkt der Strompreis in der Sensitivität Niedrige Exporte noch etwas weniger als im Basislauf, entsprechend geringer fällt der Rückgang der Deckungsbeiträge aus. Für das Instrument CO₂-Preis-D tritt aufgrund der steigenden Grenzkosten durch den nationalen CO₂-Preis der gegenteilige Effekt auf. Die Kohlekraftwerke müssen gegenüber dem Basislauf höhere Einbußen beim Deckungsbeitrag hinnehmen. Wiederum sind es die GuDs, deren Deckungsbeitragssituation sich aufgrund der etwas höheren Strompreise beim Instrument CO₂-Preis-D etwas verbessert.

Fazit Deckungsbeitragseffekte

Während der nationale CO₂-Preis des Instrumentes CO₂-Preis-D die Deckungsbeiträge der Kohlekraftwerke deutlich reduziert, führt das Kapazitätsmanagement beim Instrument Kapa SK&BK sogar zu höheren Deckungsbeiträgen für die verbleibenden Kraftwerke als im Basislauf. Die Deckungsbeiträge der GuDs werden vom Einsatz der Instrumente sowohl im Referenzfall, als auch in den untersuchten Sensitivitäten geringfügig verbessert.

9 Gesamtbewertung

- **Emissionsminderungen in Deutschland:** Alle betrachteten Instrumente sind so ausgestaltet, dass sie im Jahr 2030 einen Zielkorridor von 180 bis 188 Mio. t CO₂ für den Stromsektor in Deutschland erreichen (im Jahr 2015 betragen die Emissionen des Stromsektors ~ 350 Mio. t CO₂). Dies erfordert jährliche CO₂-Minderungen von durchschnittlich 11 Mio. t CO₂. Bei kontinuierlicher Weiterführung dieser Minderungsgeschwindigkeit kann die fossile Stromerzeugung bis 2046 komplett dekarbonisiert werden. Ein Kapazitätsmanagement reduziert direkt auch die emissionsintensive Braunkohleverstromung in Deutschland, während ein CO₂-Preis insbesondere über eine Reduktion der Gas- und Steinkohleverstromung in Deutschland wirkt. Alle betrachteten Instrumente reduzieren den Exportüberschuss Deutschlands. Gleichzeitig unterscheiden sich die untersuchten Instrumente, da nationale CO₂-Preise die Exporte stärker reduzieren als Kapazitätsmanagement-Instrumente.
- **Emissionsminderungen in Europa:** Die Instrumente unterscheiden sich bezüglich der europäischen Rebound-Effekte.⁸⁶ Die Emissionsminderung in Europa ist durch ein Kapazitätsmanagement höher als durch einen nationalen CO₂-Preis. Durch den Marktaustritt emissionsintensiver Kapazitäten in Deutschland werden europaweit Kraftwerke mit niedrigen spezifischen Emissionen höher ausgelastet. Anders wirken hingegen CO₂-Preise: Sie verändern die Einsatzreihenfolge (Merit-order) am Strommarkt. Wirkt der CO₂-Preis ausschließlich auf Kraftwerke in Deutschland (nationale CO₂-Preise), kommen diese etwas seltener zum Einsatz, da sie in der Merit-order weiter hinten stehen. Gleichzeitig steigt die Auslastung der Kraftwerke im europäischen Ausland, was der Grund ist für die insgesamt niedrigere Emissionsminderung auf europäischer Ebene ist. In den europäischen Nachbarländern übernehmen in erster Linie Erdgaskraftwerke die reduzierten Exportmengen.
- **Robustheit der Emissionsminderungen:** Es zeigt sich, dass das Kapazitätsmanagement robuster auf die untersuchten externen Entwicklungen reagiert als ein nationaler CO₂-Preis. Einen Emissionsanstieg durch hohe Exporte ins Ausland oder sinkende CO₂-Preise im EU-Emissionshandelssystem kann das Kapazitätsmanagement besser abpuffern als ein nationaler CO₂-Preis, weil die emissionsintensiven Kraftwerke aus dem Stromsystem genommen werden, statt ihre Erzeugung nur zu reduzieren. Dabei ist zu beachten, dass der nationale CO₂-Preis als Preisaufschlag auf den CO₂-Preis im EU-Emissionshandel modelliert wurde. Nicht untersucht wurde ein nationaler CO₂-Mindestpreis, dessen Höhe unabhängig von der Höhe EU-CO₂-Preises festgelegt wird. Dieser wäre deutlich robuster gegenüber sinkenden CO₂-Preisen.
- **Strompreiseffekte:** Die Strompreiseffekte der betrachteten Instrumente sind vergleichbar, aber mit nur 2 €/MWh im Jahr 2030 im absoluten Niveau gering. Einen deutlichen Einfluss auf den Strompreis zeigt die Erhöhung des europäischen CO₂-Preis. Insgesamt haben gesamt-europäische Entwicklungen, wie Brennstoffpreise oder Kapazitätsentwicklungen im Ausland, einen deutlich stärkeren Einfluss auf das Niveau der Strompreise als die betrachteten nationalen Instrumente.
- **Deckungsbeiträge Unternehmen:** Durch die steigenden Strompreise steigen auch die Deckungsbeiträge der im Markt verbleibenden Kraftwerke, wenn ein Kapazitätsmanagements-Instrument eingesetzt wird. Ein nationaler CO₂-Preis reduziert die Deckungsbeiträge der

⁸⁶ In dieser Studie wurden Emissionsminderungen im europäischen Kraftwerkspark mit Strommarktmodellen untersucht. Diese zusätzlichen Emissionsminderungen führen zu einer Interaktion mit dem EU-Emissionshandel und hier insbesondere mit der Marktstabilitätsreserve. Damit diese Minderungen langfristig gesichert werden können, ist es sinnvoll die Anzahl der verfügbaren Emissionsberechtigungen zu reduzieren. Diese Fragestellung stand nicht im Zentrum dieser Studie, wurde aber in Abschnitt 3.2 im Grundsatz erörtert.

Kraftwerke deutlich, weil die zusätzlichen CO₂-Kosten nur zum Teil durch den Strompreisanstieg kompensiert werden. Eine Begrenzung der Volllaststunden wirkt sich auf die einzelnen Brennstoffe unterschiedlich aus. Die Deckungsbeiträge der Braunkohlekraftwerke werden reduziert, die Deckungsbeiträge der Steinkohlekraftwerke steigen leicht an. Das Ergebnis ist also, dass für die Kraftwerksbetreiber das Kapazitätsmanagement für Braunkohle und Steinkohle das attraktivste Instrument ist.

Tabelle 9-1 stellt die untersuchten klimapolitischen Instrumente zusammenfassend dar. In der Gesamtschau dürfte sich das Kapazitätsmanagement für Stein- und Braunkohlekraftwerke als das attraktivste der hier untersuchten Instrumente erweisen. Betrachtet wurde hier insbesondere der nächste Reduktionsschritt bis zum Jahr 2030.

Das Kapazitätsmanagement für Stein- und Braunkohlekraftwerke führt im Vergleich zu einem nationalen CO₂-Preis zu geringen Rebound-Effekten und zu einer geringen Reduktion der Deckungsbeiträge der Kraftwerke. Von der Regulierung betroffen sind nur ältere Kohlekraftwerke, die vor 1990 errichtet wurden. Dies führt zu vergleichsweise gleichmäßigen Beiträgen von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken und den einzelnen Kraftwerksbetreibern. Die Strukturanpassungen können also schrittweise erfolgen.

Tabelle 9-1: Gesamtbewertung der Instrumente

	Kapa BK	Kapa SK&BK	CO ₂ -Preis-D	CO ₂ -Preis-D für Kohle	CO ₂ -Preis-EU	Vbh-Begrenzung
Emissionsminderung in Europa	+	+	-	-	+	0
Robustheit der Minderungen		+	-			
Minimierung Kraftwerkseinsatzkosten	-	0	+	+	+	-
Strompreiseffekte	0	+	+	+	-	-
Deckungsbeiträge Unternehmen	-	+	-	-	-	0

Quelle: Öko-Institut

Ausblick:

Fokus der Analyse war eine Emissionsreduktion bis zum Jahr 2030, wie sie aktuell im Klimaschutzplan angelegt ist. Wenn eine stärkere Emissionsreduktion angestrebt wird, z.B. um die Ziele von Paris zu erreichen, wird die Bewertung der Instrumente neu zu untersuchen sein (bei einer stärkeren Emissionsreduktion müssten auch neuere Anlagen stärker zu Emissionsminderungen beitragen, bei diesen dürfte eine CO₂-Bepreisung einfacher ohne Entschädigungen umsetzbar sein als ein Kapazitätsmanagement).

Es besteht weiterer Forschungsbedarf bezüglich der Flankierung des Strukturwandels und der Arbeitsplatzeffekte. In dieser Studie wurde bei der Ausgestaltung des Kapazitätsmanagements für Braunkohle und Steinkohle darauf geachtet, dass die Anpassungen in den Revieren schrittweise erfolgen. Alle Reviere leisten einen Beitrag zu den Emissionsminderungen. Bis 2030 erbringt das Rheinland den sowohl relativ als auch absolut den höchsten Minderungsbeitrag, während Mitteldeutschland nur einen unterproportionalen Beitrag erbringt. Inwieweit es sinnvoll ist die Minderungsbeiträge in den Revieren gleichmäßiger zu verteilen, bleibt weiteren Studien vorbehalten. Hier sind zum einen Kostenstrukturen in den Tagebauen und regionale Wirtschaftsstrukturen zu berücksichtigen. Außerdem ist es sinnvoll den Blick zukünftig verstärkt auf die nach 2030 anstehenden Minderungsschritte zu werfen. In den europäischen Nachbarländern sind dynamische Entwicklungen bezüglich nationaler Minderungsanstrengungen zu beobachten. UK plant z.B. einen Kohleausstieg bis 2025. Dadurch werden europäische Rebound-Effekte deutlich reduziert. Dieses koordinierte Vorgehen der europäischen Nachbarländer konnten in dieser Studie noch nicht berücksichtigt werden, sollte aber für zukünftige Untersuchungen im Blick gehalten werden.

Weitere Analysen bezüglich der Rückwirkungen der einzelnen Instrumente sind sinnvoll. Je nach Wirkungsweise des Instruments und unterstelltem energiepolitischem Umfeld können dabei auch weitere Modellrechnungen mit modellendogenen Zubau- und Stilllegungsentscheidungen sinnvoll sein (z.B. in Bezug auf Preisstrukturen und Gewährleistung von Versorgungssicherheit). Der Ersatzbedarf für die KWK-Wärmeversorgung wurde in dieser Studie nur vereinfacht abgebildet. Es besteht weiterer Forschungsbedarf bezüglich der Substitutionsstrategie für Kohle-KWK-Anlagen. Die quantitative Analyse von Interaktionen mit dem Emissionshandel war nicht Teil dieser Studie. Wenn die Änderungen an der Emissionshandelsrichtlinie für die Handelsperiode ab 2021 abgeschlossen sind, könnten z.B. Interaktionen mit der Marktstabilitätsreserve vertieft analysiert werden.

10 Quellenverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW (2016): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2015): Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin.
- Agora Energiewende (2016): Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens. Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Langfassung).
- Beurskens, LW und Hekkenberg, M (2011): Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States. Covering all 27 EU Member States (ECN & EEA – European Environment Agency, Hg.), zuletzt abgerufen am 18.12.2014.
- BReg – Bundesregierung (2015): Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU. Verfügbar unter http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/envvqlq8w/150422_Projektionsbericht_2015_final.pdf, zuletzt abgerufen am 01.11.2016.
- BReg – Bundesregierung (2016): Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU. Ergänzt durch Ergebnisse des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios. Verfügbar unter http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envv_vp1a/160928_PB2015_MWMS.final.pdf, zuletzt abgerufen am 01.11.2016.
- Bündnis 90 / Die Grünen Bundestagsfraktion (Hrsg.) (2016): Fahrplan Kohleausstieg. Die grüne Roadmap für den Umstieg in eine lebensfreundliche Stromversorgung. Verfügbar unter https://www.gruene-bundestag.de/fileadmin/media/gruenebundestag_de/themen_az/klimaschutz/160822_Fahrplan_Kohleausstieg.pdf.
- Connect Energy Economics (2015): Leitstudie Strommarkt 2015. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hg.), Berlin. Verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=703576.html>, zuletzt abgerufen am 07.05.2015.
- Consentec GmbH und IAEW – Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (2012): Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO) (BNetzA – Bundesnetzagentur, Hg.), Bonn.
- EC – European Commission (2009): EU Energy trends to 2030 - Update 2009. Luxembourg.
- EC – European Commission (2011): Energy Roadmap 2050. Impact assessment and scenario analysis. Commission staff working paper, accompanying the document: Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Brussels, zuletzt abgerufen am 24.09.2014.
- EIA – Energy Information Administration (2014): Annual Energy Outlook 2014. Verfügbar unter [http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo14/pdf/0383\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo14/pdf/0383(2014).pdf), zuletzt abgerufen am 23.03.2016.
- EIA – Energy Information Administration (2015): Annual Energy Outlook 2015. Verfügbar unter [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2015\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2015).pdf), zuletzt abgerufen am 23.03.2016.
- ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators (2013): Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2013-2030. Verfügbar unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/So_AF_2013-2030/130403_SOAF_2013-2030_final.pdf.
- ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators (2014a): Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2030, Brussels, zuletzt abgerufen am 12.12.2014.
- ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators (2014b): Ten-Year Network Development Plan 2014. Verfügbar unter https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Documents/TYNDP%202014_FINAL.pdf, zuletzt abgerufen am 23.11.2016.
- ENTSOG – European Network of Transmission System Operators for Gas (2015): Ten Year Network Development Plan 2015. Annex 3, Power Generation. Verfügbar unter <http://www.entsog.eu/publications/tyndp>.
- EEG 2014 – Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014) vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

Öko-Institut et al. (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Modellierungsrunde.

Platts: World Electric Power Plants Database. Verfügbar unter <http://www.platts.com/products/world-electric-power-plants-database>.

UBA – Umweltbundesamt (Hrsg.) (2012): Best-Practice-Kostensätze für Luftschadstoffe, Verkehr, Strom- und Wärmeerzeugung. Anhang B der „Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten“, Dessau-Roßlau. Verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba_methodenkonvention_2.0_-_anhang_b_0.pdf, zuletzt abgerufen am 15.12.2016.

UBA – Umweltbundesamt (Hrsg.) (2016): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2016. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2014. Verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/berichterstattung-unter-der-klimarahmenkonvention-1>, zuletzt abgerufen am 12.12.2016.

11 Quellenverzeichnis des juristischen Kapitels

Battis, Ulrich; Ruttloff, Marc: Zur Bedeutung der Moratoriums-Urteile des VGH Kassel für die Energiewende, in: NVwZ 2013, S. 817 ff.

BMWi 2015, Eckpunkte-Papier „Strommarkt“ für die Energieklausur mit den Koalitionsfraktionen am 21. März 2015;

BMWi 2015, Der nationale Klimaschutzbeitrag der deutschen Stromerzeugung, Online verfügbar:

<https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/C-D/der-nationale-klimaschutzbeitrag-der-deutschen-stromerzeugung.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, abgerufen am 15.11.2015.

de Witt, Siegfried 2012: Ist der Atomausstieg 2011 mit Art. 14 GG vereinbar?, in: UPR 2012, S. 281 ff.

Epping, Volker / Hillgruber, Christian (Hrsg.): Beck'scher Online-Kommentar Grundgesetz (Stand: 01.09.2014)

Grabitz, Eberhard / Hilf, Meinhard / Nettesheim, Martin 2015: Das Recht der Europäischen Union (Stand: 57. EL August 2015).

Isensee, Josef / Kirchhof, Paul (Hrsg.) 2007: Handbuch des Staatsrechts (HdStR): Band V, 3. Auflage, Heidelberg 2007

Jarass, Hans D. / Pieroth, Bodo 2014: Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland (GG), 13. Auflage München

Klinski, Stefan 2015: Klimaschutz versus Kohlekraftwerke – Spielräume für gezielte Rechtsinstrumente, NVwZ 2015, 1473 ff;

Klinski, Stefan, in: Horst, Juri / Leprich, Uwe / Luxenburger, Martin / Klann, Uwe / Weber, Andreas / Zipp, Alexander (IZES) /

Klinski, Stefan 2015: Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen (Gutachten), Anhang A 3. Online verfügbar: http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/EM_14_003.pdf

Klinski, Stefan 2017: Ausgestaltungsmöglichkeiten einer Besteuerung von Brennstoffen zur Stromerzeugung. Im Anhang 2 enthalten.

Maunz, Theodor / Dürig, Günter (Begr.) / Herzog, Roman u.a. (Hrsg.): Grundgesetz, Loseblattkommentar Stand: März 2014

Oei, Pao-Yu / Kempter, Claudia / Reitz, Felix / von Hirschhausen, Christian 2014: Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende (DIW 2014). Online verfügbar: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.471589.de/diwkompakt_2014-084.pdf, Berlin 2014.

Ossenbühl, Fritz 2012: Verfassungsrechtliche Fragen eines beschleunigten Ausstieges aus der Kernenergie

Streinz, Rudolf 2012: EUV/AEUV - Vertrag über die Europäische Union und Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (2. Auflage)

Schäuble, Dominik / Volkert, Dolores / Jacobs, David / Töpfer, Klaus (IASS) 2014, CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke – Ausgestaltungsansätze und Bewertung einer möglichen Einführung auf nationaler Ebene (Gutachten). Online verfügbar: http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/working_paper_emissionsgrenzwerte.pdf

Schink, Alexander 2016: Vier Jahrzehnte Immissionsschutzrecht, Thesenpapier, 40. Umweltrechtliche Fachtagung, 10.-14. November 2016, Leipzig. Online verfügbar: http://www.gesellschaft-fuer-umweltrecht.de/wp-content/uploads/2016/11/GfU_Fachtagung_2016_Thesepapiere.pdf

Spieth, Wolf Friedrich, 2015: Europarechtliche Unzulässigkeit des „nationalen Klimabeitrags“ für die Braunkohleverstromung, NVwZ 2015, 1173ff.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung, Sondergutachten. Online verfügbar: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.pdf?__blob=publicationFile.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen): Den Strommarkt der Zukunft gestalten, Sondergutachten 2013. Online verfügbar: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2012_2016/2014_02_SG_Shaping_the_Electricity_Market_of_the_Future.html

Tipke, Klaus / Lang, Joachim 2013: Steuerrecht, 21. Auflage, Köln.

Verheyen, Roda, 2013: Rechtliche Instrumente zur Verhinderung neuer Kohlekraftwerke und Braunkohletagebaue (Rechtsgutachten). Online verfügbar: http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima_und_energie/130514_bund_klima_energie_rechtsgutachten_kohlekraftwerke.pdf

von Münch, Ingo / Kunig, Philip 2012: Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland (GG), Bd. 2, Art. 70-146, 6. Auflage, München

Wronski, Rupert / Kuchler, Swantje / Falke, Iris / Wandscher, Katharina 2014: Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland, Internationale Vorbilder und Möglichkeiten für die Ergänzung des Emissionshandels, Studie des Forums ökologische Marktwirtschaft (FÖS) in Zusammenarbeit mit Rechtsanwälte Schnutenhaus und Koll. im Auftrag der European Climate Foundation, Berlin 2014.

Ziehm, Cornelia 2014: Neue rechtliche Vorgaben für Bau und Betrieb von Kohlekraftwerken (Rechtsgutachten im Auftrag der Bundestagsfraktion von Bündnis 90 / Die Grünen). Online verfügbar: https://www.gruene-bundestag.de/fileadmin/media/gruenebundestag_de/themen_az/energie/PDF/2014-05-26_STUDIE_Neue_rechtliche_Vorgaben_fuer_Bau_und_Betrieb_von_Kohlekraftwerken.pdf

Ziehm, Cornelia 2014: Europarechtliche Zulässigkeit nationaler CO₂-Emissionsstandards für Energieerzeugungsanlagen, in: ZNER 2014, S. 34 ff.

Ziehm, Cornelia 2014: Die Bundesregierung kann der zunehmenden Kohleverstromung begegnen – sie muss es nur wollen, in: ZUR 2014, S. 129 f.

Ziehm, Cornelia / Wegener, Henrike 2013: Zur Zulässigkeit nationaler CO₂-Grenzwerte für dem Emissionshandel unterfallende neue Energieerzeugungsanlagen (Rechtgutachten), hrsg. von der Deutschen Umwelthilfe e.V., Berlin

Anhang 1: Modellbeschreibungen

PowerFlex-EU

Das Strommarktmodell PowerFlex-EU ist ein Fundamentalmodell, welches thermische Kraftwerke, die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und verschiedene Flexibilitätsoptionen kostenminimal einsetzt, um die Strom- und Fernwärmenachfrage sowie in vereinfachter Form den Bedarf an Regelleistung zu decken. Das Modell ist in stündlicher Auflösung als gemischt-ganzzahliges, lineares Optimierungsproblem formuliert, in GAMS implementiert und wird mit dem cplex-Solver (Simplex Algorithmus) gelöst.

Die Minimierung der Gesamtkosten im Optimierungszeitraum stellt die Zielfunktion des Strommarktmodells dar. Die Gesamtkosten setzen sich dabei aus den Grenzkosten der Kraftwerke multipliziert mit der jeweiligen elektrischen Einspeiseleistung im konventionellen und erneuerbaren Kraftwerkspark, den variablen Kosten der Fernwärmeerzeugung multipliziert mit der jeweiligen thermischen Leistung der Heizkessel und den variablen Kosten der einzelnen Flexibilitätsoptionen für die Beladung von Speichern bzw. die Lasterhöhung bei flexiblen Verbrauchern zusammen. Die variablen Kosten sind somit vollständig der Stromverbrauchsseite der Flexibilitätsoption zugeordnet.

Der Fokus des Modells liegt auf Deutschland, es werden jedoch mit Ausnahme von Island und Zypern alle 35 EntsoE-Mitgliedsländer berücksichtigt (vgl. Abbildung A-1). Der Detaillierungsgrad ist für Deutschland hoch, die anderen Länder werden aggregiert abgebildet.

Jedes Land stellt dabei einen Knoten dar, der über Kuppelleitungen mit seinen Nachbarländern verbunden ist. Innerhalb eines Knotens wird ein einheitliches Marktgebiet ohne Netzengpässe unterstellt. Die Austauschkapazitäten zwischen den Ländern (Net Transfer Capacities, NTC) sind in beide Richtungen als stündliche Zeitreihe angelegt. Für ex-ante-Szenarien kann die Entwicklung der Netzübertragungskapazitäten z.B. als einheitlicher Jahreswert vorgegeben werden (siehe z. B. ENTSO-E 2014b). Für historische Rechnungen können die NTC-Zeitreihen aus den entsprechenden Jahren herangezogen werden (vgl. z.B. Day Ahead NTC der ENTSO-E Transparency Platform).

Abbildung A 1: Systemgrenzen von PowerFlex-EU



Quelle: Öko-Institut

Thermische Kraftwerke werden im Modell mit Hilfe technischer und ökonomischer Parameter beschrieben. Für Deutschland können größere Kraftwerksblöcke mit den Betriebszuständen „An- und Abfahren“ und „Volllastbetrieb“ abgebildet werden. Diese Differenzierung führt zu einem gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblem. Neben technologiespezifischen Parametern, wie z. B. Mindestlast oder Laständerungsgradienten, werden auch unterschiedliche Wirkungsgrade in den einzelnen Betriebszuständen berücksichtigt.

Kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen werden in technologie- und baujahrspezifischen Gruppen zusammengefasst und mit Hilfe von typspezifischen Parametern charakterisiert. Diese Anlagen können ihre Leistung entlang eines vorgegebenen Lastgradienten über den gesamten Leistungsbereich ändern. Biomassekraftwerke, die Biogas, Holz oder Pflanzenöl einsetzen, werden über Technologieaggregate als Teil des thermischen Kraftwerksparks im Modell abgebildet. Ihr Einsatz ist unter Berücksichtigung von technologiespezifischen Restriktionen ebenfalls flexibel und Teil der Optimierung.

Thermische Kraftwerke in den ENTSO-E-Ländern werden vereinfacht über die brennstoffspezifischen Merit-Order-Stufen Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Öl berücksichtigt. Die bisherigen Datenquellen dafür sind ENTSO-E 2013 und EC 2009. In diesem Vorhaben wird für die Länder Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich, Schweiz, Italien, Polen und Tschechien, welche detaillierter betrachtet werden sollen, der thermische Kraftwerkspark in zusätzliche Altersstufen (z. B. Altersstufe 0–10 Jahre, 11–20 Jahre, 21–30 Jahre usw.) unterteilt. Eine mögliche Datenquelle dafür ist die Platts-Datenbank, die das Öko-Institut regelmäßig bezieht (Platts, o. J.).

In Summe ergibt sich ein europäischer Kraftwerkspark, dessen Einsatz über die verfügbaren Kuppelkapazitäten beschränkt wird. Damit werden in einem Optimierungsansatz die Wechselwirkungen zwischen dem deutschen und europäischen Kraftwerkspark modelliert und erfasst.

Das zur Verfügung stehende Stromangebot aus Laufwasser, Photovoltaik, Wind Onshore und Wind Offshore wird in stündlicher Auflösung exogen vorgegeben. Zur Ableitung dieser EE-Angebotsprofile werden die Inputparameter installierte elektrische Leistung, länderspezifische Volllaststunden sowie ein länderspezifisches und normiertes Erzeugungsprofil benötigt. Die normierten Einspeisepprofile basieren teilweise auf den um den unterjährigen EE-Zubau bereinigten historischen Erzeugungsprofile des Referenzjahres 2011, welche im Rahmen einer Abfrage bei den europäischen Netzbetreibern erhoben wurden. Für PV werden für bis zu vier Messstationen je Land mit Hilfe der Globalstrahlung und einer typischen Anlagenkennlinie die Einspeisepprofile bestimmt.

Das Referenzjahr 2011 wird insbesondere gewählt, da es sich dabei in Deutschland mit rund 1750 Vollbenutzungsstunden im langfristigen Vergleich ein durchschnittliches Windjahr handelt, während das Wetterjahr 2012 mit rund 1530 Stunden ein eindeutig schlechtes Windjahr war. Hinzu kommt, dass bei der Verwendung des Wetterjahrs als Referenzjahr wegen des Schalttages am 29. Februar 2012 eine Verkürzung des Jahres um einen Tag notwendig ist. Um keine unphysikalische Lücke in die Zeitreihen zu reißen, müsste entweder der 1.1.2012 oder der 31.12.2012 gestrichen werden. Beides sind jedoch wegen der besonderen Feiertageigenschaften generell wichtige Tage für die Systemanalyse. Zudem zeigt sich aus Temperatursicht, dass das Wetterjahr 2011 ein für den Klimawandel typischeres Jahr als 2012 ist, da der deutschlandweite Jahresmittelwert der Temperatur bei 9,6°C lag im Gegensatz zum Jahr 2012 mit 9,1°C (Quelle: DWD).

Die installierte EE-Leistung entspricht für Deutschland der Umsetzung des im EEG 2014 beschlossenen EE-Ausbaupfades. Für Europa wird der EE-Zubau gemäß den National Renewable Energy Action Plans der Mitgliedstaaten bis 2020 (Beurskens & Hekkenberg 2011) unterstellt und danach bis 2030 fortgeschrieben.

Die tatsächlich eingespeiste Menge an Wasser-, Wind- und PV-Strom wird modellendogen bestimmt, so dass das zur Verfügung stehende fluktuierende Stromangebot notfalls auch abgeregelt werden kann (z. B. bei negativer Residuallast und unzureichender Speicherkapazität). Im Gegensatz dazu wird für must-run-Kraftwerke, wie z. B. Gichtgas- oder Müllverbrennungsanlagen, eine gleichverteilte Stromeinspeisung unterstellt, die nicht abgeregelt werden kann.

Die konventionellen und erneuerbaren Kraftwerke in den ENTSO-E Ländern müssen in jedem Zeitschritt zusammen mit den Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen die Stromnachfrage im europäischen Netzverbund decken. Das Stromnachfrageprofil basiert auf der Netzlast im Referenzjahr 2011 (Datenquelle ENTSO-E). Für Deutschland wird zudem der Industriestromanteil (Eigenerzeugung) mit einer angenommenen Gleichverteilung berücksichtigt.

Tabelle A 1: Unterstellte NTC-Werte in Gesamteuropa

in MW		2010/2011		2022		2032	
Von	Nach	Winter	Sommer	Winter	Winter	Sommer	Winter
AT	CH	470	540	470	540	470	540
AT	DE	2000	1800	3510	3230	3510	3230
BE	DE	0	0	1000	1000	1000	1000
CH	DE	3500	4400	3500	4400	3500	4400
CZ	DE	2300	2100	2300	2100	4130	3860
DE	AT	2200	1800	7200	5430	7200	5430
DE	BE	0	0	1000	1000	1000	1000
DE	CH	1500	2060	1500	2060	1500	2060
DE	CZ	800	800	800	800	2090	2090
DE	DKE	600	550	1450	1450	1850	1850
DE	DKW	950	950	1450	1450	1450	1450
DE	FR	3200	3200	3200	3200	3200	3200
DE	LU	980	980	980	980	980	980
DE	NL	3850	4000	5780	6010	5780	6010
DE	NO	0	0	700	700	700	700
DE	PL	1200	800	2740	1830	4570	3050
DE	SE	600	600	600	600	600	600
DKE	DE	585	550	2000	2000	2400	2400
DKW	DE	1500	1500	2000	2000	2000	2000
FR	DE	2700	2600	2700	2600	2700	2600
LU	DE	0	0	1300	1300	980	1300
NL	DE	3000	3900	4510	5860	4510	5860
NL	UK	0	0	1290	1290	1290	1290
NO	DE	0	0	700	700	700	700
NO	DKW	950	950	1650	1650	1650	1650
NO	NL	700	700	700	700	1400	1400
NO	SE	3595	3545	3595	3545	3595	3545
NO	UK	0	0	0	0	1400	1400
PL	CZ	1800	1900	1800	1900	1800	1900
PL	DE	1100	1200	2510	2740	4190	4570
PL	SE	600	600	600	600	600	600
SE	DE	600	600	600	600	600	600
SE	DKE	1300	1300	1300	1300	1300	1300
SE	DKW	740	740	740	740	740	740
SE	NO	3895	3700	3895	3700	3895	3700
SE	PL	600	600	600	600	600	600
UK	BE	0	0	0	0	1000	1000
UK	FR	2000	2000	2000	2000	3000	3000
UK	NL	0	0	1290	1290	1290	1290
UK	NO	0	0	0	0	1400	1400

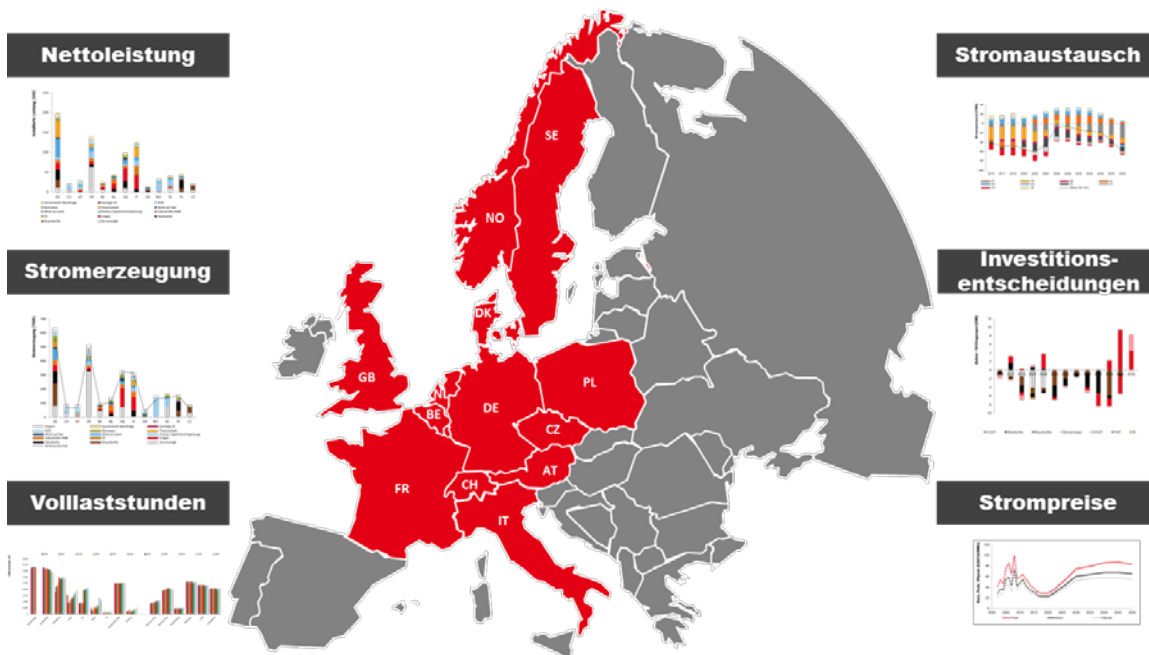
Quelle: BNetzA 2012

BET-EuroMod

BET-EuroMod ist ein fundamentales Modell des europäischen Strommarktes und bietet die Möglichkeit, die mittel- und langfristigen Auswirkungen von wirtschaftlichen, politischen, regulatorischen und technischen Entwicklungen auf den europäischen Strommarkt zu quantifizieren. Durch die Reduktion der Komplexität des europäischen Strommarktes ermöglicht BET-EuroMod die Identifikation der wesentlichen Treiber und Wirkzusammenhänge. Damit liefert das Marktmodell die Grundlage für fundierte quantitative Marktanalysen, Prognosen der langfristigen Preisentwicklung, Bewertung von Investitionsentscheidungen sowie Analysen der Auswirkungen verschiedener Ausgestaltungen ordnungspolitischer Instrumente und des Marktdesigns.

Durch systematische Entwicklung von konsistenten Marktszenarien mit unterschiedlichen Prämissen-Sets lassen sich mittel- und langfristige Chancen und Risiken identifizieren. Dies ermöglicht Rückschlüsse z.B. auf die zukünftige Wettbewerbssituation und damit die Entwicklung und Bewertung robuster Unternehmensstrategien auf dem Erzeugungs- und Beschaffungsmarkt, wie auch eine Analyse der Robustheit ordnungspolitischer Instrumente oder der Untersuchung der Erforderlichkeit des Netzausbaus.

Abbildung A 2: Zentrale Ergebnisse von BET-EuroMod



Quelle: BET

Zentrale Eckdaten des Marktmodells

BET-EuroMod ist ein von der BET entwickeltes fundamentales Marktmodell zur Analyse des europäischen Strommarktes und der langfristigen Entwicklung des Energiesystems in Europa. BET-EuroMod bildet die strukturellen und technischen Eigenschaften der zentralen Bestandteile des Energiesystems (konventionelle Erzeugungsanlagen, erneuerbare Energien, Speicher, Netzinfrastruktur,...) im Detail ab und modelliert auf dieser Basis die Marktmechanismen im liberalisierten europäischen Binnenmarkt für Strom. BET-EuroMod ist ein Modell, das zunächst den Kraftwerkspark kostenoptimal ausbaut (Investitionen/ Desinvestitionen) und den optimalen Kraftwerkeinsatz bestimmt.

BET-EuroMod modelliert den Strommarkt in Zentraleuropa. Die wesentlichen im Modell abgebildeten Regionen sind Deutschland, Schweden, Norwegen, Dänemark, Niederlande, Großbritannien, Belgien, Frankreich, Schweiz, Italien, Österreich, Tschechien und Polen. Darüber hinaus ist optional die Berücksichtigung weiterer Modellregionen möglich. Angrenzende Regionen finden als Satellitenregionen im Modell Berücksichtigung.

Der zeitliche Horizont der Modellrechnungen ist in Abhängigkeit vom betrachteten Energiemarktszenario variierbar. Im BET Szenario wird standardmäßig der Zeitraum von 2016-2050 für ausgewählte Stützjahre in stundenscharfer Auflösung modelliert.

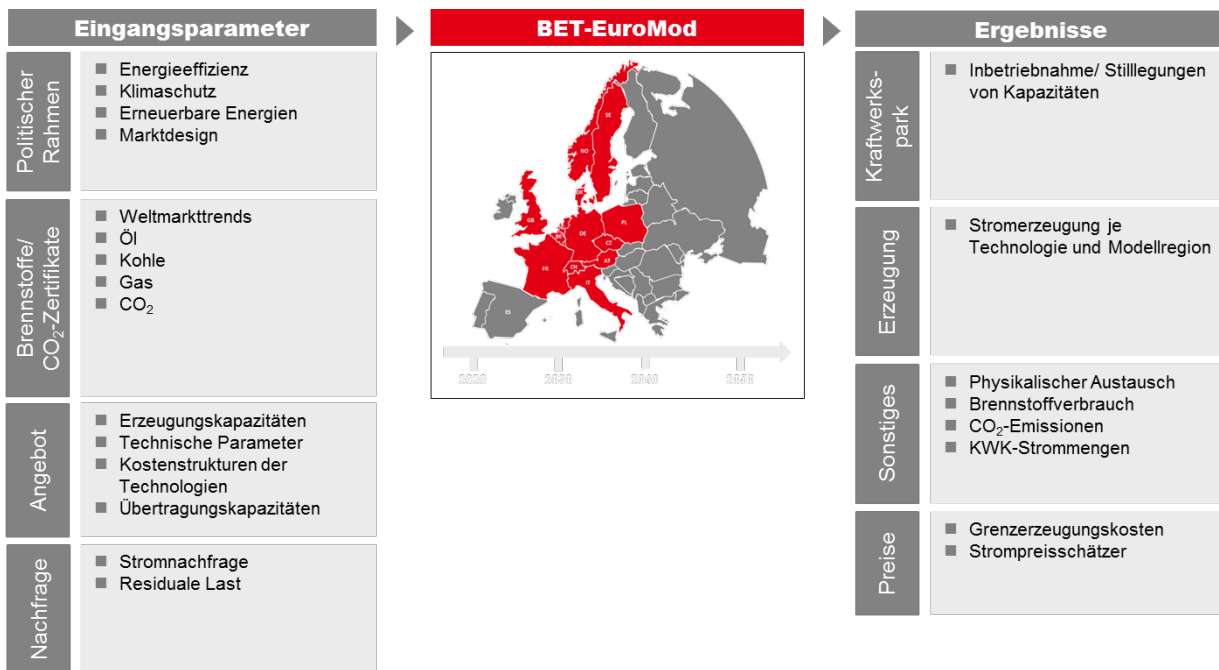
Die Modellierung der verschiedenen Modellregionen erfolgt simultan, so dass sowohl Kraftwerksinvestitions- wie auch Kraftwerkseinsatzentscheidungen unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten sowie der Zusammensetzung und Kostenstruktur des europäischen Kraftwerksparks getroffen werden. Die Optimierung der grenzüberschreitenden Stromflüsse erfolgt somit unter Berücksichtigung der Marktkopplung im europäischen Strombinnenmarkt. Der Stromaustausch stellt damit das Handelsergebnis dar, das vom physikalischen Stromaustausch abweichen kann.

Kraftwerke in Deutschland können blockscharf abgebildet werden. Die Modellierung der Kraftwerksblöcke in benachbarten Marktgebieten erfolgt hingegen auf Basis von Kraftwerksklassen, die in Abhängigkeit von der Altersstruktur, Blockgröße und Technologie einzelner Kraftwerksblöcke zu sogenannten „Vintageklassen“ zusammengefasst werden. Für Kraftwerksblöcke in Deutschland wie auch Kraftwerksklassen in benachbarten Marktgebieten werden Brennstoffkosten in Abhängigkeit von (unter anderem) Transportkosten und technischen Wirkungsgraden detailliert bestimmt. Darüber hinaus können ggf. diverse Restriktionen einzelner Kraftwerksblöcke wie z.B. jährliche Revisionsplanung, stündlicher Wärmebedarf/ Prozessdampfanforderungen für KWK-Kraftwerke berücksichtigt werden.

Die Modellierung der Einspeisung Erneuerbarer Energien erfolgt auf Grundlage von konsistenten technologiespezifischen Einspeiseganglinien, die in Abhängigkeit vom Ausbau der Erneuerbaren Energien, deren räumlicher Allokation (Regionalisierung) sowie der technologischen Weiterentwicklung von Erzeugungsanlagen für verschiedener Wetterjahre (1990-2014) differenziert werden können. Die Nachfrageseite inklusive typischen jahreszeitlichen, wöchentlichen und täglichen Zyklen wird auf Basis von historischen Nachfrageprofilen determiniert. Falls gewünscht, kann eine Flexibilisierung der Nachfrage über Demand-Side-Management (Lastverschiebung bzw. Lastverzicht) im Modell berücksichtigt werden. Der Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken ist durch natürliche Zuflüsse, maximal und minimal zulässige Speicherstände sowie ggf. Speichernutzungsgrade bestimmt.

BET-EuroMod ermöglicht die Berücksichtigung regulatorischer Rahmenbedingungen und somit die Analyse verschiedener ordnungspolitischer Instrumente wie Kapazitätsmechanismen (umfassend, selektiv,...) oder Klimaschutzinstrumente („Klimabeitrag“).

Abbildung A 3: Zentrale Eingangsgrößen und Ergebnisse von BET-EuroMod



Quelle: BET

Die Eingangsparameter werden laufend an aktuelle Marktentwicklungen angepasst sowie mit gegenwärtigen europäischen bzw. nationalen politischen und regulatorischen Zielen in Einklang gebracht (Abbildung A 3).

Integraler Bestandteil von BET-EuroMod sind verschiedenste Marktkenngrößen der jeweiligen Modellregionen in stündlicher Auflösung. Als zentrale Ergebnisse liefert BET-EuroMod neben der Entwicklung der Installierten Leistung in Europa und der damit verbundenen Kraftwerksinvestitions- und Desinvestitionsentscheidungen folgende Kenngrößen in stündlicher Auflösung (Abbildung A 2 und Abbildung A 3):

- Kraftwerkseinsatz im europäischen Stromsystem sowie die Einspeisung regenerativer Energien, Speicher und Pumpspeicher
- Grenzüberschreitende Stromflüsse zwischen den Modellregionen
- Erlöse einzelner Erzeugungsanlagen
- Zukünftige Großhandelspreise für jedes Marktgebiet
- CO₂ –Emissionen im europäischen Stromsystem

Darüber hinaus lassen sich weitere Ergebnisse wie z.B. Strompreise, Treibhausgasemissionen, Primärenergieverbrauch, Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und Erzeugungsüberschüsse Erneuerbarer Energien, KWK-Stromerzeugung und Zielerreichung aus den Resultaten berechnen.

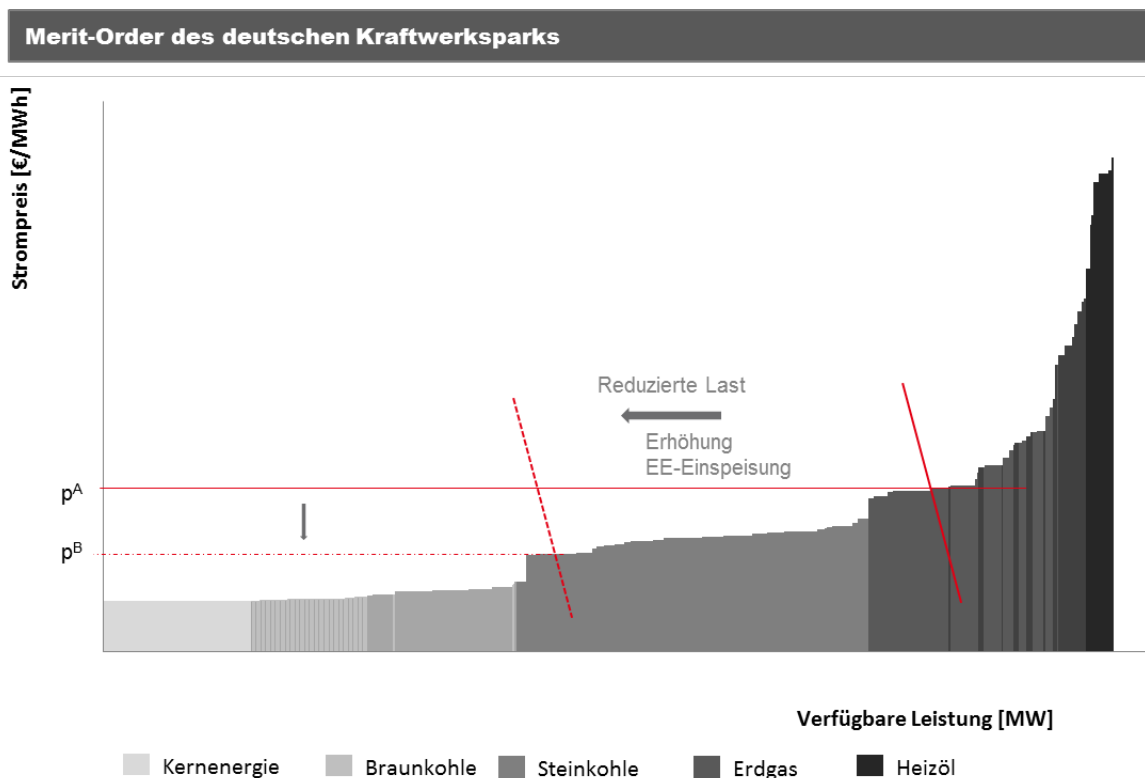
Funktionsweise des Marktmodells

In wettbewerblich organisierten Strommärkten erfolgen kurzfristige Einsatz-, wie auch langfristige Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen dezentral, getrieben durch die individuelle Gewinnmaximierungsabsicht der Marktteilnehmer. Neben den Preissignalen auf den gekoppelten europäischen Märkten wirken sich weitere, nationale Mechanismen (Förderregime für EE, Kapazitätsmechanismen) wie auch Märkte für Systemdienstleistungen auf den kurzfristigen Einsatz, Investitionen sowie Stilllegungen von Erzeugungsanlagen aus. Unter der Prämisse eines wettbewerbsintensiven „vollkommenen Marktes“ ohne jegliche Möglichkeit eines strategischen Verhaltens der einzelnen Marktteilnehmer stimmt das Marktergebnis (Preis, Kraftwerkseinsatz) einer volkswirtschaftlich kostenminimalen Deckung des Strombedarfes mit dem Marktergebnis eines dezentral durch die individuelle Gewinnmaximierungsabsicht der Marktteilnehmer getriebenen Angebots- und Nachfrageverhaltens überein.

Zentrale Prämisse im Rahmen der Modellierung des europäischen Strommarktes ist, dass alle Kraftwerke kostenorientiert anbieten und entsprechend ihrer Position in der Merit-Order eingesetzt werden: Die Nachfragedeckung erfolgt durch die jeweiligen Kraftwerke mit den geringsten Erzeugungskosten. Das günstigste, verfügbare, nicht eingesetzte Kraftwerk (sog. extramarginales Kraftwerk) bestimmt unter diesen Annahmen den Preis auf dem Großhandelsmarkt für Strom (kurzfristige Grenzkostenpreissetzung). Bei vollkommenem Wettbewerb erzeugen die Kraftwerksbetreiber auf dem "day ahead"-Markt, also genau dann, wenn die variablen Kosten ihres Kraftwerks unterhalb des (erwarteten) Strompreises in der jeweiligen Betrachtungsperiode liegen. In diesem Fall können sie einen kurzfristigen Deckungsbeitrag erzielen. Die variablen Kosten der Kraftwerke werden durch den Brennstoffpreis unter Berücksichtigung der Kosten für CO₂-Zertifikate frei Kraftwerk, sonstige variable Erzeugungskosten und den Wirkungsgrad der Kraftwerke determiniert.

In vereinfachter Form wird dieses durch das so genannte 'Merit-Order'-Modell abgebildet (Abbildung A 4):

Abbildung A 4: Einfaches "merit order"-Modell



Quelle: BET

Das von BET eingesetzte Modell *BET-EuroMod* ist ein Modell, das grundsätzlich über einen langen Zeitraum hinweg zunächst den Kraftwerkspark kostenoptimal ausbaut, dann den optimalen Kraftwerkseinsatz bestimmt. Die Investitions- und Desinvestitionsmöglichkeiten sind optional, alternativ kann auch mit einem vorgegebenen Kraftwerkspark gerechnet werden. *BET-EuroMod* bestimmt den blockscharfen Kraftwerkseinsatz der konventionellen Erzeugungsanlagen und Speicher im stündlichen Zeitraster unter detaillierter Berücksichtigung von technischen und ökonomischen Parametern und Restriktionen. Der Einsatz der konventionellen, regenerativen Erzeugungsanlagen und Speicher bzw., Pumpspeicher sowie der grenzüberschreitende Stromaustausch wird für 8.760 Stunden simultan auf Europäischer Ebene unter Berücksichtigung der Kosten der Stromerzeugung, sowie technischer und betriebswirtschaftlicher Restriktionen und weiterer Parameter bestimmt. Zwischen den Modellregionen werden die maximalen Stromflüsse auf die verfügbaren Transportkapazitäten begrenzt.

Die Modellierung von KWK-Anlagen erfolgt in Abhängigkeit vom jeweiligen Prozesstyp (GT, Gegen-druck-, Entnahme-Kondensationsturbine) wärme- bzw. stromgeführt. Die Anforderungen an KWK-Anlagen werden im Rahmen der Modellierung durch Berücksichtigung von stündlichen blockscharfen Wärmelastprofilen integriert, die durch die individuellen KWK-Anlagen zu decken sind. Die Berücksichtigung von Ersatzkesseln oder Wärmespeichern ermöglicht ggfs. die Wärmelast zu decken, ohne die jeweilige KWK-Anlage zu betreiben.

Das Modell kann wahlweise als Gemischt-Ganzzahliges (MIP) oder lineares Optimierungsproblem (LP) formuliert werden. Zentrale Ergebnisse (z.B. Stromerzeugung, Strompreise, Stromerzeugungskosten, Austausch zwischen den Modellregionen, Brennstoff und CO₂-Verbräuche) liegen in stundenscharfer Auflösung vor. Für die Optimierung des resultierenden Optimierungsproblems wird ein Jahr in Zeitscheiben unterteilt. Die Anzahl der Zeitscheiben kann individuell bestimmt werden und richtet sich in der Regel nach der Komplexität des Modells (Anzahl Blöcke, MIP oder LP).

Zusammenfassung

"Quid sit futurum cras, fuge quaerere!" (Forsche nicht, was die Zukunft bringt) lehrte der römische Dichter und Denker Horaz. Viele Akteure des Energiemarktes sehen sich dennoch in der Situation, eben dies tun zu müssen und ihre Entscheidungen, die die Zukunft betreffen, auf ein optimales Fundament zu stellen. Fundamentale Modelle sind in der Lage, Wirkzusammenhänge zwischen den unterschiedlichen Einflussfaktoren (Eingangsparameter) und dem Kraftwerkspark der Zukunft und den hieraus resultierenden Grenzkosten für elektrische Energie zu beschreiben und zu untersuchen. Dies liefert in vielen Bereichen wichtige quantitative Aussagen in einem langen Betrachtungshorizont.

BET verfügt über ein langfristiges Strommarktmodell, das die acht wesentlichen europäischen Staaten bezüglich des Energiemarktes umfasst. Ferner werden bei BET die notwendigen umfangreichen Eingangsdaten gepflegt und eingeschätzt.

Auf dieser Basis sind fundamentale Aussagen über die Entwicklung des Kraftwerksparks der Zukunft, über die aus der Stromerzeugung resultierenden CO₂-Emissionen, über die Grenzkosten der Stromerzeugung, über den Austausch zwischen den betrachteten Staaten und über diverse weitere Aspekte des Europäischen Strommarktes möglich. Sofern das Projekt dies erfordert, kann das Modell darüber hinaus in einem zweiten Schritt den Kraftwerkseinsatz mit höherer Präzision optimieren, um zusätzliche Aussagen zu generieren.

Anhang 2: Rechtswissenschaftliche Stellungnahme - Ausgestaltungsmöglichkeiten einer Besteuerung von Brennstoffen zur Stromerzeugung

Inhaltsverzeichnis zum Anhang

1	Einleitung.....	134
2	Die derzeitige Rechtslage	135
2.1	Die Besteuerung von Heizstoffen bei Verwendung zu Zwecken der Stromerzeugung.....	135
2.2	Die Besteuerung des Stromverbrauchs.....	136
3	Finanzverfassungsrechtliche Grundlagen der Energie- und Strombesteuerung	137
3.1	Energie- und Stromsteuer als „Verbrauchssteuern“	137
3.2	Verfolgung außerfiskalischer Lenkungsziele.....	139
3.3	Steuerhöhe und Ausgestaltungsanforderungen	139
4	Zulässigkeit einer Besteuerung sowohl des Energieträgereinsatzes als auch des Endprodukts Strom	140
4.1	EU-rechtliche Zulässigkeit.....	141
4.2	Verfassungsrechtliche Zulässigkeit	142
4.2.1	Wirkungen gegenüber den stromerzeugenden Unternehmen	142
4.2.2	Wirkungen gegenüber den Stromverbrauchern	146
4.3	Konsequenzen	147
4.4	Ergänzende Hinweise.....	147
5	Spielräume für eine klimapolitische Ausgestaltung der Energiesteuer auf die Verwendung von Heizstoffen zur Stromerzeugung	148
5.1	Bemessungsweise und Höhe der Steuer.....	148
5.2	Ausrichtung auf einzelne Kraftwerke / Kraftwerksarten	150
6	Ergebnisse	150
7	Quellenverzeichnis.....	151

1 Einleitung

Als eine der Instrumentenoptionen, mit denen auf die Verhältnisse am Strommarkt steuernd Einfluss genommen werden kann, um die Dekarbonisierung der Stromversorgung voranzutreiben oder zu unterstützen, bietet sich die Erhebung der Energiesteuer auch auf Energierohstoffe an, die zur Stromerzeugung verwendet werden.

Nach dem gegenwärtigen deutschen Recht werden mit der Energiesteuer belegte energetische Rohstoffe (Kohle, Öl, Gas verschiedener Art) im Regelfall nicht besteuert, wenn sie für Zwecke der Stromerzeugung verwendet werden. Allerdings wird seit der Einführung der Stromsteuer im Jahr 1999 das produzierte Endprodukt Strom der Stromsteuer unterworfen.

Damit entsprechen die deutsche Vorschriften des Energiesteuergesetzes (EnergieStG)⁸⁷ und des Stromsteuergesetzes (StromStG)⁸⁸ den strukturellen Vorgaben der Energiesteuer-Richtlinie 2003/96/EG (EnergieSt-RL).⁸⁹ Diese lassen sich neben der im Vordergrund stehenden Festlegung von Mindeststeuersätzen für die einzelnen Energieträger (vgl. Anhang I der RL) auch teilweise ins Einzelne gehende Vorschriften über Pflichten, Ausnahmen und Gestaltungsspielräume der Mitgliedstaaten im Umgang mit bestimmten Verwendungen der erfassten Energieträger entnehmen. Dazu gehört unter anderem auch die Bestimmung des Art. 14 Abs. 1 EnergieStG, die den Mitgliedstaaten u.a. abweichend von dem vorgesehenen Regelfall der Nichtbesteuerung gestattet, „aus umweltpolitischen Gründen“ auch zu Zwecken der Stromerzeugung verwendete Energieträger einer Besteuerung zu unterwerfen.⁹⁰

Vor diesem Hintergrund ist für das deutsche Recht zu klären, ob auch das hiesige Finanzverfassungsrecht einer derartigen Ausnahme zugänglich ist und welche konkreten Ausgestaltungsspielräume damit EU- und verfassungsrechtlich ggf. eröffnet werden. Insbesondere interessiert dabei,

- ▶ ob es verfassungs- oder europarechtlich bedenklich ist, sowohl eine Besteuerung der Brennstoffe innerhalb der Energiesteuer als auch nachfolgend eine Besteuerung des Endprodukts durch die Stromsteuer vorzusehen („Input-Output-Besteuerung“),
- ▶ ob und inwieweit die Energiesteuer unter der Zielrichtung des Klimaschutzes ggf. selektiv ausgestaltet werden kann, d.h. welche Spielräume es gibt, um mit den Steuersätzen gezielt bestimmte besonders problematische Arten von Brennstoffen zu adressieren oder sogar auf bestimmte einzelne Anlagen gerichtete Regelungen aufzustellen.

Diesen Fragen soll im Folgenden nachgegangen werden. Die Darstellung beginnt mit einer zusammenfassenden Wiedergabe des Inhalts der maßgebenden Vorschriften des deutschen und des EU-Rechts (Kap. 2). Anschließend werden die finanzverfassungsrechtlichen Grundlagen der Besteuerung von primären Energieträgern und von Strom dargestellt (Kap. 3), bevor auf dieser Erkenntnisgrundlage die beiden Kernfragen erörtert werden (Kap. 4 und 5).

⁸⁷ Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 239 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.

⁸⁸ Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 242 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.

⁸⁹ Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom, ABl. EU L 283 S. 51; zuletzt geändert durch ÄndRL 2004/75/EG vom 29. 4. 2004, ABl. EU L 157 S. 100, ber. ABl. EU L 195 S. 31.

⁹⁰ „Umweltpolitische Gründe“ sind herbei nicht nur auf Klimaschutzgründe zu reduzieren. Beispielsweise kommen auch Gründe des Ressourcenschutzes oder des Immissionsschutzes in Betracht.

2 Die derzeitige Rechtslage

2.1 Die Besteuerung von Heizstoffen bei Verwendung zu Zwecken der Stromerzeugung

Eine Besteuerung von Primärenergie existierte in Deutschland über lange Zeit in Gestalt der Mineralölsteuer. Das frühere Mineralölsteuergesetz⁹¹ wurde im Jahr 2006 unter veränderter Begrifflichkeit in das Energiesteuergesetz überführt.

Während das Mineralölsteuergesetz ausschließlich die Besteuerung flüssiger und gasförmiger Energieprodukte vorsah, erstreckt sich der gegenständliche Anwendungsbereich des EnergieStG mittlerweile auch auf den festen Brennstoff Kohle. Hintergrund dessen ist, dass die 2003 ergangene EnergieSt-RL der EU einen Mindeststeuersatz auch für Kohle festlegt, so dass die frühere Rechtslage in Deutschland nicht aufrechterhalten werden konnte. Feste Brennstoffe aus Biomasse unterliegen nach wie vor nicht der Energiesteuer.

Das EnergieStG unterscheidet vom Steuertarif her grundlegend zwischen einem auf die Verwendung zum Antrieb von Kraftfahrzeugen und Maschinen zugeschnittenen allgemeinen Tarif (vgl. § 2 Abs. 1 EnergieStG) und einem insbesondere für Zwecke des „Verheizens“ geltenden ermäßigten Tarif (vgl. § 2 Abs. 3 EnergieStG).⁹² Begrifflich ergibt sich daraus die Unterscheidung zwischen einer Verwendung als „Kraftstoff“ und als „Heizstoff“ (vgl. § 1 Abs. 3 Nr. 1 und 2 EnergieStG). Von einem „Verheizen“ geht das Gesetz bei einem „Verbrennen von Energieerzeugnissen zur Erzeugung von Wärme“ aus (§ 1a Nr. 12 EnergieStG). Der Begriff erstreckt sich damit auch auf die Wärmeerzeugung zum Zwecke der nachfolgenden Umwandlung in Strom. Den unspezifischen allgemeineren Begriff „Brennstoff“ verwendet das EnergieStG zur rechtlichen Einordnung nicht.

Der Steuertarif für die Verwendung als Heizstoff liegt wesentlich niedriger als für die Verwendung als Kraftstoff. Deutlich wird das insbesondere bei einem Vergleich der Steuertarife für auch als Dieselmotorkraftstoff nutzbares extraleichtes Heizöl (Gasöl). Der für Zwecke der Verwendung als Kraftstoff geltende Steuertarif liegt hier rund achtmal so hoch wie für die Verwendung als Heizstoff (vgl. einerseits § 2 Abs. 1 Nr. 4 und andererseits § 2 Abs. 3 Nr. 1 EnergieStG) – wobei darauf hinzuweisen ist, dass der Vergleich ungenau ist, weil der zulässige Schwefelgehalt nicht der gleiche ist.

Speziell im Hinblick auf die Kohlebesteuerung gibt es nur einen allgemeinen Tarif für die Verwendung von Kohle, der bei nur 0,33 €/GJ liegt (§ 2 Abs. 1 Nr. 9 EnergieStG) liegt. Anders als bei Öl- und Gasbrennstoffen wird hier nicht zwischen jeweils eigenen Steuertarifen für die Verwendung als Kraftstoff und als Heizstoff unterschieden, da Kohle ohnehin nur in der Funktion als Heizstoff verwendet wird. Dabei wird auch nicht zwischen verschiedenen Kohlearten (z.B. zwischen Braun- und Steinkohle, dem Kohlenstoff- oder dem Schwefelgehalt) differenziert.

Demgegenüber liegt der Tarif für die Verwendung von Erdgas als Heizstoff gemäß § 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG bei 5,50 €/MWh (während der allgemeine Ausgangstarif bei 31,80 €/MWh liegt). Der Steuersatz für Erdgas als Heizstoff entspricht dem Äquivalent eines Steuersatzes von 1,527 €/GJ. Er liegt somit bezogen auf den jeweiligen Energiegehalt bei dem rund 4,6-fachen des Satzes für Kohle.

Die EnergieSt-RL legt den Mindeststeuersatz für zum Verheizen verwendetes Erdgas für betriebliche Verwendungen auf 0,15 €/GJ und für nichtbetriebliche (private) Verwendungen auf 0,3 €/GJ fest (vgl. Anhang I Tabelle C EnergieSt-RL). Der deutsche Steuersatz liegt also bei dem rund 10-fachen des

⁹¹ Letzte Fassung: Mineralölsteuergesetz vom 21. Dezember 1992 (BGBl. I S. 2150), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2004 (BGBl. I S. 3702).

⁹² Für weitere Differenzierungen siehe auch § 2 Abs. 2 sowie § 3 EnergieStG.

Mindeststeuersatzes für betriebliche bzw. des 5-fachen der Mindeststeuersatzes für nichtbetriebliche Verwendungen. Für die übrigen Heizstoffe mit Ausnahme der Kohle liegt der Abstand zum Mindersteuersatz in der gleichen Größenordnung. Demgegenüber entspricht der deutsche Steuersatz für Kohle fast genau dem EU-rechtlich geforderten Mindeststeuersatz, der nach Anhang I Tabelle C EnergieSt-RL für private Verwendungszwecke vorgesehen ist (ebenfalls 0,30 €/GJ). Demnach ergibt sich im deutschen Recht eine die Kohle erheblich privilegierende Bewertungsdiskrepanz im Vergleich zum Umgang mit anderen Heizstoffen.

Die Verwendung von Kohle zur Stromerzeugung ist von vornherein nicht der Energiesteuer unterworfen, während es im Falle der Verwendung von anderen Energieträgern (z.B. Erdgas) auf Antrag zu einer nachträglichen Steuerentlastung kommt:

- ▶ Aus § 37 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EnergieStG („Steuerbefreiung“) ergibt sich, dass die Verwendung von Kohle zum Zwecke der Stromerzeugung von der Besteuerung befreit ist. Gemäß Satz 2 der Bestimmung gilt das allerdings nur bei Anlagen mit einer Nennleistung von mehr als zwei Megawatt. Nach Satz 3 der Regelung erstreckt sich die Befreiung im Falle der KWK nur auf den Stromanteil.
- ▶ Gemäß § 53 Abs. 1 EnergieStG wird für die Verwendung von (sonstigen) Energieerzeugnissen zur Stromerzeugung in ortsfesten Anlagen auf Antrag eine Steuerentlastung gewährt – auch dies nur bei Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als zwei Megawatt. Auch hier gilt, dass sich die Entlastung im Falle von KWK-Nutzungen nur auf den Stromanteil erstreckt.

Steuertechnisch unterscheidet sich die „Entlastung“ nach § 53 EnergieStG von der „Befreiung“ im Sinne von § 37 EnergieStG dadurch, dass die eingesetzten Stoffe hier zunächst steuerpflichtig erworben wurden und es dann auf Antrag auf Grundlage von Nachweisen zu einer nachträglichen Gewähr der Entlastung kommt, während die Steuer im Falle einer Befreiung erst gar nicht erhoben wird.

Der Verzicht auf die Erhebung der Energiesteuer bei einem Einsatz der Energieerzeugnisse für Zwecke der Stromerzeugung entspricht dem in der EnergieSt-RL festgelegten Grundsatz. Grundlage dessen ist Art. 14 Abs. 1 Buchstabe a) EnergieSt-RL:

„(1) Über die allgemeinen Vorschriften [...] hinaus [...] befreien die Mitgliedstaaten unter den Voraussetzungen, die sie zur Sicherstellung der korrekten und einfachen Anwendung solcher Befreiungen und zur Verhinderung von Steuerhinterziehung und -vermeidung oder Missbrauch festlegen, die nachstehenden Erzeugnisse von der Steuer:

- a) bei der Stromerzeugung verwendete Energieerzeugnisse bzw. verwendeter elektrischer Strom sowie elektrischer Strom, der zur Aufrechterhaltung der Fähigkeit, elektrischen Strom zu erzeugen, verwendet wird. Es steht den Mitgliedstaaten allerdings frei, diese Erzeugnisse aus umweltpolitischen Gründen zu besteuern, ohne die in der Richtlinie vorgesehenen Mindeststeuerbeträge einhalten zu müssen. In diesem Fall wird die Besteuerung dieser Erzeugnisse in Bezug auf die Einhaltung der Mindeststeuerbeträge für elektrischen Strom im Sinne von Artikel 10 nicht berücksichtigt;“

Von der im zweiten Satz von Buchstabe a) eröffneten Möglichkeit, zur Erzeugung von Strom verwendete Energieträger abweichend vom Regelfall aus umweltpolitischen Gründen mit der Energiesteuer zu belegen, macht das deutsche Energiesteuerrecht keinen Gebrauch.

2.2 Die Besteuerung des Stromverbrauchs

Die Besteuerung des Verbrauchs von Strom wurde in Deutschland im Rahmen der 1998 initiierten sog. ökologischen Steuerreform eingeführt. Das StromStG wurde zwischenzeitlich an die Erfordernisse der EnergieSt-RL angepasst, in der (im EU-Recht erstmals) ein Mindeststeuersatz auch für Strom festgelegt wird (vgl. wiederum Anhang I Tabelle C EnergieSt-RL).

Die Stromsteuer wird nicht systematisch danach differenziert, aus welcher Quelle der Strom jeweils stammt. § 3 *StromStG sieht vielmehr ungeachtet der Einsatzstoffe einen einheitlichen (Basis-) Steuertarif in Höhe von 20,50 €/MWh vor. Der in der EnergieSt-RL festgelegte Mindeststeuersatz für Strom liegt für den Fall der Verwendung im betrieblichen Bereich bei 0,5 €/MWh, für den Fall der nichtbetrieblichen Verwendung bei 1,0 €/MWh. Hier wird im deutschen Recht also der mehr als 20-fache Betrag des Mindeststeuersatzes bei nichtbetrieblicher bzw. der mehr als 40-fache Betrag des Mindeststeuersatzes bei betrieblicher Verwendung festgelegt. Etwas relativiert wird dieses Ergebnis speziell hinsichtlich der betrieblichen Verwendungen allerdings dadurch, dass das deutsche StromStG für verschiedenen Fallgestaltungen unter unterschiedlichen Voraussetzungen differenzierende Privilegierungen für betriebliche Verwendungen vorsieht (vgl. §§ 9a, 9b und 10 StromStG).

Im Vergleich zur Besteuerung von Heizstoffen lässt sich der auf den Energiegehalt bezogen wesentlich höhere Steuertarif für Strom zumindest teilweise dadurch erklären, dass Strom jedenfalls bei dem Einsatz konventioneller (fossiler oder atomarer) Energieträger unter erheblichen Umwandlungsverlusten hergestellt wird. Hinzu kommt, dass die Stromsteuer von Anfang an auch als Steuer mit ausgeprägten umweltpolitischen Lenkungszielen konzipiert war. Sie wurde in der Gesetzesbegründung ausdrücklich auf die „Grundphilosophie der ökologischen Steuerreform“ gestützt, „den Energieverbrauch zu verteuern und im Gegenzug den Faktor Arbeit zu entlasten“.⁹³ Im Unterschied dazu spielen bei der aus der Mineralölsteuertradition fortentwickelten Energiesteuer, deren dominierender Zweck nach wie vor in der Gewinnung staatlicher Einnahmen liegt, ökologische Lenkungsziele nur eine Nebenrolle – wie schon darin zum Ausdruck kommt, dass die damalige Mineralölsteuer im Zuge der ökologischen Steuerreform nur durch einen zwar nicht unerheblichen, im Verhältnis zur Basissteuer aber doch relativ geringen Zusatzbetrag ergänzt wurde.⁹⁴

3 Finanzverfassungsrechtliche Grundlagen der Energie- und Strombesteuerung

3.1 Energie- und Stromsteuer als „Verbrauchssteuern“

Die *Steuer* gilt als das klassische Mittel zur Finanzierung der staatlichen Haushalte. Das Grundgesetz definiert den Steuerbegriff allerdings nicht, sondern setzt ihn voraus. Es knüpft insoweit an den hergebrachten, auch in der Abgabenordnung (AO) gebrauchten Steuerbegriff an.⁹⁵ Danach sind Steuern „Geldleistungen, die nicht eine Gegenleistung darstellen und von einem öffentlich-rechtlichen Gemeinwesen zur Erzielung von Einnahmen allen auferlegt werden, bei denen der Tatbestand zutrifft, an den das Gesetz die Leistungspflicht knüpft; die Erzielung von Einnahmen kann Nebenzweck sein“ (§ 3 Abs. 1 AO). Wesentliches Definitionsmerkmal der Steuern ist demnach, dass sie der Deckung des allgemeinen Finanzbedarfs des Gemeinwesens dienen. Sie sollen nach dem Grundgesetz das Regelinstrument zur Finanzierung des Gemeinwesens darstellen, weshalb auch häufig von der Bundesrepublik Deutschland als einem „Steuerstaat“ gesprochen wird.⁹⁶

⁹³ BT-Drs. 14/40, S. 9.

⁹⁴ Die Erhöhung betrug für die Mineralölsteuer auf Kraftstoffe im ersten Schritt 6 Pfennig und auf Heizöl 4 Pfennig pro Liter, beim Erdgas 0,32 Pfennig pro kWh, vgl. BT-Drs. 14/40, S. 6. Siehe zum Ganzen die differenzierte Gegenüberstellung der jeweiligen Anteile und Steuersätze auf der Homepage des Forums Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) auf <http://www.foes.de/themen/oekologische-steuerreform-1999-2003/> (Zugriff 13.11.2015).

⁹⁵ Instruktiv zum verfassungsrechtlichen Steuerbegriff Heintzen, in: v. Münch/Kunig, GG, Bd. 2 Art. 105 Rdnr. 2 ff.; Vogel/Walter, in: BK-GG, Vorbem. Art. 104a – 115 (Stand: 2009 / Kommentierung 1997), Rdnr. 373 ff., 394 m.w.N.

⁹⁶ Vgl. BVerfGE 93, 319, 342; BVerfGE 91, 186, 201; BVerfGE 82, 159, 178; BVerfGE 78, 249, 266f.

Nach der herrschenden Auffassung in der Rechtslehre verfügt der Bund nicht über ein „Steuererfindungsrecht“ (häufig auch „Steuerfindungsrecht“ bezeichnet).⁹⁷ Präziser müsste man an sich von einem „Steuerarten-Erfindungsrecht“ sprechen, weil es nicht um das Verbot der Erhebung neuer einzelner *konkreter* Steuern geht, sondern um ein Verbot, eine Steuer zu schaffen, die sich ihrer *Art* nach der im Grundgesetz vorgegebenen Steuertypologie entzieht.⁹⁸

Die Energiesteuer und die Stromsteuer sind dem klassischen Typus der „Verbrauchssteuern“ zuzuordnen.⁹⁹ Als solche sind sie verfassungsrechtlich abgesichert; die Einnahmen stehen gemäß Art. 106 Abs. 1 Nr. 2 GG dem Bund zu.

Unter einer *Verbrauchssteuer* versteht das Bundesverfassungsgericht eine Steuer, die auf den Verbrauch von konsumierbaren Gütern erhoben wird.¹⁰⁰ Verbrauchssteuern sind typischerweise „Warensteuern, die den Verbrauch vertretbarer, regelmäßig zum baldigen Verzehr oder kurzfristigen Verbrauch bestimmter Güter des ständigen Bedarfs belasten“.¹⁰¹ Sie zielen damit auf den konsumtiven Verbrauch als Indikator für die Zahlungsfähigkeit der (End-)Verbraucher.¹⁰² Zu den charakteristischen Merkmalen der heute vorzufindenden Verbrauchssteuern gehört, dass sie in der Regel bei demjenigen Unternehmer erhoben werden, der das Verbrauchsgut für die allgemeine Nachfrage anbietet, aber auf Überwälzung auf den Letztverbraucher angelegt sind.¹⁰³

So liegt es bei der Energiesteuer, die bei den Herstellern bzw. Importeuren der Brennstoffe zwar eingezogen, von diesen aber an die Endverbraucher abgewälzt wird. Das Gleiche gilt für die Stromsteuer. Die beiden Steuern sind von ihrer Funktionsweise her darauf angelegt, dass die Belastung an die Verbraucher abgewälzt wird. Die entstehende finanzielle Belastung trifft deshalb nicht die gegenüber dem Staat zahlungspflichtigen Personen der Steuerschuldner, sondern die das jeweilige Produkt konsumierenden Endverbraucher. Für die Steuerschuldner stellt die Steuer jedenfalls im Idealtypus der Verbrauchssteuer nur einen durchlaufenden Posten dar. Die Steuer wird nur aus rechtstechnischen Gründen bei ihnen erhoben, nicht weil die Steuer materiell von ihnen getragen werden soll. Strittig ist, ob eine Verbrauchssteuer auch in einer Ausgestaltung zulässig wäre, nach der die Steuer nicht auf Überwälzbarkeit angelegt ist, sondern direkt beim Endverbraucher erhoben wird.¹⁰⁴

Für ein derartiges Verständnis lässt jedenfalls das Bundesverfassungsgericht Raum, wenn es ausspricht, dass Verbrauchssteuern (lediglich) „in der Regel“ auf Überwälzung vom Steuerschuldner auf die Verbraucher angelegt sind.¹⁰⁵ Die Frage ist aktuell Gegenstand der Auseinandersetzung um die Verfassungsmäßigkeit der 2011 eingeführten Kernbrennstoffsteuer¹⁰⁶ und wurde deshalb dem

⁹⁷ Eingehend Seer, in: Tipke/Lang, Steuerrecht, § 2 Rdnr. 4 f. m.w.N.; Heintzen, in: v. Münch/Kunig, GG, Bd. 2 Art. 105 Rdnr. 46 f. m.w.N.; Pieroth, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 106 Rdnr. 2 m.w.N.; Maunz, in: Maunz/Dürig, GG, Art. 105 Rdnr. 46 f. sowie Art. 106 Rdnr. 20 m.w.N.; Kube, in: BeckOK GG, Art. 105 Rdnr. 42.

⁹⁸ In diesem Sinne ausdrücklich Maunz, in: Maunz/Dürig, GG, Art. 105 Rdnr. 46; ähnlich Kube, in: BeckOK GG, Art. 105 Rdnr. 42.

⁹⁹ Ausdrücklich für die frühere Mineralölsteuer und die Stromsteuer BVerfGE 110, 274 („Ökosteuer“), Ls. 1.

¹⁰⁰ BVerfGE 14, 76, 96; BVerfGE 27, 375, 384.

¹⁰¹ BVerfGE 98, 106, 123 (Kommunale Verpackungssteuern).

¹⁰² Jachmann, in: v. Mangoldt/Klein/Starck, GG III, Art. 105 Rdnr. 58 m.w.N.; vgl. auch BVerfG NJW 1984, 785, 786.

¹⁰³ Vgl. BVerfGE 98, 106, 123 f.; BVerfGE 110, 274, 294, Rdnr. 62 ff. („Ökosteuer“).

¹⁰⁴ Eingehend zum Ganzen Hidien, in: BK-GG, Art. 106 Rdnr. 1413 ff. m.w.N.; vgl. auch Heintzen, in: von Münch/ Kunig, GG, Bd. 2, Art. 105 Rdnr. 56 m.w.N.

¹⁰⁵ BVerfGE 98, 106, 124.

¹⁰⁶ Vgl. Kernbrennstoffsteuergesetz vom 8. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1804), das durch Artikel 240 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.

BVerfG zur Entscheidung vorgelegt.¹⁰⁷ Einige Finanzgerichte¹⁰⁸ (FG) – nicht alle¹⁰⁹ – stehen auf dem Standpunkt, da die Kernbrennstoffsteuer direkt bei den die Brennstoffe einsetzenden Unternehmen ansetze, sei sie nicht auf Überwälzung auf die Endverbraucher angelegt und daher keine zulässige Verbrauchsteuer.¹¹⁰ Einen zentralen Aspekt für die Einordnung als verfassungsrechtlich unzulässig bildet nach Ansicht des FG Hamburg der Umstand, dass es wegen der Beschränkung der Besteuerung auf nur einen von vielen konkurrierenden Energieträgern sowie wegen des Preisbildungsmechanismus‘ an der Strombörse („Merit Order“) angeblich praktisch nicht möglich sei, die Kernbrennstoffsteuer an die Stromverbraucher überzuwälzen.¹¹¹

3.2 Verfolgung außerfiskalischer Lenkungsziele

Nachdem lange Zeit weitgehend Unklarheit darüber herrschte, inwieweit der Gesetzgeber im Steuerrecht anderweitige Ziele als die Vereinnahmung von Geldmitteln für die Finanzierung des Gemeinwesens zum Tragen bringen kann, ist diese Frage seit einiger Zeit nicht mehr ernstlich strittig. Das Bundesverfassungsgericht erkennt in mittlerweile ständiger Rechtsprechung an, dass der steuerrechtliche Gesetzgeber grundsätzlich nicht gehindert ist, außerfiskalische Förderungs- und Lenkungsziele aus Gründen des Gemeinwohls zu verfolgen.¹¹² Das gilt sowohl für Differenzierungen hinsichtlich der Festsetzung von Steuertarifen als auch in Bezug auf die Festlegung von Verwendungszwecken. Unzulässig sind Zweckbindungen erst, wenn durch sie die Dispositionsfreiheit des Haushaltsgesetzgebers unvertretbar eingeengt wird.¹¹³

3.3 Steuerhöhe und Ausgestaltungsanforderungen

Bei der Auswahl des steuerpflichtigen Tatbestands, der inneren Differenzierung von Steuern, der angelegten Bemessungsmaßstäbe und der Festlegung der Steuerhöhe hat der Gesetzgeber grundsätzlich einen weitreichenden Entscheidungsspielraum.¹¹⁴ Gewisse Grenzen ergeben sich aus den Prinzipien der Besteuerung nach Leistungsfähigkeit sowie den Geboten der Belastungsgleichheit und der Folgerichtigkeit:

Im Hinblick auf die von einzelnen Steuern ausgehenden Belastungswirkungen für die Bürger und ihre Grundrechte muss die einzelne Steuer dadurch legitimiert sein, dass sie ein Verhalten besteuert, in welchem die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der belasteten Bürger zum Ausdruck kommt (z.B. in der Einkommens- oder Umsatzerzielung, im Verbrauch von Gütern, in der Anschaffung eines Grundstücks oder im Halten eines Kraftfahrzeugs).¹¹⁵ Daraus folgt, dass es dem Staat nicht gestattet

¹⁰⁷ FG Hamburg, Beschluss v. 29.01.2013 (4K 270/11), BeckRS 2013, 95378 (= EnWZ 2013, 422); vgl. auch schon FG Hamburg, ZUR 2012, 54;

¹⁰⁸ So FG Hamburg, ZUR 2012, 54; FG München, ZUR 2012, 555; vgl. BFH, DStRE 2012, 53.

¹⁰⁹ FG Baden-Württemberg, ZUR 2012, 252.

¹¹⁰ Eingehend zum Ganzen Wernsmann, NVwZ 2011, 1367 ff.; Martini, ZUR 2012, 219 f.; Bruch/Greve, BB 2012, 234 ff.; Drüen, ZfZ 2012, 309 ff..

¹¹¹ Vgl. FG Hamburg, Beschluss v. 29.01.2013 (4K 270/11), BeckRS 2013, 95378 (siehe dort unter II C. 9. und 10.). Zur fachlichen Seite vgl. einerseits Haucap, Eine ökonomische Analyse der Überwälzbarkeit der Kernbrennstoffsteuer, Düsseldorf Institut für Wettbewerbsökonomie 2012 (http://www.dice.hhu.de/fileadmin/redaktion/Fakultaeten/Wirtschaftswissenschaftliche_Fakultaet/DICE/Ordnungspolitische_Perspektiven/028_OP_Haucap.pdf), abgerufen am 14.11.2015; andererseits Gawel, Kernbrennstoffsteuer und Verbrauchsteuerbegriff, UFZ Discussion Papers, 14/2014 (https://www.ufz.de/export/data/global/59110_DP_14_2014_Gawel_Kernbrennstoffsteuer%20und%20Verbrauchsteuerbegriff.pdf) abgerufen am 14.11.2015.

¹¹² Eingehend BVerfGE 93, 121, 147; BVerfGE 99, 280, 296; BVerfGE 105, 73, 112; BVerfGE 116, 164, 182.

¹¹³ BVerfGE 110, 274, 294.

¹¹⁴ BVerfG, BVerfGE 107, 27, 46 f. (Doppelte Haushaltsführung).

¹¹⁵ Ausdrücklich für die direkten Steuern BVerfGE 99, 216, 232; ähnlich schon BVerfGE 89, 346, 355.

ist, Steuern von der Anlage her so auszugestalten, dass die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Belasteten überfordert wird (steuerliches Übermaßverbot) oder bei gleicher Leistungsfähigkeit wesentlich unterschiedliche Besteuerungsmaßstäbe angelegt werden (Gebot der Belastungsgleichheit).

Hiervon ausgehend, leitet das Bundesverfassungsgericht in ständiger Rechtsprechung aus dem im Gleichheitsgrundsatz (Art. 3 Abs. 1 GG) wurzelnden Prinzip der steuerlichen Belastungsgleichheit z.B. ab, dass die Besteuerung niedrigerer Einkommen im Vergleich zu höheren Einkommen dem Gerechtigkeitsgebot genügen muss,¹¹⁶ und dass Steuerpflichtige mit gleicher Leistungsfähigkeit grundsätzlich gleich hoch besteuert werden müssen.¹¹⁷

Grundentscheidungen zur Besteuerung müssen dabei folgerichtig umgesetzt werden (Gebot der Folgerichtigkeit). Das Gebot der Folgerichtigkeit fordert, den jeweiligen wirtschaftlichen Vorgang in der Bemessungsgrundlage sachgerecht aufzunehmen und realitätsgerecht abzubilden.¹¹⁸ Es verlangt damit nicht eine bestimmte Ausgestaltung im Detail, sondern die Anwendung sachgerechter, dem Belastungsgrund und dem Ziel der Belastungsgleichheit gerecht werdender Bemessungs- und Differenzierungsmaßstäbe. Bei alledem sind jedoch Ausnahmen nicht generell unzulässig, sondern durchaus möglich, sofern hierfür ein besonderer sachlicher Grund vorliegt, der in der gesetzgeberischen Entscheidung zum Ausdruck gebracht wird.¹¹⁹ Ein solcher Grund kann insbesondere in der Verfolgung umweltpolitischer Lenkungsziele liegen.

Darüber hinaus ist zu betonen, dass auch Typisierungen und Pauschalierungen möglich sind¹²⁰, die sich aber für sich genommen ebenfalls an dem Gebot der folgerichtigen Ausgestaltung auszurichten haben. Insoweit ist der Gesetzgeber allerdings gehalten, sich am tatsächlichen Regelfall zu orientieren und darf nicht umgekehrt Ausnahmekonstellationen zum Regelfall erklären.¹²¹

Eine Grenze ist dem Gesetzgeber im Übrigen hinsichtlich des Umfangs der Belastung durch das sog. Erdrosselungsverbot gesetzt. Dieses ist verletzt, wenn sich aus der Höhe der Steuer ergibt, dass der Steuertatbestand nicht erfüllt werden soll (die Steuer ihrer Höhe nach also wie ein Verbot des besteuerten Verhaltens wirkt).¹²²

4 Zulässigkeit einer Besteuerung sowohl des Energieträgereinsatzes als auch des Endprodukts Strom

Auf Grundlage der vorstehenden Erkenntnisse soll in diesem Abschnitt geklärt werden, ob es rechtlich bedenklich ist, sowohl eine Besteuerung der Brennstoffe innerhalb der Energiesteuer als auch nachfolgend eine Besteuerung des Endprodukts durch die Stromsteuer vorzusehen („Input-Output-Besteuerung“).

Auf den Gedanken, dass eine gleichzeitige „Input- und Output-Besteuerung“ unzulässig sein könnte, kann man einerseits kommen, weil es ein ausdrückliches oder aus den zugrundeliegenden Rechtsvorschriften abgeleitetes formales Doppelbesteuerungsverbot geben könnte. Andererseits könnte eine Unzulässigkeit daraus folgen, dass die entstehende Gesamtbelastung durch die Doppelbesteuerung im Ergebnis unzumutbar ansteigen würde. In diesem Sinne lässt sich (wohl) die Äußerung im

¹¹⁶ BVerfGE 82, 60, 89; BVerfGE 107, 27, 46 f.; BVerfGE 112, 268, 279 f.

¹¹⁷ BVerfGE 105, 73, 126; BVerfGE 112, 268, 279.

¹¹⁸ BVerfGE 93, 121, 136; BVerfGE 99, 280, 290.

¹¹⁹ So schon BVerfGE 27, 58 (= NJW 1969, S. 2133, 2133); BVerfGE 105, 73, 126.

¹²⁰ Grundlegend BVerfGE 11, 245, 254.

¹²¹ BVerfGE 122, 210 („Pendlerpauschale“), Rdnr. 60.

¹²² BVerfGE 16, 147, 161; BVerfGE 38, 61, 80 f.

Gesetzentwurf zur Einführung der Stromsteuer aus dem Jahr 1999 verstehen, nach der zur Stromerzeugung eingesetzter Strom „zur Vermeidung einer nicht gerechtfertigten Doppelbesteuerung“ von der Stromsteuer befreit werden sollte.¹²³

Die betreffende Frage stellt sich sowohl in europarechtlicher als auch in verfassungsrechtlicher Hinsicht. Da das EU-Recht insoweit als übergeordnet zu betrachten ist, beginnt die Betrachtung auf der EU-Ebene.

4.1 EU-rechtliche Zulässigkeit

Ausgangspunkt der EU-rechtlichen Betrachtung sind die Bestimmungen der EnergieSt-RL. Diese sieht in ihrem Artikel 14 Abs. 1 unter Buchstabe b) ausdrücklich vor, dass an sich besteuerte Energieträger bei Verwendung zum Zwecke der Stromerzeugung grundsätzlich nicht besteuert werden, es den Mitgliedstaaten aber gestattet ist, hiervon aus umweltpolitischen Gründen abzuweichen (siehe oben, im Wortlaut zitiert am Ende von 2.2).

Die Bestimmung eröffnet in ihrem zweiten Satz ausdrücklich die Möglichkeit, aus umweltpolitischen Gründen trotz der Besteuerung des Endprodukts Strom auch eine Besteuerung der eingesetzten Primärenergie vorzusehen, soweit dies auf umweltpolitische Gründe gestützt wird. Weder an dieser noch an einer anderen Stelle gibt sie zu erkennen, dass dann im Gegenzug die Strombesteuerung entfallen müsste.

Dieses vom Wortlaut her nahe liegende Verständnis hat der EuGH in seinem Urteil vom 4. Juni 2015 zur Vereinbarkeit der deutschen Kernbrennstoffsteuer mit Unionsrecht¹²⁴ bestätigt. In dem betreffenden Verfahren hatten nämlich die klagenden Kernkraftwerksbetreiber vorgetragen, der deutsche Gesetzgeber müsse sich auf Grundlage der EnergieSt-RL entscheiden, ob sie die zur Stromherstellung verwendeten Brennstoffe oder den hergestellten Strom der Besteuerung unterwerfen.

Der EuGH erklärte zwar, dass Art. 14 Abs. 1 der EnergieSt-RL auf den Fall der Kernbrennstoffbesteuerung nicht anwendbar sei, weil es sich bei Kernbrennstoffen nicht um nach der EnergieSt-RL besteuerte „Energieerzeugnisse“ handele.¹²⁵ Er leitete aber aus der Entstehungsgeschichte von Art. 14 Abs. 1 Buchstabe a) der EnergieSt-RL ab, dass es im EU-Steuerrecht kein Verbot der doppelten Besteuerung sowohl des Einsatzstoffes als auch des Endprodukts gibt.¹²⁶ Im Wortlaut der EuGH:

„Hierzu ist festzustellen, dass die von KLE geltend gemachten Argumente nicht den Schluss zulassen, dass es einen Grundsatz gibt, der der gleichzeitigen Erhebung einer Steuer auf den Verbrauch elektrischer Energie und einer Steuer auf den zu ihrer Erzeugung eingesetzten Energieträger entgegenstehe. Aus Satz 5 der Begründung des Vorschlags für eine Richtlinie des Rates zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen (ABl. 1997 C 139, ABLEU Jahr 1997 C Seite 14), auf den sich KLE bezieht, geht höchstens hervor, dass „[e]lektrischer Strom ... auf zwei verschiedene Methoden vom Besteuerungsmechanismus erfasst werden [kann], durch Besteuerung der Brenn- oder Heizstoffe, die bei der Stromproduktion eingesetzt werden (Steuer auf die Eingangsumsätze), oder durch Besteuerung des elektrischen Stroms selbst (Steuer auf die Ausgangsumsätze)“. Aus diesem Vorschlag geht nicht hervor, dass sich diese zwei Methoden grundsätzlich gegenseitig ausschließen, zumal die Europäische Kommission ihre Komplementarität dadurch zugelassen hat, dass sie in diesem Vorschlag den Mitgliedstaaten die Möglichkeit vorbehalten hat, „auf Brenn- oder Heizstoffe, die aus Umweltgesichtspunkten nicht wünschenswert sind,

¹²³ BT-Drs. 14/40, S. 9.

¹²⁴ EuGH, Urt. v. 04.06.2015, C-5/14 (Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH – Hauptzollamt Osnabrück) = NVwZ 2015, 1122.

¹²⁵ EuGH, Urt. v. 04.06.2015, C-5/14 (Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH – Hauptzollamt Osnabrück), Rn. 47 f.

¹²⁶ EuGH, Urt. v. 04.06.2015, C-5/14 (Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH – Hauptzollamt Osnabrück), Rn. 51.

eine [zur Steuer auf die Ausgangsumsätze] zusätzliche (nicht harmonisierte) Steuer auf die Eingangsumsätze anzuwenden“. Außerdem geht aus diesem Text auch nicht hervor, dass die Kommission die Absicht gehabt hätte, die Schaffung einer Pflicht für die Mitgliedstaaten vorzuschlagen, Erzeugnisse, die nicht unter die harmonisierte Besteuerungsregelung fallen, von jeder Besteuerung zu befreien.“

Auf dieser Möglichkeit der Kombination von „Input“- und „Output“-Besteuerung bei Energieerzeugnissen beruhen auch die unter dem Schlagwort des „CO₂-Mindestpreises“ bekannt gewordenen energiesteuerrechtlichen Bestimmungen in Großbritannien („Carbon Price Floor“) und den Niederlanden.¹²⁷

4.2 Verfassungsrechtliche Zulässigkeit

Unabhängig von der günstigen EU-rechtlichen Ausgangslage könnte es allerdings sein, dass nationales Verfassungsrecht einem entsprechenden Vorgehen des Steuergesetzgebers entgegensteht.

Ein rechtsförmig niedergelegtes Verbot der „Doppelbesteuerung“ gibt es auch im deutschen Verfassungsrecht nicht.¹²⁸ Ein dem im Ergebnis ähnelndes Verbot der Gleichartigkeit neuer mit bereits bestehenden Steuern stellt das Grundgesetz nur für Landessteuern auf, die Bundessteuern gleichartig sind (Art. 105 Abs. 2a Satz 1 GG). Dahinter steht jedoch kein Grundprinzip des Besteuerungsrechts, sondern das Interesse des Verfassungsgebers an einer eindeutigen Abgrenzung der Gesetzgebungskompetenzen von Bund und Ländern im Bereich des Finanzwesens.¹²⁹

Die entscheidende Frage ist auf dem Gebiet des Verfassungsrechts daher, ob die „Doppelbesteuerung“ auf Seiten der die Steuerlast tragenden Personen zu einer nicht ausreichend legitimierten und daher unzumutbaren steuerlichen Belastung führt.

Für diese Frage ist von maßgeblicher Bedeutung, *wer* die Steuerlast in den Systemen der Energie- und Strombesteuerung trägt. Das sind bei den beiden Steuern grundsätzlich die privaten und nicht-privaten Endverbraucher der Energieerzeugnisse. Sowohl für die Mineralölsteuer (die inzwischen ohne Änderung ihres steuerlichen Charakters in die Energiesteuer überführt wurde) als auch für die Stromsteuer hat das Bundesverfassungsgericht nämlich geklärt, dass es sich ihrem Steuertypus nach um „Verbrauchssteuern“ im Sinne des Finanzverfassungsrechts handelt, die auf eine Überwälzung zu den Endverbrauchern angelegt sind.¹³⁰

4.2.1 Wirkungen gegenüber den stromerzeugenden Unternehmen

Legt man (uneingeschränkt) diese Einordnung der beiden Steuern als Verbrauchssteuern zugrunde, so kann nicht davon ausgegangen werden, dass die steuerliche Belastung bei den stromerzeugenden Unternehmen liegt. Vielmehr liegt diese dann einheitlich bei den Endverbrauchern des Stroms. Bezogen auf die stromerzeugenden Unternehmen passen dann die Begriffe der „Doppelbesteuerung“ und der „Input-/Output-Besteuerung“ von vornherein nicht. Für sie sind beide Steuern durchlaufende Posten, die von ihnen selbst wirtschaftlich nicht getragen werden müssen. Ob der Gesetzgeber allein am „Input“, allein am „Output“ oder an beiden ansetzt, ist dann eine rein rechtstechnische Frage, die für die Zumutbarkeit gegenüber den stromerzeugenden Unternehmen keine Bedeutung hat. Entscheidend ist dann verfassungsrechtlich allein, ob die nach Überwälzung bei den Endverbrauchern entstehende Belastung verfassungsrechtlich vertretbar ist.

¹²⁷ Vgl. Wronski/Küchler u.a., Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises (Studie des FÖS u.a.) 2014), S. 15 m.w.N. sowie S. 17 m.w.N. (auf Grundlage einer Daten- und Wechselkursbasis von 2013); vgl. auch Oei/Kemfert, Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen (DIW 2014), S. 86 ff.

¹²⁸ Vgl. Seiler, in: Maunz-Dürig, GG, Art. 105 GG Rdnr. 73 ff. m.w.N.

¹²⁹ Eingehend dazu Pieroth, in: Jarass/Pierothis, GG, Art. 105 Rdnr. 26 m.w.N.

¹³⁰ Ausdrücklich BVerfGE 110, 274, Ls. 1 („Ökosteuer“).

Möglicherweise ist diese Sichtweise aber zu eng, weil sie nur auf das Gesamtkonstrukt der beiden Steuern als Verbrauchsteuern abhebt, ohne genauer in den Blick zu nehmen, ob sich auch ihre Einzelregelungen dem Typus der Verbrauchsteuer zuordnen lassen. Daran könnte hier gezweifelt werden, weil eine mit den übrigen Energiesteuern vergleichbare direkte Überwälzung auf die Endverbraucher im Falle einer Besteuerung der für die Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse nicht möglich wäre. Denn der Preisbildungsmechanismus der „Merit Order“ ließe es nicht zu, den Anteil der Energiesteuer am Angebotspreis „eins zu eins“ an die Endverbraucher weiter zu geben.

Diese Problematik stellt das Finanzgericht Hamburg (mit) in den Mittelpunkt seines Vorlagebeschlusses an das Bundesverfassungsrecht zur Verfassungsmäßigkeit der Kernbrennstoffsteuer.¹³¹ Das FG Hamburg zweifelt deren Verfassungsmäßigkeit unter anderem aus diesem Grund an. Es steht auf dem Standpunkt, die Steuer stelle sich entgegen der Darstellung in der Gesetzesbegründung¹³² nicht als Verbrauchsteuer und deshalb nicht als zulässig dar, weil der Preisbildungsmechanismus der Strombörse einer Überwälzung an die Stromverbraucher entgegenstehe.¹³³

Das gleiche Bedenken könnte auch gegen die Einführung einer „Input-Besteuerung“ für fossile Einsatzstoffe bei der Stromerzeugung im Rahmen der Energiesteuer vorgebracht werden. Aus finanzverfassungsrechtlicher Sicht dürfte diesem jedoch nicht zu folgen sein. Denn das Bundesverfassungsgericht gibt dem Gesetzgeber hinsichtlich der Überwälzbarkeit in seiner die Stromsteuer und die damalige Mineralölsteuer betreffenden „Ökosteuer-Entscheidung“¹³⁴ vom 20.04.2004 einen sehr großen Gestaltungsspielraum:

„Insoweit genügt die Möglichkeit einer kalkulatorischen Überwälzung in dem Sinne, dass der Steuerpflichtige den von ihm gezahlten Betrag in die Kalkulation seiner Selbstkosten einsetzt und hiernach die zur Aufrechterhaltung der Wirtschaftlichkeit seines Unternehmens geeigneten Maßnahmen - Preiserhöhung, Umsatzsteigerung oder Senkung der sonstigen Kosten - treffen kann (vgl. BVerfGE 31, 8 <20>). Die rechtliche Gewähr, dass er den von ihm entrichteten Betrag immer von demjenigen erhält, der nach der Konzeption des Gesetzgebers letztlich die Steuer tragen soll, muss dem Steuerschuldner nicht geboten werden (vgl. BVerfGE 14, 76 <96>; 27, 375 <384>; 31, 8 <20>). Es reicht aus, wenn die Steuer auf eine Überwälzung der Steuerlast vom Steuerschuldner auf den Steuerträger angelegt ist, auch wenn die Überwälzung nicht in jedem Einzelfall gelingt.“¹³⁵

Der Sache nach ist zudem anzumerken, dass der unmittelbar nur am Teilmarkt des Spotmarkts wirksame Preisbildungsmechanismus der „Merit Order“ eine Überwälzung keineswegs strikt unmöglich macht. Vielmehr ist es so, dass die Abwälzung in denjenigen Nachfragephasen am Spotmarkt ohne weiteres möglich ist, in denen das jeweilige Kraftwerk bzw. die jeweilige Kraftwerksart preisbestimmend ist. Wenn z.B. Braun- und Steinkohlekraftwerke besteuert würden, würden die Strompreise immer dann steigen, wenn Braunkohlekraftwerke oder Steinkohlekraftwerke preissetzend sind. Außerhalb dieser Phasen sind zwei Situationen zu unterscheiden: Bei sehr niedrigen Strompreisen produzieren die Kraftwerke (sowieso) nicht, es kommt nicht zu einer Veräußerung an der Börse und es können auch keine Deckungsbeiträge verloren gehen. Bei hohen Strompreisen erzielen die Kraftwerksbetreiber Deckungsbeiträge, weil die Strompreise oberhalb ihrer Grenzkosten liegen. Durch die Einführung der Besteuerung werden diese Deckungsbeiträge reduziert. Von daher ist nicht ersichtlich, dass es den betreffenden Kraftwerksbetreibern (überhaupt) nicht möglich wäre, die wirtschaftliche Last

¹³¹ FG Hamburg, Beschluss v. 29.01.2013 (4K 270/11), BeckRS 2013, 95378.

¹³² Vgl. BT-Drs. 14/40, S. 10.

¹³³ FG Hamburg, Beschluss v. 29.01.2013 (4K 270/11), BeckRS 2013, 95378 (dort unter II. C. 10. b)).

¹³⁴ BVerfGE 110, 274.

¹³⁵ BVerfGE 110, 274 („Ökosteuer“), Rdnr. 62.

aus der Besteuerung an die Stromverbraucher weiter zu geben, auch wenn zu konstatieren ist, dass eine Überwälzung nur teilweise gelingen dürfte, so dass die neue Steuer zu einer Minderung der Gewinne führen kann.¹³⁶ So läge es auch bei der hier diskutierten Einführung einer „Input-Besteuerung“ für fossile Energieerzeugnisse zur Verwendung für die Stromerzeugung.

Insoweit ist jedoch zu bemerken, dass eine vollständige Überwälzbarkeit verfassungsrechtlich nicht zu fordern ist und es eine Vielzahl von Verbrauchsteuern gibt, bei denen die Steuer ebenfalls nur partiell an die Endkunden weitergegeben werden kann, weil die Steuer zur Verminderung der Nachfrage führen kann und/oder führen soll. So liegt es beispielsweise bei der Tabaksteuer, der Erhöhung der Mineralölsteuer im Zuge der Ökosteuereinführung oder der sog. Alcopop-Steuer. Gewinnmindernde Effekte auf Grund von gewollten Lenkungseffekten stellen die Einordnung als zulässige Verbrauchsteuer folglich nicht in Frage und machen sie in ihrem Gesamtcharakter nicht zu Gewinnabschöpfungssteuern.

Geht man entgegen der hier vertretenen Auffassung davon aus, dass eine Einstufung der Steuer als Verbrauchsteuer mangels Überwälzbarkeit nicht möglich sei, so würde sich die Frage stellen, ob die Steuer gleichwohl als Verbrauchsteuer anzusehen ist, weil in diesem Falle die stromerzeugenden Unternehmen selbst als Endverbraucher anzusehen wären. Auch das ist nach hiesiger Einschätzung auf Grundlage der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts zu bejahen. Denn das Gericht führt – wiederum in seiner Entscheidung zur Ökosteuereinführung – aus:

„Wird das mit einer Verbrauchsteuer belastete Gut produktiv zur Herstellung von Konsumgütern oder [...] zur Erbringung von Dienstleistungen verwendet, ist der im Typus der Verbrauchsteuer angelegten Überwälzungsmöglichkeit Genüge getan, wenn der zunächst belastete gewerbliche Verbraucher nicht gehindert ist, die Verbrauchsteuerbelastung in den Preis für das hergestellte Produkt einzustellen und so seinerseits die Steuerlast als Preisbestandteil über eine oder mehrere Handelsstufen auf den privaten End- oder Letztverbraucher weiterzuwälzen. Auch hier ist es unerheblich, ob die wirtschaftliche Abwälzbarkeit der Verbrauchsteuerlast für den gewerblichen Verbraucher tatsächlich vollständig realisierbar ist. Insbesondere ist nicht erforderlich, dass die Verbrauchsteuerbelastung durch erhöhte Warenpreise oder Dienstleistungsentgelte weitergegeben werden kann. Der Begriff der Verbrauchsteuer im Sinne des traditionellen deutschen Steuerrechts umfasst nicht nur Steuern auf Güter des "letzten" Verbrauchs, das heißt die Belastung des Verbrauchs im privaten Haushalt, sondern betrifft auch den produktiven Bereich. Es gibt keinen Rechtssatz, der das Anknüpfen einer Verbrauchsteuer an ein Produktionsmittel verbietet (vgl. BFHE 141, 369 <372 f.>; vgl. auch BVerfG, Beschlüsse des Vorprüfungsausschusses vom 17. September 1985 - 1 BvR 1261/84 -, Information StW 1985, S. 575, und vom 17. September 1985 - 1 BvR 1260/84 -, DStZ/E 1985, S. 334; vgl. auch BFHE 164, 148 <151> sowie Bericht des Finanzausschusses des Deutschen Bundestags zum Entwurf eines Mineralöl- und Branntweinsteuer-Änderungsgesetzes 1981, BTDrucks 9/167, S. 6). Vielmehr kennt das deutsche Steuerrecht seit jeher Konsumtionssteuern auf Rohstoffe, wie beispielsweise den im 19. Jahrhundert erhobenen Malzaufschlag oder die Maischsteuer (vgl. Deutsches Staats-Wörterbuch, 6. Band, 1861, S. 3 f.).“¹³⁷

Im Hinblick auf die Zuordnung zu den Verbrauchsteuern können wesentliche neue Erkenntnisse durch die in Kürze anstehende Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts zur Kernbrennstoffsteuer erwartet werden. Für die vorliegend erörterte Fragestellung ist insbesondere auch interessant, wie das Gericht die Besonderheiten des Strommarktes insoweit wertet.

¹³⁶ Eingehend zum Ganzen Gawel, Kernbrennstoffsteuer und Verbrauchsteuerbegriff, UFZ Discussion Papers, 14/2014 (https://www.ufz.de/export/data/global/59110_DP_14_2014_Gawel_Kernbrennstoffsteuer%20und%20Verbrauchsteuerbegriff.pdf) abgerufen am 14.11.2015.

¹³⁷ BVerfGE 110, 274 („Ökosteuereinführung“), Rdnr. 63.

Auf Grundlage der bisherigen Linie des Bundesverfassungsgerichts kann jedenfalls nicht davon ausgegangen werden, dass es dem Gesetzgeber in Ansehung der Wirkungen auf die stromerzeugenden Unternehmen untersagt wäre, den Einsatz von dem Energiesteuergesetz unterfallenden Energieerzeugnissen zur Stromerzeugung ebenfalls der Besteuerung zu unterstellen. Da sich auch diese Ausgestaltung der Energiesteuer begrifflich der Verbrauchsteuer zuordnen lassen dürfte, könnte die Besteuerung ihnen gegenüber allenfalls noch unzulässig sein, wenn sich aus der konkreten Ausgestaltung ein Verstoß gegen das steuerliche Übermaßverbot oder gegen den Gleichheitsgrundsatz ergäbe (siehe dazu oben, 3.3).

Dass die Besteuerung der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse ein für die zahlungsverpflichteten Unternehmen unerträgliches Ausmaß annehmen könnte, dürfte durch die Festlegungen zur konkreten Ausgestaltung (wohl) vermieden werden können (siehe dazu unter 5).

Hinsichtlich des Gleichheitsgrundsatzes und der aus ihm abgeleiteten Gebote der steuerlichen Belastungsgleichheit und – insbesondere – der Folgerichtigkeit ist zu betonen, dass der Gesetzgeber die von ihm mit der Besteuerung verfolgten Ziele in der gesetzlichen Ausgestaltung erkennbar zum Ausdruck bringen muss. Hier könnte und würde er ggf. Lenkungsziele der Klimaschutzpolitik verfolgen.¹³⁸ Folglich müssen die Wahl der belasteten Energieerzeugnisse und der Zuschnitt der Steuertarife von Klimaschutzabwägungen getragen sein.

Im Falle einer von Erwägungen des Klimaschutzes getragenen Regelung liegt es nahe, entweder ausschließlich Kohle (u.U. bei differenzierenden Sätzen für unterschiedliche Kohlearten) zu besteuern oder eine Besteuerung zu wählen, die sämtliche vom Energiesteuergesetz erfassten Energieträger erfasst und hierbei nach deren Treibhausgasrelevanz differenziert (ggf. auch progressiv). Eine Einbeziehung sämtlicher Energieträger auf der alleinigen Bemessungsgrundlage des äquivalenten Energiegehalts würde demgegenüber hinsichtlich des Folgerichtigkeitsgebots verfassungsrechtlichen Bedenken unterliegen. Das gilt umso mehr für eine Besteuerung auf Grundlage der Fortschreibung des allgemeinen Energiesteuertarifs für Kohle, der diese sogar besonders privilegiert.

Eine weitere Frage ist, ob der Steuergesetzgeber mit der Abschaffung Besteuerungsausnahme für die Stromerzeugung finanzverfassungsrechtlich auch andere Ziele als solche des Klimaschutzes verfolgen könnte. Denkbar wäre insoweit entweder die Berufung auf das Ziel, einen zusätzlichen Anreiz der Endverbraucher zum Stromsparen zu schaffen, oder die rein fiskalische Zielsetzung, durch die Abschaffung der Ausnahme die Steuereinnahmen zu mehren. Für beide Varianten ergäben sich erhebliche rechtliche Unsicherheiten:

- ▶ Die erste Variante begegnet insoweit Bedenken, als es dann an sich zielgerechter wäre, direkt die Stromsteuer zu erhöhen. Eine Abschaffung der Ausnahme für die Nutzung zur Stromerzeugung innerhalb der Energiesteuer dürfte daher mit dem Folgerichtigkeitsgebot nur vereinbar sein, wenn zumindest zusätzlich auch das Ziel verfolgt würde, in spezifischer Weise den Verbrauch von fossil erzeugtem Strom teurer zu machen. Das wiederum ließe sich nur mit Klimaschutzabwägungen begründen.
- ▶ Die Möglichkeit der Berufung auf rein fiskalische Gründe liegt demgegenüber auf den ersten Blick zwar nahe, da es sich regelungstechnisch um die Abschaffung einer privilegierenden Ausnahme handeln würde. Für einen Übergang zum Regeltatbestand der Besteuerung reichen fiskalische Gründe an sich ohne weiteres aus. Zu bedenken ist jedoch, dass sich das deutsche Recht damit in einen Widerspruch zur Richtlinie 2003/96/EG begeben würde, die die Nichtbesteuerung im Falle

¹³⁸ In Betracht kommen ggf. ergänzend auch Erwägungen der Ressourcenschonung. Insoweit besteht zwischen den Zielen kein Widerspruch, so dass diese hier implizit als miterfasst angesehen werden.

der Nutzung für Zwecke der Stromerzeugung als Regelfall vorgibt und zwingend bestimmt, dass Abweichungen hiervon nur aus umweltpolitischen Gründen zulässig sind.¹³⁹

4.2.2 Wirkungen gegenüber den Stromverbrauchern

Ist hernach davon auszugehen, dass die entscheidende Belastungswirkung einer „Inputbesteuerung“ für zur Stromerzeugung eingesetzte fossile Energieträger bei den Stromverbrauchern liegt, so darf auch die bei ihnen entstehende Belastung nicht außerhalb des verfassungsrechtlich Zulässigen liegen.

Auch insoweit ist zu betonen, dass es im deutschen „Vielsteuersystem“¹⁴⁰ kein förmliches Verbot der mehrfachen Besteuerung desselben Gegenstands gibt, weil es im Kern nur darauf ankommt, dass die Leistungsfähigkeit der die Steuerlast tragenden insgesamt nicht überfordert und keine ungerechtfertigten steuerlichen Ungleichbehandlungen entstehen.¹⁴¹ An einzelnen Stellen wurden Mehrfachbesteuerungen in der Rechtsprechung zwar als problematisch angesehen. Dies betraf jedoch anders gelagerte Fälle, in denen es nicht darum ging, ob überhaupt Doppelbelastungen zulässig sind, sondern ob durch auf einzelne Sachverhalte bezogene Doppelbelastungen ungerechtfertigte Ungleichbehandlungen entstanden.¹⁴²

Effektiv würde sich eine Besteuerung der klimaschädlichen Einsatzstoffe bei der Stromerzeugung bei den Endverbrauchern wie eine (geringfügige) Erhöhung der Strompreise oder eine (geringfügige) Erhöhung der Stromsteuer auswirken – auch wenn hier keine „eins zu eins“-Überwälzung mit einem bestimmten Betrag pro Kilowattstunde zu erwarten wäre. Zu beachten ist insofern auch, dass sich die bewirkte Preiserhöhung des Stroms zugleich mindernd auf die Höhe der EEG-Umlage auswirken würde.

Angesichts der im Ergebnis entstehenden, allenfalls geringfügig erhöhten Gesamtsteuerbelastung liegt es mehr als fern, eine aus der Perspektive des steuerrechtlichen Übermaßgebots unzumutbare Belastungswirkung der Stromverbraucher anzunehmen.

Dass der Steuergesetzgeber dieselbe Quelle der Leistungsfähigkeit im Bereich der indirekten Steuern mitunter mehrfach in Anspruch nimmt, ist im geltenden Steuerrecht nichts Ungewöhnliches. Schon mit der Kumulation der Umsatzsteuer mit den für bestimmte Verbrauchsgüter geltenden Spezialsteuern geht der Gesetzgeber diesen Weg. Als Beispiele dafür können neben der Energiesteuer auf Kraftstoffe und Treibstoffe auch Steuern wie die Biersteuer, die Sektsteuer, die Kaffeesteuer oder die Tabaksteuer angeführt werden. Im Falle der Besteuerung von Einsatzstoffen der Stromerzeugung zusätzlich zur Stromsteuer käme es demgegenüber zu einer Art „Drittbesteuerung“, die sehr selten vorkommt, von der aber – soweit ersichtlich – immerhin an zwei Stellen im geltenden Steuerrecht Gebrauch gemacht wird:

- ▶ Zum einen bei der Kernbrennstoffsteuer, die in ihrem Anwendungsbereich bereits heute – wenn auch verfassungsrechtlich noch nicht abschließend geklärt – auf die Endverbraucher neben der Stromsteuer und der Umsatzsteuer als „Drittbesteuerung“ des Stroms einwirkt. Interessanter-

¹³⁹ „Umweltpolitische Gründe“ sind hierbei nicht auf nur klimapolitische Gründe zu reduzieren. Beispielsweise könnten auch andere Emissionen der unterschiedlichen Einsatzstoffe (NO_x, SO_x, Staub etc.) rechtfertigend wirken.

¹⁴⁰ Kube, in: BeckOK-GG, Art. 105 Rdnr. 7; Seiler, in: Maunz-Dürig, GG, Art. 105 GG Rdnr. 50.

¹⁴¹ Kritisch Seiler, in: Maunz-Dürig, GG, Art. 105 GG Rdnr. 73 ff.

¹⁴² Vgl. BVerfG NJW 1984, 2514, 2515 (Berücksichtigung von Belastungen bei Erbschaft-, Schenkung- und Grundsteuer); BVerfGE 105, 73 (Besteuerung von Beamtenpensionen und Renten) = NJW 2002, S. 1103, 1107 f.

weise spielt dieser Aspekt in der finanzverfassungsrechtlichen Auseinandersetzung um die Zulässigkeit der Kernbrennstoffsteuer bisher keine Rolle – wohl weil es auf ihn verfassungsrechtlich nicht ankommen dürfte.

- ▶ Zum anderen bei der finanzverfassungsrechtlich bislang unumstrittenen Alkopopsteuer¹⁴³, die auf die besteuerten Getränke zusätzlich zur Umsatzsteuer sowie zu der auf Teile ihrer Inhaltsstoffe erhobenen Branntweinsteuer erhoben wird

Die „Drittbesteuerung“ durch eine „Inputsteuer“ bei der Stromerzeugung dürfte materiell letztlich deshalb unproblematisch sein, weil die durch sie hervorgerufene Zusatzbelastung relativ klein wäre, sowohl im Verhältnis zum Strompreis als auch im Vergleich zu anderen Steuern auf Verbrauchsprodukte, die aus Lenkungsgründen besonders hoch angesetzt sind (wie die Tabaksteuer oder die sog. Alkopopsteuer). Auch der Vergleich innerhalb der Energiesteuer zu der weit höheren Besteuerung von Kraftstoffen im Verhältnis zu den Steuertarifen für Heizstoffe zeigt, dass es hier um eine Zusatzbelastung ginge, mit der die Leistungsfähigkeit der Endverbraucher nicht in rechtlich bedenklicher Weise in Anspruch genommen würde.

Von daher dürfte auch im Hinblick auf die eintretende Belastung der Endverbraucher verfassungsrechtlich der entscheidende Punkt darin liegen, ob die Steuer entsprechend ihren (klimapolitischen) Zielen folgerichtig ausgestaltet wird. Hierauf ist bereits im vorangehenden Kapitel eingegangen worden – mit dem Ergebnis, dass sich die Steuer entweder nur auf die Nutzung von Kohle (ggf. auch differenzierend für unterschiedliche Kohlearten) beziehen dürfte oder so gestaffelt werden müsste, dass klimaschädliche Einsatzstoffe wesentlich höher besteuert werden.

4.3 Konsequenzen

Die gleichzeitige Besteuerung sowohl der für die Stromerzeugung eingesetzten Energieträger als auch des erzeugten Stroms begegnet hernach weder verfassungsrechtlichen noch europarechtlichen Bedenken, sofern sie umweltpolitisch begründet ist.

Soll aus dem Blickwinkel der politischen Opportunität vermieden werden, dass durch die neue Besteuerung die Effektivbelastung der Stromverbraucher ansteigt, so könnte die Einführung der Steuer auch durch eine belastungsneutral austarierte Senkung der Stromsteuer kompensiert werden. Verfassungs- oder europarechtlich geboten ist das allerdings nicht.

4.4 Ergänzende Hinweise

Hingewiesen sei ergänzend auf zwei problematische Regelungen des deutschen Rechts, die im Zuge der Prüfung zu Tage getreten sind:

- ▶ Es bestehen erhebliche Zweifel daran, dass der im deutschen EnergieStG festgelegte besonders niedrige allgemeine Steuersatz für Kohle (§ 2 Abs. 1 Nr. 9 EnergieStG) mit dem verfassungsrechtlichen Folgerichtigkeitsgebot zu vereinbaren ist. In der damaligen Gesetzesbegründung¹⁴⁴ wird der Steuersatz damit erklärt, dass dieser dem in der Energiesteuer-RL festgesetzten Mindestbesteuerungssatz für Kohle entspreche. Das trifft zu, rechtfertigt es aber nicht, hinsichtlich der Kohle wesentlich andere Maßstäbe als bei anderen Heizstoffen anzulegen. Bei diesen wird der jeweilige Mindeststeuersatz nämlich, wie oben aufgezeigt (siehe unter 2.1), um ein Mehrfaches überschritten. Da es dafür keine im Gesetzentwurf erkennbar gemachte spezifische Begründung gibt, spricht viel dafür, dass hier ein Verfassungsverstoß anzunehmen ist.

¹⁴³ Vgl. die Bestimmungen des Alkopopsteuergesetzes vom 23. Juli 2004 (BGBl. I S. 1857), das durch Artikel 6 des Gesetzes vom 21. Dezember 2010 (BGBl. I S. 2221) geändert worden ist.

¹⁴⁴ BT-Drs. 16/1172, S. 34 f.

- ▶ Einer ergänzenden Prüfung könnte an anderer Stelle unterzogen werden, ob die Regelungen des deutschen EnergieStG zur Besteuerung der Einsatzstoffe bei kleinen, nicht kohlebetriebenen Stromerzeugungsanlagen (mit bis zu 2 MW elektrischer Nennleistung) mit der Energiesteuer-Richtlinie und dem verfassungsrechtlichen Gleichheitsgrundsatz vereinbar sind. Denn für die Verwendung der besteuerten Energieerzeugnisse ist bei diesen Kleinanlagen im Unterschied zu größeren Anlagen nicht generell, sondern nur unter den einschränkenden Voraussetzungen der §§ 53a oder 53 b EnergieStG eine Steuerentlastung vorgesehen. Soweit danach für die Verwendung der Energieerzeugnisse zur Stromerzeugung *keine* oder nur eine befristete/eingeschränkte Steuerentlastung gewährt wird (was in Einzelfällen sein kann), kommt es hier nach geltendem Energierecht zu einer Besteuerung sowohl auf der „Input“- als auch auf der „Output“-Seite. Da das nicht umweltpolitisch begründet ist oder werden kann, erscheinen die betreffenden Bestimmungen europarechtlich bedenklich, zumal sie nicht für Kohleanlagen gelten. Vermutlich sind die Bestimmungen auf Praktikabilitätsabwägungen zurückzuführen. Ob das eine Ausnahme von dem an sich durch Art. 14 Abs. 1 Buchstabe a) EnergieSt-RL aufgestellten Gebot genügt, erscheint zumindest unsicher, da es nicht umweltpolitisch begründet ist und eine Benachteiligung von Erdgasanlagen gegenüber Kohleanlagen bewirkt.

5 Spielräume für eine klimapolitische Ausgestaltung der Energiesteuer auf die Verwendung von Heizstoffen zur Stromerzeugung

In der zweiten Untersuchungsfrage geht es darum, ob und inwieweit die Energiesteuer unter der hier betrachteten Zielrichtung des Klimaschutzes¹⁴⁵ ggf. selektiv ausgestaltet werden kann, d.h. welche Spielräume es gibt, um mit den Steuersätzen gezielt bestimmte besonders problematische Arten von Brennstoffen zu adressieren. Letzteres wird z.B. auch durch den Rat von Sachverständigen für Umweltfragen (SRU) befürwortet.¹⁴⁶

5.1 Bemessungsweise und Höhe der Steuer

Hinsichtlich der generellen Bemessungsweise kann die Frage auf Basis der vorstehenden Erkenntnisse bereits ohne vertiefte Erörterungen teilweise beantwortet werden:

Da

- ▶ einerseits das EU-Recht eine umweltpolitische Begründung für die ausnahmsweise Besteuerung von für die Stromerzeugung verwendeten Energieerzeugnissen verlangt (Art. 14 Abs. 1 Buchstabe a) Satz 2 EnergieSt-RL)
- ▶ und andererseits das aus dem Gleichheitsgrundsatz (Art. 3 Abs. 1 GG) abgeleitete Folgerichtigkeitsgebot fordert, Ausnahmeregelungen folgerichtig an den jeweils verfolgten Lenkungszielen auszurichten,

müssen die Regelungen *zwingend* so ausgestaltet werden, dass in ihnen eine klimapolitische Lenkungsmotivation zum Ausdruck kommt.

Daher liegt es nahe, die Besteuerung ihrer Höhe nach abweichend von der im EnergieStG üblichen Vorgehensweise entweder ausschließlich auf die Verwendung von besonders klimaschädlichen Stoffen

¹⁴⁵ Denkbar ist ggf. ergänzend auch eine Einbeziehung von Ressourcenschutz- oder Immissionsschutzgründen.

¹⁴⁶ SRU, Den Strommarkt der Zukunft gestalten, Sondergutachten 2013, S. 22 f. In die gleiche Richtung Wronski/Küchler u.a., Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises (Studie des FÖS u.a.) 2014), S. 35; ähnlich Klinski, in: Horst/Leprich u.a. (IZES), Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen (2015), S. 36 und Anhang A 3, S. 56 ff.

fen (Kohle) zu beschränken oder unter den Energieerzeugnissen nach klimapolitischen Gesichtspunkten zu staffeln. Vorstellbar ist dazu neben einer proportional am CO₂-Gehalt ausgerichteten Staffelung auch eine progressive Staffelungsweise auf Basis des CO₂-Gehalts.

Eine Vorgehensweise nach einer dieser Methoden (Beschränkung auf Kohle, proportionale oder progressive Staffelung anhand des CO₂-Gehalts) dürfte mit dem Gleichheitsgrundsatz des Art. 3 Abs. 1 GG zu vereinbaren sein. Der Gleichheitsgrundsatz verbietet es, ohne hinreichende Rechtfertigung wesentlich Gleiches ungleich oder wesentlich Ungleiches gleich zu behandeln. Das Bundesverfassungsgericht fragt insofern danach, ob sich der jeweils verfolgte Differenzierungszweck im Lichte der Ungleich- bzw. Gleichbehandlungswirkungen als verhältnismäßig erweist.¹⁴⁷ Differenzierungen bedürfen stets einer „Rechtfertigung durch Sachgründe, die dem Differenzierungsziel und dem Ausmaß der Ungleichbehandlung angemessen sind“.¹⁴⁸

Zwar würde es sich hier einerseits um eine unter Umständen sehr weitreichende Ungleichbehandlung handeln. Andererseits stehen auch besonders gewichtige Gründe des Gemeinwohls hinter der betreffenden Regelung. Angesichts der Erkenntnis, dass es erheblich über den Emissionshandel hinausgehender politischer Impulse bedarf, um die Dekarbonisierung insbesondere durch den schrittweisen Ausstieg aus der Kohleverstromung wirksam voranzutreiben, dürfte es dem Steuergesetzgeber nicht verwehrt sein, im Rahmen der Energiebesteuerung gezielte und auch erhebliche Belastungen gegenüber der Kohleverstromung vorzusehen. Das gilt umso mehr, als zu den besonders problematischen Entwicklungen auf dem Strommarkt das seit einigen Jahren zu beobachtende Hinausdrängen der klimapolitisch weniger schädlichen, aber aus Flexibilitätsgründen an sich besonders wichtigen Erdgasnutzung gehört. Deshalb wird hier die Auffassung vertreten, dass auch eine allein die Kohle betreffende Besteuerung ggf. vor dem Gleichheitsgebot hinreichend zu rechtfertigen wäre.

Eine Staffelung der betreffenden Steuer auf Grundlage des äquivalenten Energiegehalts – wie sie bisher in den allgemeinen Steuertarifen des EnergieStG mit Ausnahme desjenigen für Kohle üblich ist – wird demgegenüber als unzulässig eingeschätzt, weil sie klimapolitisch sogar einen Negativeffekt hätte, in dem sie weniger klimaschädliche Einsatzstoffe wegen ihres höheren Energiegehalts höher belastete.

Zu beachten sind die Preisbildungsmechanismen des Strommarkts. Sehr starke klimapolitische Effekte können von der Besteuerung ausgehen, wenn die Steuer sehr hoch angesetzt wird und die Einsatzreihenfolge der Merit Order sehr stark beeinflusst wird. Wenn es sich für bestimmte Kraftwerke nicht mehr lohnt, sie zu betreiben, weil sie im Vergleich zu ausländischen Stromerzeugern und im Vergleich zu konkurrierenden Stromerzeugern mit weniger hohen CO₂-Emissionen in Deutschland ihre Marktchancen praktisch gänzlich einbüßen, dann geriete die Steuer möglicherweise in den Bereich der übermäßig hohen Belastung und damit in die Nähe der nicht mehr zulässigen „Erdrosselungssteuer“ – wenn nämlich die Steuer ihrer Höhe nach wie ein Verbot des besteuerten Verhaltens wirkt (z.B. der Stromerzeugung aus Steinkohle).¹⁴⁹ Da derartige Regelungen nicht Aufgabe des vom Grundsatz her auf die Erzielung von Einnahmen gerichteten Steuersystems sind, dürfte das unzulässig sein.

Allerdings würde die Steuer, wenn sie klar unterhalb des für die Merit Order relevanten Bereichs angesetzt wird, deutlich weniger direkte Effekte für den Klimaschutz auslösen. Immerhin könnten aber auch dann noch etwa Entscheidungsprozesse der Unternehmen im Hinblick auf Ersatz- und Erneue-

¹⁴⁷ Grundlegend BVerfGE 55, 72, 88.

¹⁴⁸ BVerfGE 130, 240 (Rdnr. 40, 42 m.w.N. für die ständige Rspr.); vgl. auch BVerfGE 89, 365, 376., BVerfGE 112, 164, 174.

¹⁴⁹ BVerfGE 16, 147, 161; BVerfGE 38, 61, 80 f.

rungsinvestitionen sowie auf die Ausrichtung der Investitionspolitik für Neuanlagen beeinflusst werden. Auch von einer ihrer Höhe nach unterhalb der Relevanzschwelle liegenden Besteuerung würde somit mittel und langfristig ein nicht unerheblicher klimapolitischer Effekt ausgehen.

Vor diesem Hintergrund liegt es nahe, die Steuer der Höhe nach so auszutarieren, dass die betroffenen Kraftwerke ihre Marktchancen nicht gänzlich einbüßen.

5.2 Ausrichtung auf einzelne Kraftwerke / Kraftwerksarten

Problematischer wird hier aus rechtlicher Sicht die zumindest theoretisch denkbare Möglichkeit einer spezifischen Differenzierung der Steuer auf unterschiedliche Kraftwerke (differenzierend etwa nach Alter, Betriebsdauer, absoluten oder spezifischen CO₂-Emissionen) eingeschätzt.

Ein derartiges Vorgehen wäre steuerrechtlich zumindest systemfremd. Ein vergleichbares Vorgehen ist dem Verfasser aus dem gesamten Bereich der Verbrauchsteuern nicht bekannt. Möglicherweise wäre das Vorgehen im Ergebnis verfassungsrechtlich sogar zulässig. In jedem Falle würde damit steuerkonzeptionell Neuland betreten, was mit einem sehr hohen Risiko eines Scheiterns vor dem Bundesverfassungsgericht bzw. schon im Gesetzgebungsverfahren verbunden wäre. Von daher kann hier auf eine vertiefte Betrachtung verzichtet werden.

Aus klimapolitischer Sicht wäre ein solches Vorgehen auch nicht mit wesentlichen Vorteilen gegenüber einer Besteuerung auf Basis der Menge der jeweils eingesetzten Energieerzeugnisse verbunden, sofern die Bemessung folgerichtig an der Klimaschädlichkeit der verschiedenen Energieträger bzw. an ihrem CO₂-Gehalt ausgerichtet wird. Denn auch in diesem Falle kommt es relativ (je nach Ausgestaltung proportional oder progressiv) zu einer Mehrbelastung derjenigen Anlagen, die eine schlechtere Energieeffizienz aufweisen, weil dadurch ein direkter Wirkungsbezug zur CO₂-Bilanz hergestellt wird. In der Regel wird dies ältere und besonders klimaschädliche Kraftwerke in besonderem Maße treffen.

6 Ergebnisse

Im Ergebnis kann festgehalten werden, dass die gleichzeitige Besteuerung sowohl der für die Stromerzeugung eingesetzten fossilen Energieträger als auch des erzeugten Stroms weder finanzverfassungsrechtlich noch europarechtlich überzeugenden Bedenken begegnet, sofern sie umweltpolitisch begründet ist.

In diesem Sinne wäre es möglich, die Steuertarife nach klimapolitischen Gesichtspunkten zu staffeln. Eine solche Staffelung könnte beispielsweise proportional am CO₂-Gehalt ausgerichtet oder auf Basis des jeweiligen CO₂-Gehalts durch eine progressive Komponente verstärkt werden. Zulässig wäre es darüber hinaus auch, allein die Kohle zu besteuern, wobei es sich in diesem Falle klimapolitisch anböte, unterschiedliche Steuersätze für Braun- und Steinkohle festzulegen.

7 Quellenverzeichnis

- Bruch, David / Greve, Holger: Die Kernbrennstoffsteuer im Fokus der Finanzgerichtsbarkeit, in: BB 2012, S. 234 ff.
- Drüen, Klaus-Dieter: Der Steuertypus der Verbrauchsteuer - dargestellt am Negativbeispiel der Kernbrennstoffsteuer in: ZfZ 2012, 309 ff.
- Epping, Volker / Hillgruber, Christian (Hrsg.): Beck'scher Online-Kommentar Grundgesetz (Stand: 01.09.2014).
- Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS), Ökologische Steuerreform 1999-2003, Beitrag auf der Homepage <http://www.foes.de/themen/oekologische-steuerreform-1999-2003/> (Zugriff 13.11.2015).
- Gawel, Erik: Kernbrennstoffsteuer und Verbrauchsteuerbegriff, UFZ Discussion Papers, 14/2014, https://www.ufz.de/export/data/global/59110_DP_14_2014_Gawel_Kernbrennstoffsteuer%20und%20Verbrauchsteuerbegriff.pdf, abgerufen am 14.11.2015.
- Haucap, Justus: Eine ökonomische Analyse der Überwälzbarkeit der Kernbrennstoffsteuer, Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie 2012, http://www.dice.hhu.de/fileadmin/redaktion/Fakultaeten/Wirtschaftswissenschaftliche_Fakultaet/DICE/Ordnungspolitische_Perspektiven/028_OP_Haucap.pdf, abgerufen am 14.11.2015
- Jarass, Hans D. / Pieroth, Bodo 2014: Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland (GG), 13. Auflage München.
- Kahl, Wolfgang / Waldhoff, Christian / Walter, Christian (Hrsg.) Bonner Kommentar zum Grundgesetz BK-GG, (Stand: 2009 / Kommentierung 1997).
- Klinski, Stefan, in: Horst, Juri / Leprich, Uwe / Luxenburger, Martin / Klann, Uwe / Weber, Andreas / Zipp, Alexander (IZES) / Klinski, Stefan 2015: Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen (Gutachten), Anhang A 3. Online verfügbar: http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/EM_14_003.pdf.
- Maunz, Theodor / Dürig, Günter (Begr.) / Herzog, Roman u.a. (Hrsg.): Grundgesetz, Loseblattkommentar Stand: März 2014.
- Martini, Mario, Die Kernbrennstoffsteuer – ein steuerrechtlicher Störfall? Offene verfassungs- und unionsrechtliche Fragen, ZUR 2012, 219 ff.
- Oei, Pao-Yu / Kiefert, Claudia / Reitz, Felix / von Hirschhausen, Christian 2014: Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende (DIW 2014). Online verfügbar: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.471589.de/diwkompakt_2014-084.pdf, abgerufen am 14.11.2015, Berlin 2014.
- SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen): Den Strommarkt der Zukunft gestalten, Sondergutachten. Online verfügbar: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2013_11_SG_Strommarkt_der_Zukunft_gestalten.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen am 14.11.2015.
- Tipke, Klaus / Lang, Joachim, Steuerrecht, 22. Auflage 2015.
- von Mangoldt, Hermann / Klein, Friedrich / Starck, Christian, Kommentar zum Grundgesetz: GG, 7. Auflage 2016.
- von Münch, Ingo / Kunig, Philip 2012: Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland (GG), Bd. 2, Art. 70-146, 6. Auflage, München.
- Wernsmann, Rainer, Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes für die Kernbrennstoffsteuer, in: NVwZ 2011, S. 1367 ff.
- Wronski, Rupert / Küchler, Swantje / Falke, Iris / Wandscher, Katharina: Umsetzung eines CO2-Mindestpreises in Deutschland (Studie des Forums ökologische Marktwirtschaft (FÖS) in Zusammenarbeit mit Rechtsanwälte Schnutenhaus und Koll. im Auftrag der European Climate Foundation, Manuskriptfassung), Berlin 2014.