

---

# Der Klimaschutzbeitrag des Stromsektors bis 2040

---

Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen

---

**STUDIE**

---

**Agora**  
Energiewende



---

# Der Klimaschutzbeitrag des Stromsektors bis 2040

---

## IMPRESSUM

---

### STUDIE

Der Klimaschutzbeitrag des Stromsektors bis 2040

Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke  
und deren wirtschaftliche Auswirkungen

### ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende  
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

### PROJEKTLEITUNG:

Dr. Gerd Rosenkranz  
gerd.rosenkranz@agora-energiewende.de

Dr. Barbara Praetorius  
barbara.praetorius@agora-energiewende.de

Philipp Litz  
philipp.litz@agora-energiewende.de

### DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

enervis energy advisors GmbH  
Schlesische Straße 29 – 30 | 10997 Berlin  
Projektleitung: Julius Ecke, Uwe Hilmes, Tim Steinert

Lektorat: [www.infotext-berlin.de](http://www.infotext-berlin.de)

Satz: [www.infotext-berlin.de](http://www.infotext-berlin.de)

Titelbild: © LianeM - Fotolia

**081/15-S-2015/DE**

Veröffentlichung: November 2015

Bitte zitieren als:

enervis energy advisors (2015): *Der Klimaschutzbeitrag des Stromsektors bis 2040. Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen.*

Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

---

---

# Vorwort

---

Liebe Leserin, lieber Leser,

„Dekarbonisierung“ ist sicherlich einer der Anwärter auf das energiewirtschaftliche Wort des Jahres 2015. Die G-7-Beschlüsse von Elmau im Juni 2015 zeigen einmal mehr, dass der Schutz des Klimas zum globalen energiepolitischen Leitmotiv geworden ist. Dem Stromsektor kommt dabei eine Schlüsselrolle zu: Elektrizität muss (und kann) langfristig nahezu klimaneutral erzeugt werden, da die verbleibenden Rest-Emissionen des Jahres 2050 eher auf die Bereiche Landwirtschaft und Industrie entfallen werden.

In einer solchen Welt haben Kohlekraftwerke auf Dauer keine Zukunft. Die Beschlüsse der Bundesregierung vom Juli 2015 zum zusätzlichen Reduktionsbeitrag des deutschen Stromsektors für das Jahr 2020 werden sich deshalb als Startschuss für einen umfassenden Strukturwandel in der deutschen Stromwirtschaft erweisen, der mit einem stufenweisen Abschied aus der Kohleverstromung einhergeht.

Aus wirtschaftlicher Sicht sollte der Rückgang der fossilen Stromerzeugung möglichst kosteneffizient gestaltet wer-

den; ein geeignetes Kriterium hierfür können die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten sein. Das Beratungsunternehmen enervis energy advisors GmbH hat entlang dieser Überlegungen die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks im Einklang mit den im Energiekonzept festgelegten Klimaschutzzielen für 2030 und 2040 (minus 55 Prozent beziehungsweise minus 70 Prozent CO<sub>2</sub> gegenüber 1990) ermittelt.

Untersucht wurde, welche energiewirtschaftlichen Veränderungen die Einhaltung des notwendigen CO<sub>2</sub>-Reduktionspfads mit sich bringt und wie sich dies auf zentrale wirtschaftliche Indikatoren auswirkt. Entscheidend wird sein, dass der Strukturwandel in der Energiewirtschaft ohne schwere Strukturbrüche für Unternehmen, Beschäftigte und Regionen bewältigt werden kann und daraus neue Chancen erwachsen. Dass dies möglich ist, legt die nachfolgende Untersuchung nahe.

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr Patrick Graichen,

Direktor Agora Energiewende

## Die Ergebnisse auf einen Blick

1

### **Der europäische Emissionshandel macht eine aktive Klimaschutzpolitik im Stromsektor nicht obsolet.**

Selbst wenn man annimmt, dass der CO<sub>2</sub>-Preis bis 2040 auf 39 Euro ansteigt, liegen die Emissionen des deutschen Stromsektors im Business-as-usual-Szenario konstant um 40 bis 60 Mio. t CO<sub>2</sub> über einem mit den deutschen Klimazielen für 2030 und 2040 konsistenten CO<sub>2</sub>-Reduktionspfad. Deshalb ist ein zusätzliches nationales Klimaschutzinstrument dauerhaft unverzichtbar – auch um Planungssicherheit herzustellen.

2

### **Zur Einhaltung der deutschen Klimaszutzziele für 2030 und 2040 muss die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken ab sofort deutlich und immer weiter reduziert werden.**

Im kosteneffizienten Zielpfad sinkt die Stromerzeugung von Braun- und Steinkohlekraftwerken von derzeit etwa 260 Terawattstunden auf etwa 100 Terawattstunden im Jahr 2030 und auf weniger als 40 Terawattstunden im Jahr 2040. Ein Großteil der heute betriebenen Kohlekraftwerke erreicht deshalb nicht mehr seine maximale technische Lebensdauer.

3

### **Die Absenkung der Kohleverstromung ist energiewirtschaftlich gut verkraftbar, wenn sie stufenweise entlang der geringsten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten erfolgt.**

Der mittlere Anstieg der Großhandelspreise beträgt dann etwa 0,3 Cent pro Kilowattstunde, die höheren Erlöse der verbleibenden Kraftwerke kompensieren Energieversorger für entgangene Gewinne aus stillgelegten Anlagen. Der Strukturwandel in den betroffenen Regionen sollte aktiv gestaltet werden.

4

### **Die Reduktion der deutschen Kohleverstromung verbessert nicht nur die deutsche, sondern auch die europäische Klimabilanz.**

Denn so kommen emissionsärmere Gaskraftwerke auch jenseits der deutschen Grenzen wieder stärker zum Zug. Damit die dabei freiwerdenden CO<sub>2</sub>-Zertifikate nicht zu Mehremissionen anderswo in Europa führen, sollte die geplante Marktstabilitätsreserve eine Regelung zur Stilllegung überschüssiger CO<sub>2</sub>-Zertifikate erhalten.

---

# Inhalt

---

---

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung und Kernergebnisse</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Executive Summary</b>	<b>17</b>
<b>3</b>	<b>Ausgangssituation und Zielstellung</b>	<b>19</b>
3.1	Klimaschutzziele und Gesamtemissionsentwicklung	19
3.2	Treiber der Emissionen der Stromerzeugung	20
3.3	Handlungslücke	22
3.4	Zielstellung der Studie	24
<b>4</b>	<b>Klimaschutzmaßnahmen und europäische Wechselwirkungen</b>	<b>25</b>
4.1	Diskutierte Klimaschutzmaßnahmen	25
4.2	Nationale Maßnahmen im europäischen Kontext	27
<b>5</b>	<b>Methodik und Definition der Szenarien</b>	<b>31</b>
5.1	Das enervis-Strommarktmodell	31
5.2	Übergeordnete Prämissen	32
5.3	Definition der Szenarien	34
5.3.1	Referenzszenario	34
5.3.2	Ohne Retrofit-Szenario	34
5.3.3	Klimaschutzszenario	34
5.4	CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten als Stilllegungskriterium	36
<b>6</b>	<b>Strukturentwicklungen in den Szenarien</b>	<b>39</b>
6.1	Referenzszenario	39
6.1.1	Kapazitätsentwicklung	39
6.1.1.1	Zu- und Rückbauentscheidungen	40
6.1.1.2	Retrofitentscheidungen	41
6.1.2	Erzeugungsentwicklung	41
6.2	Ohne-Retrofit-Szenario	43
6.2.1	Kapazitätsentwicklung	43
6.2.1.1	Zu- und Rückbau	43
6.2.2	Erzeugungsentwicklung	44
6.3	Klimaschutzszenario	45
6.3.1	Kapazitätsentwicklung	45
6.3.1.1	Stilllegungsentscheidungen	45
6.3.1.2	Zu- und Rückbau	48
6.3.2	Erzeugungsentwicklung	49

---

---

# Inhalt

---

---

<b>7</b>	<b>Effekte der Klimaschutzmaßnahmen</b>	<b>51</b>
7.1	Erzeugungs- und Exportbilanz	51
7.2	Emissionen und Zielerreichung	52
7.3	CO <sub>2</sub> -Vermeidung durch Retrofitverzicht und Stilllegungen	53
7.4	Großhandelspreise	55
<b>8</b>	<b>Verteilungseffekte</b>	<b>57</b>
8.1	Verbraucherbelastung	57
8.2	Wirtschaftlichkeit der konventionellen Kraftwerke	58
<b>9</b>	<b>Diskussion der Ergebnisse</b>	<b>61</b>
9.1	Diskussion zentraler Einflussfaktoren	61
9.2	Implikationen für die instrumentelle Ausgestaltung	63
<b>10</b>	<b>Zusammenfassung und Fazit</b>	<b>67</b>
10.1	Kernergebnisse der Modellierungen	67
10.2	Fazit	68
<b>11</b>	<b>Anhang</b>	<b>69</b>
11.1	Sektorkaskadierung	69
11.2	Annahmen im Einzelnen	70
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>71</b>

---

---

# Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

---

Abbildung Z1:	Verlauf der CO <sub>2</sub> -Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien	9
Abbildung Z2:	Jährliche Entwicklung der Stromerzeugung von Kohlekraftwerken im Klimaschutzszenario, 2014 bis 2040	10
Abbildung Z3:	Erzeugungs- (links) und Exportbilanz (rechts) – Szenarienvergleich	11
Abbildung Z4:	Besserstellung des Gesamtportfolios aller Kraftwerke zwischen den Szenarien	13
Abbildung Z5:	CO <sub>2</sub> -Vermeidung durch vorzeitige Kraftwerksstilllegungen im Klimaschutzszenario	14
Abbildung 1:	Entwicklung, Projektionen und Ziele der Treibhausgasemissionen	20
Abbildung 2:	Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen der Stromerzeugung	21
Abbildung 3:	Handlungslücke im Bereich der Stromerzeugung im Jahr 2020 beziehungsweise 2035 im Vergleich verschiedener Studien/Positionen (Vergleich basiert zum Teil auf Schätzungen der enervis)	23
Abbildung 4:	Diskutierte Klimaschutzmaßnahmen für 2020 im Stromsektor	25
Abbildung 5:	Grundstruktur des enervis Fundamentalmodells (eMP)	32
Abbildung 6:	Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen der Stromerzeugung nach Umweltbundesamt, politischer Zielpfad und Ziele der vorliegenden Studie	35
Abbildung 7:	Effekte einer Stilllegung in Bezug auf die Merit-Order und die CO <sub>2</sub> -Intensität	36
Abbildung 8:	Vermeidungskostenkurve der Stilllegungen	37
Abbildung 9:	Kapazitätsentwicklung im Referenzszenario	39
Abbildung 10:	Zu- und Rückbau – Referenzszenario	40
Abbildung 11:	Retrofitentscheidungen	41
Abbildung 12:	Erzeugungsentwicklung – Referenzszenario	42
Abbildung 13:	Kapazitätsentwicklung im Ohne-Retrofit-Szenario	43
Abbildung 14:	Zu- und Rückbau – Ohne-Retrofit-Szenario	44
Abbildung 15:	Erzeugungsentwicklung – Ohne-Retrofit-Szenario	45
Abbildung 16:	Kapazitätsentwicklung im Klimaschutzszenario	46
Abbildung 17:	Stilllegung von Kohlekraftwerken zur Erreichung des CO <sub>2</sub> -Zielpfades im Klimaschutzszenario	47
Abbildung 18:	Stilllegungsentscheidungen und Nettostilllegungen im Klimaschutzszenario	48
Abbildung 19:	Zu- und Rückbau – Klimaschutzszenario	49
Abbildung 20:	Erzeugungsentwicklung – Klimaschutzszenario	50
Abbildung 21:	Erzeugungs- und Exportbilanz – Szenarienvergleich	51
Abbildung 22:	Verlauf der CO <sub>2</sub> -Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien	53
Abbildung 23:	Brutto- und Netto-CO <sub>2</sub> -Vermeidung durch die Klimaschutzmaßnahme	54
Abbildung 24:	Basepreisentwicklung – Szenarienvergleich	55
Abbildung 25:	Endkundenpreissteigerung durch die Klimaschutzmaßnahme (Darstellung für den nicht EEG-privilegierten Letztverbrauch – Referenz- vs. Klimaschutzszenario)	58
Abbildung 26:	Besserstellung des Gesamtportfolios aller Kraftwerke zwischen den Szenarien	59

---

# Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

---

Tabelle 1:	Grundstruktur des enervis Fundamentalmodells (eMP)	33
Tabelle 2:	Studienvergleich Handlungslücke und Prämissen 2020 (Euro real 2015; Umrechnung mit zwei Prozent Inflation)	61
Tabelle 3:	Aktuelle Untersuchungen zur Preis- und Emissionswirkung von Kraftwerksstilllegungen	62
Tabelle 4:	Zentrale Ergebnisse der Marktszenarien	67
Tabelle 5:	Sektorkaskadierung und Treibhausgasemissionen am Beispiel des Projektionsberichts 2015 (BMUB (2015))	69
Tabelle 6:	Brennstoffpreisannahmen	70
Tabelle 7:	Kuppelkapazitäten	70
Tabelle 8:	Ausbaupfad Erneuerbare Energien und Nettostromnachfrage	70



# 1. Zusammenfassung und Kernergebnisse

Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, bis Mitte des Jahrhunderts ihre Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 80 bis 95 Prozent zu reduzieren. Um eine schrittweise Transformation des Energiesystems zu ermöglichen, wurden deshalb bereits im Energiekonzept 2010 Zwischenziele definiert, die bis 2020 eine Reduktion um 40 Prozent, bis 2030 um 55 Prozent und bis 2040 um 70 Prozent vorsehen.<sup>1</sup> Diese Ziele hat die aktuelle Bundesregierung in ihrem ersten Fortschrittsbericht zur Energiewende „Energie der Zukunft“ im Dezember 2014 erneut bestätigt.<sup>2</sup> Der Stromsektor, in dem der Anteil der Erneuerbaren Energien bis 2050 auf mindestens 80 Prozent steigen soll, wird bis dahin somit weitestgehend dekarbonisiert sein.

Auch die Europäische Union hat das Ziel ausgegeben, die gesamten Treibhausgasemissionen bis zur Mitte des Jahrhunderts um 80 bis 95 Prozent gegenüber dem Niveau von 1990 zu reduzieren. Laut *Energy Roadmap* der Europäischen Kommission müssen die Emissionen der Stromerzeugung dafür sogar um 93 bis 99 Prozent sinken. Auch auf europäischer Ebene wird somit langfristig eine nahezu klimaneutrale Stromerzeugung angestrebt.<sup>3</sup>

Weltweit setzt sich zunehmend die Erkenntnis durch, dass das fossile Energiezeitalter beendet werden muss, soll die Erderwärmung auf ein noch zu bewältigendes Maß begrenzt werden. So stellte etwa die Internationale Energieagentur (IEA) jüngst fest, dass die Einhaltung des international angestrebten Zwei-Grad-Schwellenwertes der durchschnittlichen Erderwärmung nur dann noch sichergestellt werden kann, wenn insbesondere im Stromsektor signifikante CO<sub>2</sub>-Reduktionen im Wege einer schrittweisen Verringerung der welt-

weiten Kohleverstromung zeitnah realisiert werden und kein weiterer Neubau von Kohlekraftwerken mehr stattfindet.<sup>4</sup>

Die nationalen wie die internationalen Klimaschutzziele lassen keinen Zweifel daran, dass der bereits angelaufene Strukturwandel im deutschen Stromsektor fundamentaler Natur sein wird. Weil Deutschland diesen Strukturwandel vor allem auf Basis der fluktuierenden Erneuerbaren Energien Windkraft und Photovoltaik und einer umfassenden Effizienzstrategie vollziehen will, wird die Bedeutung konventioneller Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle zwangsläufig Schritt für Schritt abnehmen und ihr Anteil an der Stromerzeugung von etwa 45 Prozent im Jahr 2014 langfristig auf null sinken.

Die seit der zweiten Jahreshälfte 2014 in Deutschland intensiv geführte Diskussion über den Beitrag des Stromsektors zum Klimaschutzziel 2020 basiert auf der Feststellung, dass das Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) als zentrales Instrument der EU-Klimaschutzpolitik derzeit flankierender nationaler Maßnahmen bedarf, damit Deutschland seine kurz- und mittelfristigen Klimaziele erreichen kann. Die Bundesregierung hat deshalb im Juli 2015 die Überführung von 2,7 Gigawatt alter Braunkohlekraftwerke in eine Kraftwerksreserve sowie deren anschließend endgültige Stilllegung beschlossen.

Vor diesem Hintergrund hat Agora Energiewende das Beratungsunternehmen enervis energy advisors GmbH beauftragt, die bereits im Juni 2015 veröffentlichte Studie *Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen – Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020*<sup>5</sup> auf eine langfristige Perspektive hin zu erweitern. Ziel der

1 Bundesregierung (2010): *Energiekonzept für eine umwelt-schonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*

2 Bundesregierung (2014): *Die Energie der Zukunft*. Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende

3 European Commission (2011): *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions*. Energy Roadmap 2050

4 International Energy Agency (2015): *Energy and Climate Change*. World Energy Outlook Special Report

5 enervis energy advisors (2015): *Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen. Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende

CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategie im Stromsektor, mit der das sektorenübergreifende Klimaschutzziel für 2050 entlang der bereits vereinbarten Zwischenziele für 2030 und 2040 erreicht wird. Zugleich sollen die Rückwirkungen einer solchen Klimaschutzstrategie auf die Kraftwerksbetreiber, auf die Großhandels- sowie die Endkundenpreise für Strom betrachtet werden.

Die Studie modelliert dazu mithilfe eines von enervis entwickelten europäischen Strommarktmodells drei Szenarien bis 2040: Ein Referenzszenario bildet zunächst die CO<sub>2</sub>-Emissionsentwicklung der Stromerzeugung ohne zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen ab. Je nach Alter und modellendogen erwarteter Wirtschaftlichkeit bieten die bestehenden Kraftwerkskapazitäten entweder in den Markt, werden durch Retrofitmaßnahmen über ihre technische Lebensdauer hinaus ertüchtigt oder aber bei längerer Unrentabilität vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer stillgelegt. Dadurch ergibt sich ein realistischer Verlauf der zu erwartenden Handlungslücke gegenüber einem CO<sub>2</sub>-Reduktionspfad auf Basis der Klimaszutzziele. Die Handlungslücke wird in einem zweiten Szenario durch Verzicht auf Retrofitmaßnahmen und darüber hinausgehende iterative Stilllegungen von Kohlekraftwerken („Klimaschutzszenario“) geschlossen. In einem dritten Szenario wird zusätzlich untersucht, welche Konsequenzen allein der Verzicht auf ertüchtigende Retrofitmaßnahmen bei Kohlekraftwerken haben kann („Ohne-Retrofit-Szenario“). So lässt sich konkret abschätzen, welchen Einfluss der Verzicht auf Retrofitmaßnahmen auf die CO<sub>2</sub>-Zielerreichung hat.

Der für das Klimaschutzszenario definierte Zielpfad für die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung basiert auf den sektorenübergreifenden Klimaszutzziele für 2020 und 2050 (siehe Abbildung Z2, rote Linie): Während für 2020 analog zum sektorenübergreifenden Gesamtziel eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um minus 40 Prozent angestrebt wird, wird bis 2050 eine notwendige CO<sub>2</sub>-Reduktion um minus 90 Prozent angesetzt. Der 2050-Zielwert sieht somit einen ambitionierten Beitrag der Stromerzeugung innerhalb des Gesamtziels von minus 80 bis minus 95 Prozent vor. Ein solcher Beitrag erscheint mindestens notwendig, wenn etwa in den Sektoren Industrie oder Landwirtschaft weiterhin

Emissionsbudgets für Prozesse zur Verfügung stehen sollen, für die bisher noch keine angemessene Substituierung abzusehen ist.<sup>6</sup> Um einen stetigen und schrittweisen Umbau des Stromsektors zu ermöglichen und Strukturbrüche zu vermeiden, wird für die Zwischenjahre eine lineare Entwicklung basierend auf den oben genannten Zielwerten angestrebt (2030: minus 57 Prozent, 2040: minus 73 Prozent).

Die Auswahl der Kraftwerke, die zur Einhaltung des definierten CO<sub>2</sub>-Zielpfads im Klimaschutzszenario schrittweise stillgelegt werden, erfolgt auf Basis von CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, die sowohl ökologische als auch ökonomische Eigenschaften der Kraftwerke berücksichtigen und so eine effektive und gleichzeitig kostengünstige CO<sub>2</sub>-Reduktion sicherstellen. Die Ergebnisse der Modellierung werden im Folgenden kurz zusammengefasst.

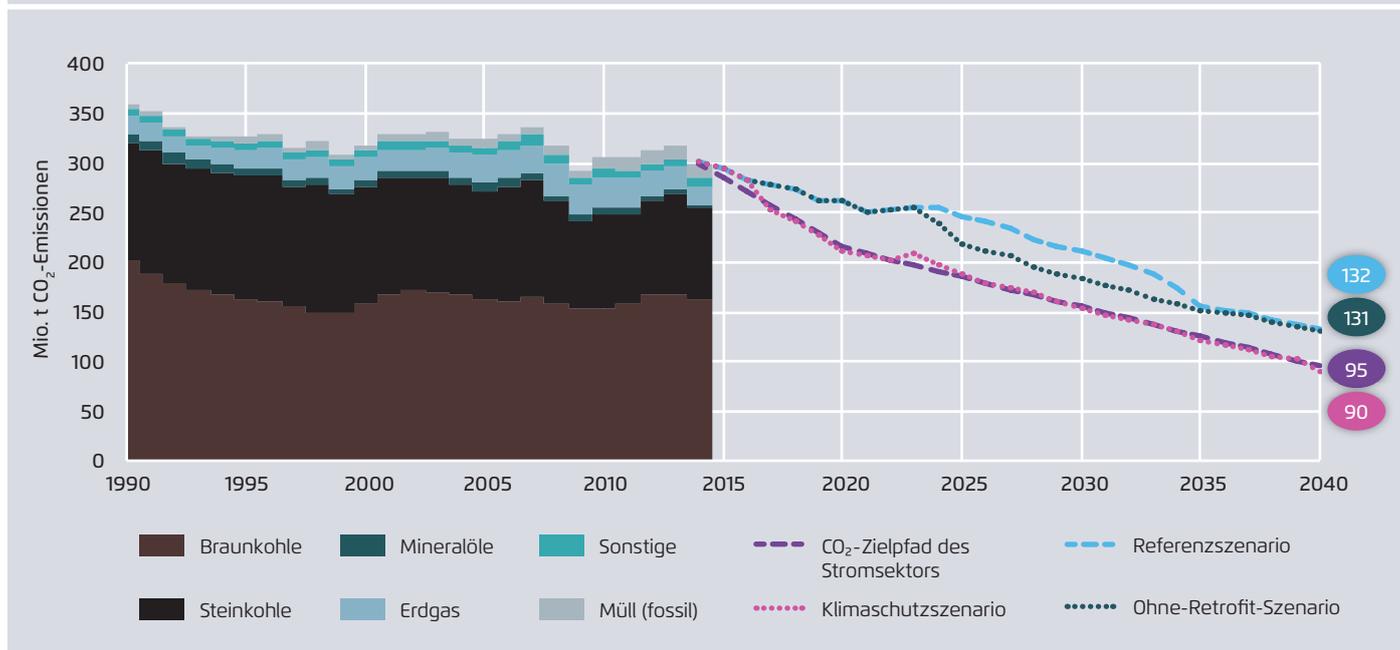
**Der europäische Emissionshandel macht eine aktive Klimaschutzpolitik im Stromsektor nicht obsolet. Selbst wenn man annimmt, dass der CO<sub>2</sub>-Preis bis 2040 auf 39 Euro ansteigt, liegen die Emissionen des deutschen Stromsektors im Business-as-usual-Szenario konstant um 40 bis 60 Mio. t CO<sub>2</sub> über einem mit den deutschen Klimazielen für 2030 und 2040 konsistenten CO<sub>2</sub>-Reduktionspfad. Deshalb ist ein zusätzliches nationales Klimaschutzinstrument dauerhaft unverzichtbar – auch um Planungssicherheit herzustellen.**

Damit die Europäische Union ihre langfristigen Klimaschutzziele erreicht, muss die Stromerzeugung bis 2050 weitestgehend CO<sub>2</sub>-neutral erfolgen. Zentrales Instrument für die Umsetzung der Dekarbonisierung im Stromsektor auf gesamteuropäischer Ebene ist deshalb der 2005 eingeführte Emissionshandel.

<sup>6</sup> siehe hierzu: Prognos/EWI/GWS (2010): *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*; European Commission (2011): *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Energy Roadmap 2050*

Verlauf der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien

Abbildung Z1



Eigene Darstellung

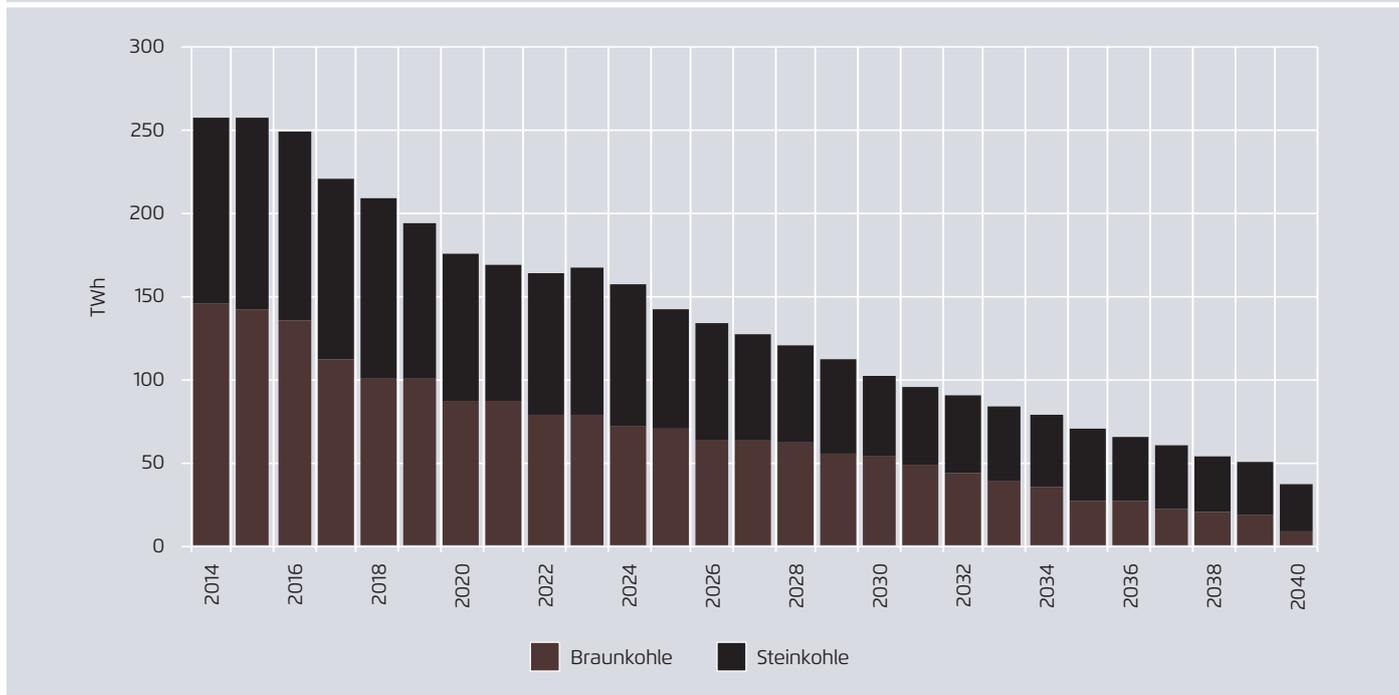
Der Emissionshandel gibt den CO<sub>2</sub>-Emissionen einen Preis und Verbrauchern sowie Investoren damit ein wichtiges Signal, dass diese Emissionen mit Kosten für die Gesellschaft verbunden sind. Er ist als alleiniges Instrument jedoch weder kurz- noch langfristig ausreichend, wenn Deutschland seine nationalen Klimaschutzziele erreichen will, denn das CO<sub>2</sub>-Preisniveau, das dafür erforderlich wäre, stößt an industrie- und wirtschaftspolitische Grenzen. Im Ergebnis sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Referenzszenario bis 2040 zwar vor allem infolge des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien und eines erwarteten Anstiegs der CO<sub>2</sub>-Preise auf 39 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>-Emissionen kontinuierlich ab. Gleichzeitig wird der sektorale CO<sub>2</sub>-Zielpfad jedoch im Jahr 2020 um 48 Millionen Tonnen, im Jahr 2030 um 56 Millionen Tonnen und im Jahr 2040 um 37 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>, also über den gesamten Betrachtungszeitraum, deutlich verfehlt (vgl. Abbildung Z2). Zur Einhaltung des sektoralen CO<sub>2</sub>-Zielpfades sind somit auch langfristig zusätzliche nationale Maßnahmen wie etwa vorzeitige Kraftwerksstilllegungen notwendig, die den europäischen Emissionshandel flankieren.

Die derzeit geplante Reform des Emissionshandels durch Einführung einer Marktstabilitätsreserve hat darauf nur eingeschränkten Einfluss: Da es sich bei der Marktstabilitätsreserve um ein Instrument der reinen Mengensteuerung handelt, kann mittelfristig zwar von einer Stabilisierung der CO<sub>2</sub>-Preise ausgegangen werden. Hinsichtlich der absoluten Höhe des CO<sub>2</sub>-Preises bis 2040 ist die langfristige Entwicklung jedoch weiterhin von erheblichen Unsicherheiten geprägt.

Die bestehende Preisunsicherheit wirkt sich jedoch nicht nur auf die Einhaltung der deutschen Klimaschutzziele aus, sondern erhöht auch die Unsicherheit hinsichtlich des zeitlichen Verlaufs des bereits eingeleiteten Strukturwandels in der Energiewirtschaft und den Regionen. Soll der Strukturwandel schrittweise und ohne Strukturbrüche verlaufen, braucht es neben dem Emissionshandel auch langfristig ein zusätzliches Klimaschutzinstrument, das für Planungssicherheit sorgt.

Ein Verzicht auf ertüchtigende und die Kraftwerkslebenszeit verlängernde Retrofitmaßnahmen in Braun- und Stein-

Jährliche Entwicklung der Stromerzeugung von Kohlekraftwerken im Klimaschuttszenario, 2014 bis 2040 Abbildung Z2



Eigene Darstellung

kohlekraftwerken, die im Referenzszenario insbesondere nach der Stilllegung der letzten Kernkraftwerke ab Mitte der 2020er-Jahre in erheblicher Zahl ergriffen würden, ist als alleinige Klimaschutzmaßnahme ebenfalls keine langfristige Option. Zwar lässt eine solche Maßnahme die Handlungslücke bis 2030 zu vergleichsweise geringen wirtschaftlichen Kosten deutlich um 28 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> schrumpfen. Der positive Klimaeffekt bleibt jedoch auf einen Zeitraum bis Mitte der 2030er-Jahre befristet. Danach unterscheiden sich das Referenzszenario und das Ohne-Retrofit-Szenario nur noch marginal. Grund dafür ist, dass im Referenzszenario Retrofitentscheidungen nur zwischen dem endgültigen Kernenergieausstieg 2022 bis Mitte der 2030er-Jahre positiv entschieden werden. Im restlichen Betrachtungszeitraum werden mögliche Retrofitentscheidungen hingegen auch im Business-as-usual (Referenzszenario) fast durchweg negativ beschieden, da eine Verlängerung der technischen Lebensdauer durch Reinvestitionen nicht wirtschaftlich wäre.

Zur Einhaltung der deutschen Klimaschutzziele für 2030 und 2040 muss die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken ab sofort deutlich und immer weiter reduziert werden. Im kosteneffizienten Zielpfad sinkt die Stromerzeugung von Braun- und Steinkohlekraftwerken von derzeit etwa 260 Terawattstunden auf etwa 100 Terawattstunden im Jahr 2030 und auf weniger als 40 Terawattstunden im Jahr 2040. Ein Großteil der heute betriebenen Kraftwerke erreicht deshalb nicht mehr seine maximale technische Lebensdauer.

Möchte Deutschland seine sektorenübergreifenden Klimaschutzziele erreichen, so ist dafür im Bereich der Stromerzeugung die Einhaltung des oben definierten CO<sub>2</sub>-Zielpfades notwendig. Dazu wird die installierte Kraftwerksleistung von Braun- und Steinkohlekraftwerken im Klimaschuttszenario von heute rund 47 Gigawatt deutlich abgesenkt und auch in den Folgejahren immer weiter reduziert werden

– auf maximal 15 Gigawatt im Jahr 2030 und nur noch maximal 7 Gigawatt im Jahr 2040. Damit erreicht ein Großteil der Kohlekraftwerke nicht mehr die in der Studie angenommene maximale technische Lebensdauer von 40 beziehungsweise 50 Jahren (Steinkohle beziehungsweise Braunkohle), sondern wird bereits vorher stillgelegt.

Damit einher geht eine deutliche Reduktion der Kohlestromproduktion: Produzieren die heute noch installierten 47 Gigawatt noch rund 260 Terawattstunden, kommen die verbleibenden 15 GW Kohlekraftwerke im Jahr 2030 auf nur noch rund 100 Terawattstunden. Die bis 2040 noch im Markt verbleibenden 7 GW tragen mit weniger als 40 Terawattstunden schließlich nur noch marginal zur Deckung der inländischen Stromnachfrage bei.

**Die schrittweise Stilllegung von Kohlekraftwerken gefährdet nicht die Versorgungssicherheit in Deutschland. Sie liegt weiterhin auf hohem Niveau. Aufgrund der im Ausland zeitweise günstiger verfügbaren Kraftwerkskapazitäten wird Deutschland vorübergehend zum Nettoimporteur. Die Deckung der inländi-**

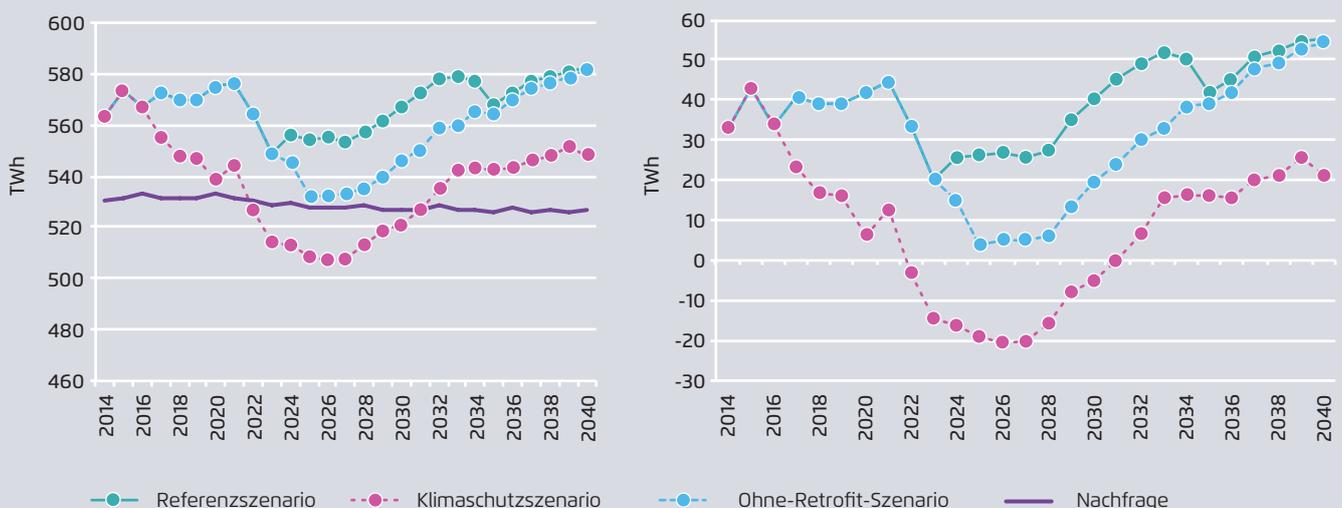
**schen Nachfrage bleibt jedoch auch in diesem Zeitraum durch nationale Kapazitäten möglich.**

Der deutsche Strommarkt ist Teil des europäischen Strommarktes, in dem durch Marktkopplung nahezu alle nationalen Teilmärkte eng miteinander verknüpft sind. Die jährlichen Import- und Exportbilanzen der einzelnen Länder sind somit Ausdruck der Wettbewerbsfähigkeit der nationalen Erzeugungskapazitäten gegenüber den insgesamt im Ausland verfügbaren Kapazitäten.

Im Referenzszenario verbleiben die deutschen Stromexportüberschüsse somit zunächst etwa auf heutigem Niveau und steigen bis 2040 auf rund 55 Terawattstunden an, da im deutschen Strommarkt bei erheblichen Überkapazitäten noch verhältnismäßig viele grenzkostenniedrige Kohlekraftwerke zur Verfügung stehen. Im Klimaschutzszenario gehen die Exportüberschüsse dagegen entsprechend der Reduktion der Kohlekraftwerkskapazitäten Schritt für Schritt zurück. In den Jahren 2022 bis 2031 wird Deutschland sogar zum Nettoimporteur von Strom mit einem Importüberschuss von maximal 20 Terawattstunden pro Jahr.

Erzeugungs- (links) und Exportbilanz (rechts) – Szenarienvergleich

Abbildung Z3



Eigene Darstellung

Das entspricht rund vier Prozent des deutschen Strombedarfs. Danach baut sich bis 2040 erneut ein Exportbilanzsaldo von wiederum etwa 20 Terawattstunden auf.

Modellendogen zeigt sich jedoch, dass Deutschland auch in diesem Zeitraum stets in der Lage wäre, seinen Strombedarf ausschließlich auf Basis eigener Kraftwerkskapazitäten und der angenommenen Lastflexibilitäten zu decken. Trotz der im Klimaschutzszenario sinkenden Erzeugungsleistung aus Kohlekraftwerken ist die Deckung des Strombedarfs in Deutschland somit jederzeit sichergestellt. Die Versorgungssicherheit verharnt in allen Szenarien über den gesamten Betrachtungszeitraum auf konstant hohem Niveau.

**Die Absenkung der Kohleverstromung ist energiewirtschaftlich gut verkraftbar, wenn sie stufenweise entlang der geringsten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten erfolgt. Der mittlere Anstieg der Großhandelspreise beträgt dann etwa 0,3 Cent pro Kilowattstunde, die höheren Erlöse der verbleibenden Kraftwerke kompensieren Energieversorger für entgangene Gewinne aus stillgelegten Anlagen. Der Strukturwandel in den betroffenen Regionen sollte aktiv gestaltet werden.**

Die schrittweise Stilllegung von Kohlekraftwerken auf Basis der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten ist ohne tiefgreifende energiewirtschaftliche Folgen möglich. Infolge der Angebotsverknappung durch Kraftwerksstilllegungen kommen im Klimaschutzszenario häufiger Kraftwerke mit höheren Grenzkosten zum Einsatz. Im Ergebnis steigen deshalb die Großhandelsstrompreise (Jahresbase) über den gesamten Betrachtungszeitraum moderat um durchschnittlich 0,3 Cent pro Kilowattstunde. Die Spannweite der jährlichen Unterschiede zwischen Referenz- und Klimaschutzszenario reicht von mindestens 0,2 Cent pro Kilowattstunde im Jahr 2017 bis zu einer maximalen Differenz von knapp 0,5 Cent pro Kilowattstunde im Jahr 2023.

Für die Kraftwerksbetreiber stellen die Klimaschutzmaßnahmen im Klimaschutzszenario damit in Summe keine Zusatzbelastung dar. Zwar entgehen den Betreibern durch die

vorzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken Deckungsbeiträge. Das insgesamt moderat höhere Niveau der Großhandelsstrompreise sowie die in Teilen gestiegene Auslastung einzelner Anlagen wirkt sich im Gegenzug jedoch positiv auf die Erlöse der im Markt verbleibenden Kraftwerke aus und führt in Summe zu einer positiven Bilanz. Über den Betrachtungszeitraum steigen die Deckungsbeiträge des gesamten Kraftwerksparks im Klimaschutzszenario gegenüber dem Referenzszenario um rund 17,8 Milliarden Euro an, nach Abzinsung noch um 13,2 Milliarden Euro (vgl. Abbildung Z4).

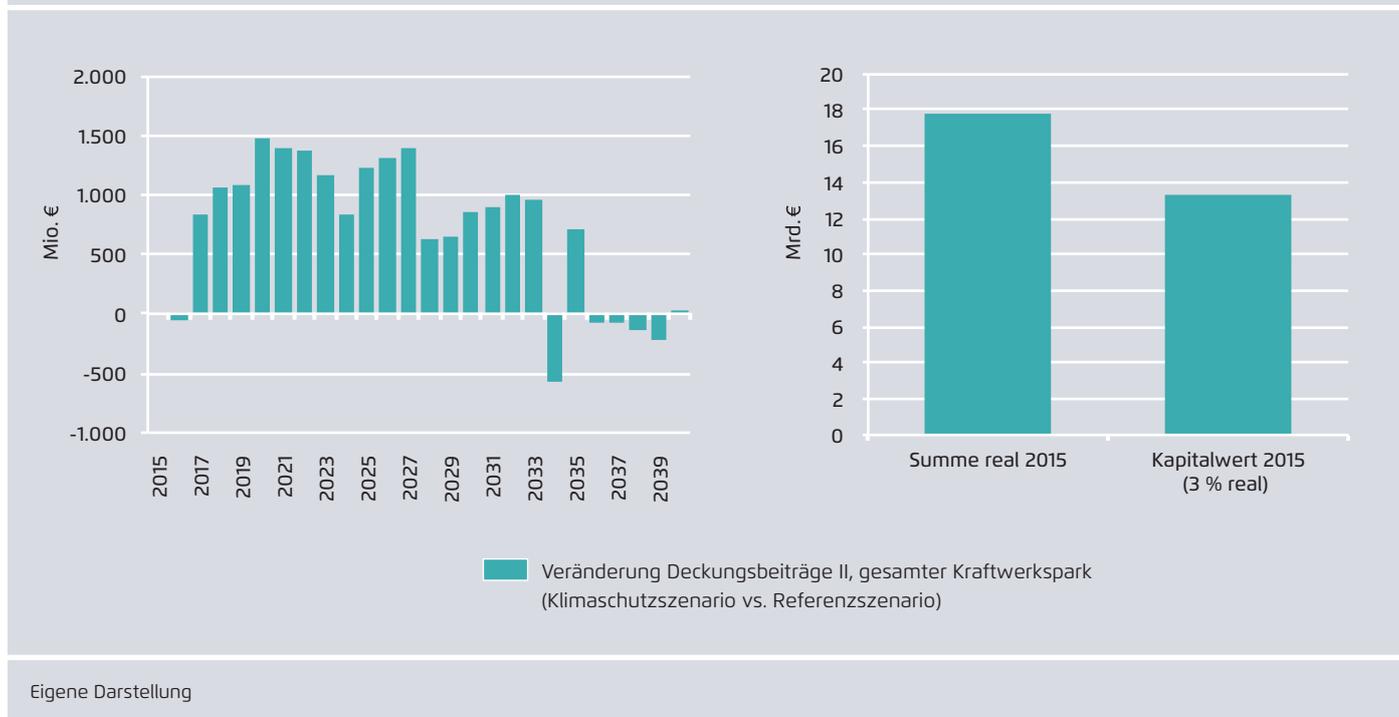
Auch für Endkunden halten sich die Preiseffekte einer schrittweisen Stilllegung von Kohlekraftwerken in Grenzen: Zwar werden die steigenden Großhandelspreise sukzessive auch an die Endkunden weitergegeben. Gleichzeitig ist jedoch auch die damit eng verbundene Entwicklung der EEG-Umlage zu berücksichtigen, da diese infolge von Preissteigerungen an der Strombörse entsprechend sinkt. Insbesondere Letztverbraucher, die bisher nicht durch EEG-Ausnahmeregelungen begünstigt werden (Haushalte, Mittelstand) profitieren in diesem Fall auch von einer sinkenden EEG-Umlage. Für sie ergibt sich aufgrund der Klimaschutzmaßnahme deshalb eine maximale Nettopreissteigerung von 0,3 Cent pro Kilowattstunde (2026).

Der Strukturwandel im Energiesektor hat bereits begonnen und wird durch die Erfordernisse des Klimaschutzes weiter beschleunigt; Unternehmen verlieren Marktanteile und Arbeitsplätze gehen verloren. Diese Entwicklung trifft zunächst vor allem fossile Kraftwerke und die Braunkohle-letagebaue. Auf der anderen Seite der Bilanz stehen die positiven Beschäftigungswirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz. Auch wenn alles darauf hindeutet, dass die Beschäftigungseffekte der Energiewende insgesamt positiv sind und voraussichtlich bleiben werden,<sup>7</sup> so führen doch Stilllegungen auch zu einem Abbau von Arbeitsplätzen, und die Sorgen der Beschäftigten in den betroffenen Branchen und Regionen sind nachvollziehbar. Das stellt die Politik ebenso wie die Akteure der

<sup>7</sup> DIW econ (2015): *Die Beschäftigungseffekte der Energiewende*. Eine Expertise für den Bundesverband WindEnergie e. V. und die Deutsche Messe AG. Berlin

Besserstellung des Gesamtportfolios aller Kraftwerke zwischen den Szenarien

Abbildung Z4



Energiewirtschaft insgesamt vor Herausforderungen. In dieser Situation kommt es darauf an, den Transformationsprozess aktiv zu gestalten und Konflikte, wo immer möglich, zu entschärfen.

Ziel muss es deshalb sein, den ohnehin unausweichlichen Strukturwandel in der Energie- und insbesondere in der Kohlewirtschaft ohne unnötige Verwerfungen und soziale Härten in geordneten Bahnen zu vollziehen. Deutschland benötigt dazu eine kohärente Transformationsstrategie für seinen Kohlesektor. Die sozialpartnerschaftliche Vereinbarung von Zielen und Wegen zukünftiger Entwicklungen ist gerade in diesem Sektor unserer Wirtschaft gute Tradition und eine der Stärken des Standortes Deutschland – denn mit ihr entstehen Verlässlichkeit und Zukunftssicherheit für alle Beteiligten.

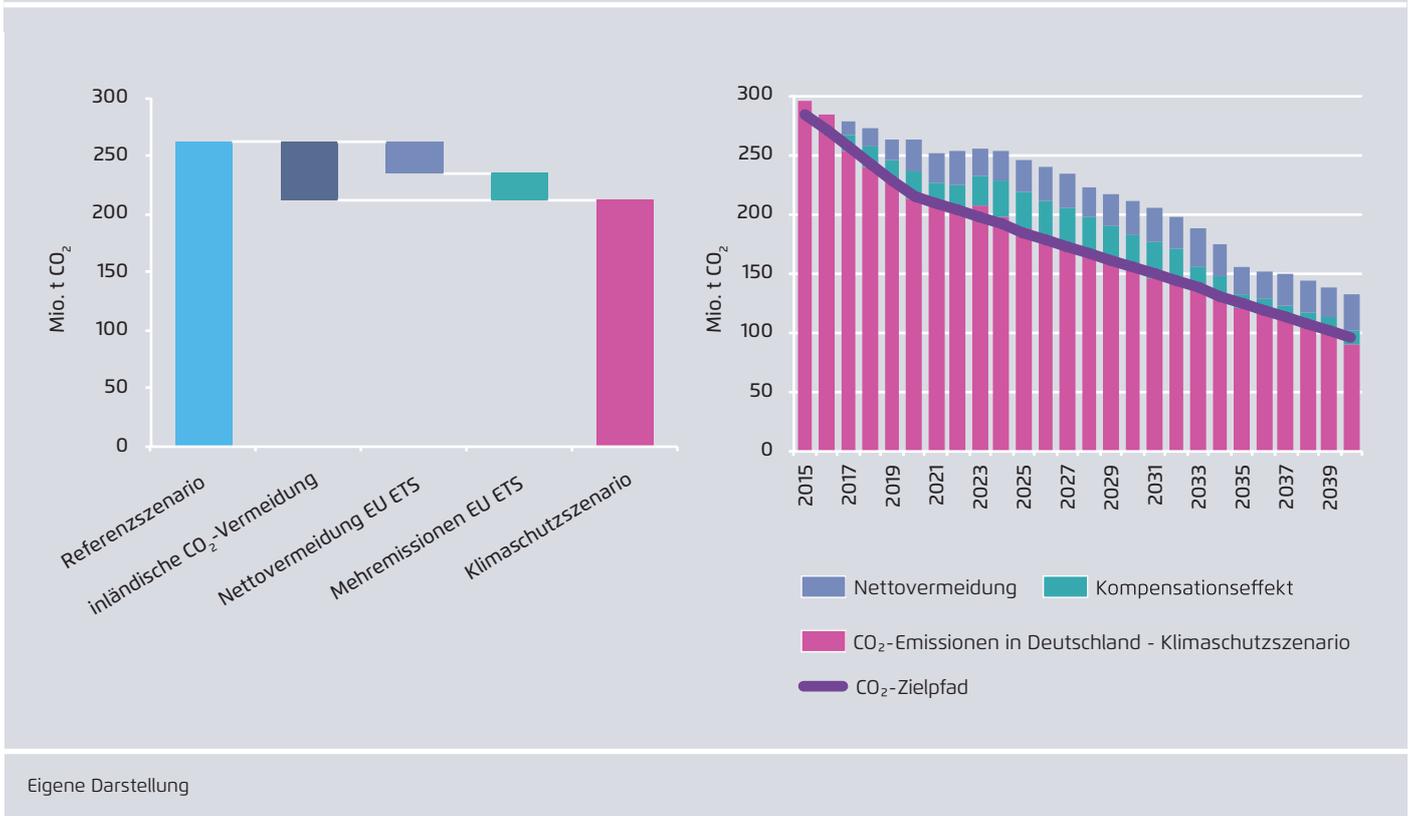
**Die Reduktion der deutschen Kohleverstromung verbessert nicht nur die deutsche, sondern auch die europäische Klimabilanz. Denn so kommen emissionsärmere Gaskraftwerke auch jenseits der deutschen Grenzen wie-**

**der stärker zum Zug. Damit die dabei freiwerdenden CO<sub>2</sub>-Zertifikate nicht zu Mehremissionen anderswo in Europa führen, sollte bei der anstehenden EU-Emissionshandelsreform die Marktstabilitätsreserve eine Regelung zur Stilllegung überschüssiger CO<sub>2</sub>-Zertifikate erhalten.**

Der Erzeugungsrückgang der deutschen Kohlekraftwerke wird über den europäischen Strommarkt teilweise durch Erzeugungskapazitäten im Ausland ersetzt. Da die Substitution der deutschen Kohlestromerzeugung im Ausland insbesondere auf Basis fossiler Kapazitäten erfolgt, geht mit der schrittweisen Stilllegung der deutschen Kohlekraftwerke auch eine teilweise Verlagerung der Emissionen in die Auslandsmärkte einher (siehe Abbildung Z5). Da diese Verlagerung zunächst primär durch einen Abbau der deutschen Exportüberschüsse entsteht, kann dies auch als Rückverlagerung der Emissionen in die den Strom nutzenden Länder betrachtet werden.

CO<sub>2</sub>-Vermeidung durch vorzeitige Kraftwerksstilllegungen im Klimaschutzscenario (links: 2020)

Abbildung Z5



Im Jahr 2020 bleibt jedoch etwa die Hälfte der durch die Kraftwerksstilllegungen in Deutschland vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen auch europaweit wirksam, da die Reduktion besonders CO<sub>2</sub>-intensiver Braun- und Steinkohlestromerzeugung hierzulande, im Ausland vornehmlich durch einen weniger CO<sub>2</sub>-intensiven Mix aus Steinkohle- und Erdgaskraftwerken kompensiert wird. Per Saldo sinken infolge der Stilllegung deutscher Kohlekraftwerke somit auch in Europa die Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung deutlich. Aufgrund des sukzessiven Rückgangs von Kohlekapazitäten auch in benachbarten Strommärkten sinkt ab Anfang der 2030er-Jahre der Umfang der Verlagerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen ins Ausland weiter. Im Jahr 2040 werden deshalb nur noch 30 Prozent der in Deutschland vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen stattdessen bei der Stromerzeugung im Ausland emittiert.

Zudem besteht mit der derzeit geplanten Einführung einer Marktstabilitätsreserve im Rahmen des europäischen Emissionshandels zukünftig die Möglichkeit, etwaige Verlagerungseffekte durch zusätzliche nationale Klimaschutzmaßnahmen vollständig zu kompensieren: Da entstehende Zertifikatsüberschüsse in Zukunft durch den Reservemechanismus zeitnah abgeschöpft und in eine separate Reserve überführt werden sollen, sind in Zukunft auch keine relevanten CO<sub>2</sub>-Preissenkungen aufgrund von Zertifikatsüberschüssen zu erwarten, die damit eine steigende Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-Zertifikaten an anderer Stelle nach sich ziehen können.

**Die der Studie zugrunde liegenden Modellrechnungen gehen mittel- und langfristig von einer deutlichen Steigerung der fossilen Brennstoffpreise aus. Eine womöglich moderatere Entwicklung der Brennstoffpreise wirkt sich jedoch nicht auf die Kernaussagen dieser Studie aus, so lange sich die bestehende Differenz der Stromerzeugungskosten von Steinkohle- und Erdgaskraftwerken im Rahmen der durchgeführten Modellrechnungen bewegt.**

Die der Studie zugrunde liegenden Modellberechnungen basieren auf den Brennstoffpreisannahmen des IEA-World Energy Outlook 2014. Dieser geht davon aus, dass es sich bei dem aktuell beobachteten niedrigen Preisniveau bei fossilen Brennstoffen um einen vorübergehenden Effekt handelt. Entsprechend wurde unterstellt, dass es nach einer Periode niedriger Commodity-Preise zwischen 2018 bis 2025 zunächst zu einer Rückkehr zu höheren Brennstoffpreisen und zwischen 2025 und 2040 schließlich zu weiterhin zumindest moderat steigenden Steinkohle-, Erdgas- und Ölpreisen kommt.

Aktuell mehren sich jedoch die Anzeichen, dass sich die fossilen Brennstoffpreise langfristig womöglich deutlich langsamer erholen könnten als bisher angenommen wurde – oder sogar dauerhaft niedrig bleiben werden. Eine solche Entwicklung würde sich in zweierlei Hinsicht auf die Modellergebnisse auswirken:

- Absolute Niveaushiftung: Bleibt die Entwicklung der fossilen Brennstoffpreise insgesamt deutlich hinter der erwarteten Preisentwicklung zurück, kommt es zu einer entsprechenden absoluten Verschiebung sämtlicher brennstoffpreisbasierten Berechnungen nach unten. So dürfte beispielsweise das Niveau der Strompreise in allen drei Szenarien insgesamt entsprechend absinken.
- Relative Niveaushiftung: Inwiefern sich ein verändertes Brennstoffpreisniveau auch auf die Erzeugungsstruktur im Modell auswirkt, hängt vom Verhältnis der Erzeugungskosten (Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten) der einzelnen Technologien untereinander ab. Bleiben die Er-

zeugungskostendifferenzen zwischen den Technologien stabil, kommt es zu keinen relativen Niveaushiftungen. Wird Steinkohle gegenüber Erdgas hingegen relativ gesehen günstiger, erhöht sich die Erzeugung aus Steinkohle und es erhöht sich entsprechend auch der Handlungsdruck.

Die aus der Studie gezogenen Schlussfolgerungen basieren weitestgehend auf dem relativen Vergleich von Referenzszenario, Ohne-Retrofit- und Klimaschutzszenario. Eine absolute Änderung der Brennstoffpreise ändert diese Aussagen nicht, sodass sie auch im Fall deutlich niedrigerer Kohle-, Gas und dementsprechend Strombörsenpreise gelten. Sollte der Fall eintreten, dass sich die relativen Preise zwischen Steinkohle und Gas ändern (Steinkohle bleibt billig, während die Gaspreise gemäß WEO 2014 ansteigen), hätte dies zur Folge, dass die Steinkohleverstromung im Referenzszenario höher wäre und der Klimaschutz-Handlungsdruck entsprechend größer.



## 2 Executive summary

Germany has adopted ambitious targets for reducing its greenhouse gas (GHG) emissions. By 2020 GHG emissions are to be cut to at least 40 percent, by 2030 at least 55 percent and 2040 at least 70 percent of their 1990 level. Furthermore, reductions of 80 to 95 percent are sought by 2050.

Currently, Germany is still debating how to stay on track in meeting its 2020 reduction targets. Official projections show that Germany might fail to meet this target by approximately 5–8 percentage points, or by up to 91 million tons of CO<sub>2</sub>. Without substantial emissions reductions in the energy sector itself, especially in electricity generation, closing this 'emissions reduction gap' is unlikely. In July 2015 the German government thus decided to designate 2.7 gigawatts of old lignite-fired power plants to a 'capacity reserve'. The ultimate aim is to run these plants as infrequently as possible, thus bolstering efforts to adhere to the 2020 target.

However, whether and how the long-term climate targets after 2020 can be met remains unclear. Against this background, Agora Energiewende asked enervis energy advisors to develop three scenarios and devise an efficient long-term decarbonisation strategy for the electricity sector up to 2040.

enervis first created a business-as-usual ('reference') scenario in order to assess the size of the emissions reduction gap in the electricity sector based on Germany's long-term climate targets. In this reference scenario, it is assumed that lignite fired power plants have a technical lifetime of 50 years that can be extended with retrofitting to 60 years (when economically feasible). Coal fired power plants have an assumed lifetime of 40 years that can be extended to 50 years.

According to the analysis undertaken in this 'reference scenario', emissions are expected to decrease continuously, mainly due to the further expansion of renewable energy and an expected increase in CO<sub>2</sub> prices up to 39 euros per

tonne in 2040. However, the slated CO<sub>2</sub>-reduction path for the energy sector is continuously missed by around 40 to 60 million tons between 2020 and 2040.

A second scenario (the "no-retrofit scenario") therefore assesses the effects of limiting the maximum lifespans of coal-fired power plants, thus effectively banning retrofit measures that enable longer operation time frames. By 2030 such a measure could contribute a reduction of 28 million tonnes of CO<sub>2</sub>. However, the positive climate effects remains limited from the mid-2020s to the mid-2030s, as lifetime extension is only relevant during this period. Before and after, the reference scenario and the no-retrofit scenario differ only marginally.

In a third, 'climate scenario', additional policy action is taken to close the remaining emissions gap. In this scenario, the early retirement of lignite- and coal-fired power plants is used as a measure to demonstrate policy action that can close the gap. These power plant retirements are modelled gradually along the emissions reduction path between 2017 and 2040. The order of retirements is determined by the CO<sub>2</sub>-abatement costs within the power plant portfolio. In order to meet German climate targets for 2030 and 2040 in the electricity sector, the capacity of coal-fired power plants must in this scenario be reduced down to 15 gigawatts in 2030 and to 7 gigawatts in 2040. This implies that a large proportion of coal power plants will not reach their technical lifespans of 40 (hard coal) or 50 years (lignite).

This gradual shut-down of coal-fired power plants on the basis of CO<sub>2</sub> abatement costs is feasible without significant consequences for the energy economy. Due to the reduction of domestic generation, in the climate scenario the current export surplus decreases in steps between 2014 and 2020. For 2020 to 2029, Germany is temporarily a net importer of electricity, buying from abroad up to 3 percent of its national electricity consumption in 2025. Nevertheless, "generation adequacy" in Germany is always assured – that is, generation capacities are sufficient to meet na-

tional demand, but imports are comparatively cheaper. This is also the explanation for the comparatively small increase in electricity prices in this scenario: As the generation lost from decommissioned plants is partly replaced by imports and only partly by plants with higher marginal costs, wholesale electricity prices rise only moderately by an average of 0.3 euro cents per kilowatt hour.

The emissions reductions that are modelled in the "climate protection scenario" allow Germany to meet its national targets as well as to contribute to reduced European CO<sub>2</sub> emissions. The analysis undertaken for this scenario shows that about half of the emissions reduction in Germany is offset by an increase across Europe in electricity generation based on gas and hard coal. However, as this mix of hard coal and gas in the rest of Europe replaces lignite and old hard coal plants in Germany, per saldo emissions sink by about half of the amount reduced in Germany.

Due to a soft rise in wholesale power prices, consumers are only burdened with slightly increasing prices for electricity. At the same time, consumers benefit from lower charges for renewable energy subsidies, as increasing power prices lead to decreasing subsidy payments to renewable power generators. For household customers the reduction in coal use thus results in a maximum net price increase of 0.3 cents per kilowatt hour (in 2026).

Rising wholesale electricity prices induced by the discussed measures also affect the contribution margins of German power plant operators. For the German generation portfolio as a whole, these additional revenues more than make up for the lost operating profits of decommissioning power plants. In total, the contribution margins of the German power plants *increase* by about 17.8 billion euros over the considered period. This, however, does not necessarily apply to every single portfolio in the market.

## 3 Ausgangssituation und Zielstellung

### 3.1 Klimaschutzziele und Gesamtemissionsentwicklung

Deutschland hat sich weitreichende Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen gesetzt. So sieht der Koalitionsvertrag der Bundesregierung von November 2013 eine Absenkung der Treibhausgasemissionen über alle Sektoren bis zum Jahr 2050 von 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 vor.<sup>8</sup> Dieser langfristige Zielpfad baut auf einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 Prozent bis 2020 auf. Auch über die Periode bis 2020, die derzeit im Fokus der öffentlichen Diskussion steht, hinaus bestehen ambitionierte Ziele. So bedeutet der politische Zielpfad eine Reduktion von mindestens 55 Prozent bis 2030 und 70 Prozent bis 2040.<sup>9</sup>

Abbildung 1 verdeutlicht die historische und projizierte Entwicklung in Relation zu den politischen Zielen.

Die Entwicklung wird maßgeblich von den Emissionen der Energiewirtschaft geprägt.<sup>10</sup> Trotz des starken Ausbaus der Erneuerbaren Energien stiegen die Emissionen seit der Wirtschaftskrise des Jahres 2009 kontinuierlich an. Legt man die politischen Mindestziele als Maßstab auch an die Energiewirtschaft an, so lag diese 2013 circa 63 Millionen Tonnen über einem linearen Zielpfad. Das entspricht etwa 13,8 Prozent der sektoralen Emissionen von 1990. Nach offiziellen Projektionen werden sich die Emissionen der Energiewirtschaft im Business-as-usual-Szenario zwar dem Zielpfad leicht annähern, aber auch 2020 noch hinter

den politisch formulierten Mindestzielen zurückbleiben.<sup>11</sup> So wird hier ohne weitere Maßnahmen von einer Zielverfehlung von 38 Millionen Tonnen ausgegangen.<sup>12</sup> Das entspricht etwa 8,4 Prozent der Emissionen der Energiewirtschaft von 1990.

Auch in der mittel- bis langfristigen Betrachtung bis 2030 ist, ohne weitere Maßnahmen, eine Zielverfehlung zu erwarten. So sieht der Projektionsbericht der Bundesregierung bis 2035 zwar einen weiteren Rückgang der Emissionen insgesamt, trotzdem liegen im Jahr 2035 die Treibhausgasemissionen im Business-as-usual-Fall rund 183 Millionen Tonnen über dem Zielpfad. Dies entspricht 15 Prozent des Basiswertes von 1990. Ohne weitere Maßnahmen nimmt die Verfehlung der Emissionsziele gegenüber 2020 also sogar noch zu. Die Energiewirtschaft trägt auch im Jahr 2035 signifikant zu diesem Umstand bei: So liegen die Treibhausgasemissionen dieses Sektors 40 Millionen Tonnen, respektive 9 Prozent, über dem sektoralen Pfad. Die absehbare Entwicklung macht deutlich, dass nicht nur im Zeitraum bis 2020, sondern auch darüber hinaus in erheblichem Umfang Treibhausgasemissionen in allen Sektoren gesenkt werden müssen, wenn die politischen Ziele nachhaltig erfüllt werden sollen.

Um die langfristigen Ziele einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 80 bis 95 Prozent bis 2050 zu erreichen, wird eine weitgehende Dekarbonisierung der Energiebereitstellung notwendig sein. Gerade für den Bereich der Stromerzeugung, dem mit den Erneuerbaren Energien vergleichsweise gute technische Optionen für die Dekarbonisierung zur Verfügung stehen, impliziert dies eine nahezu vollständige Umstellung auf emissionsfreie Technologien. Damit die politischen Ziele insgesamt erreicht werden können, sollte die Stromerzeugung folglich sektoral

8 CDU/CSU/SPD (2013)

9 Soweit nicht anders definiert, beziehen sich Reduktionsziele im Folgenden jeweils auf den Basiswert von 1990.

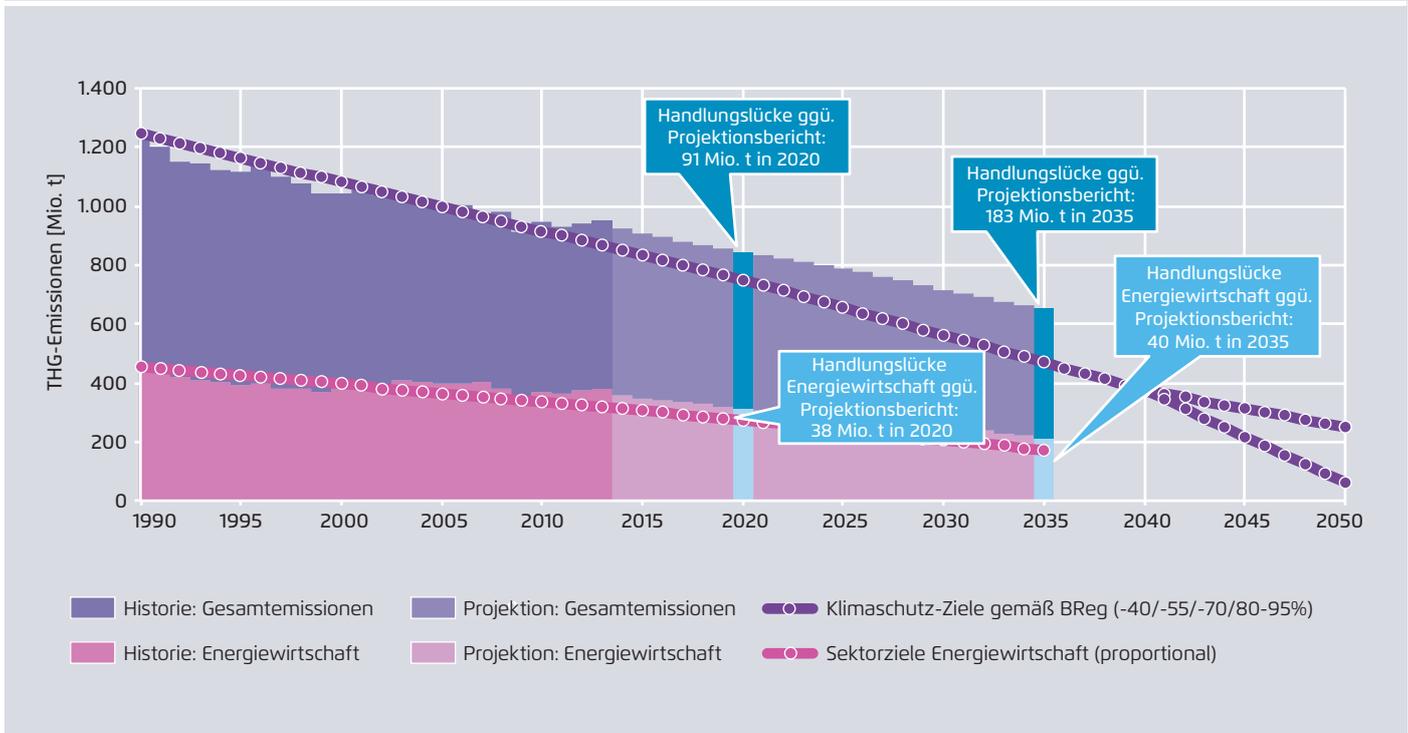
10 „Energiewirtschaft“ ist hier dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) folgend definiert und umfasst die Emissionen der Strom- und Wärmerzeugung der (Kraft-Wärme-Kopplungs-)Kraftwerke der Energiewirtschaft (das heißt nicht die Emissionen der Industriekraftwerke) und weitere Emissionen des Umwandlungssektors (Heizwerke...) sowie die flüchtigen energiebedingten Emissionen.

11 BMUB (2015)

12 Die Beschlüsse der Bundesregierung zur Einsparung weiterer 22 Mio. t im Stromsektor bis 2020 von Juli 2015 sind in diesen Projektionen für 2020 noch nicht berücksichtigt.

Entwicklung, Projektionen und Ziele der Treibhausgasemissionen

Abbildung 1



Eigene Darstellung auf Basis des Projektionsberichts der Bundesregierung, vgl. BMUB 2015

betrachtet eher schneller voranschreiten, als hinter dem Gesamtziel zurückzubleiben.

### 3.2 Treiber der Emissionen der Stromerzeugung

Ein Großteil der Emissionen der Energiewirtschaft speist sich aus der Stromerzeugung und hier insbesondere aus dem CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Kohlekraftwerke. Vor diesem Hintergrund lassen sich die Gründe für die aktuell drohende Zielverfehlung gut nachvollziehen. Abbildung 2 verdeutlicht die Entwicklung der Emissionen der Stromerzeugung<sup>13</sup> nach Brennstoffen.<sup>14</sup> Auch hier werden die politischen Ziele

13 Hier wurden die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung (über alle Sektoren) bilanziert. Dies umfasst auch die industrielle (Eigen-)Erzeugung. Die Emissionen der Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung sind an dieser Stelle nicht erfasst; Werte für 2014: enervis-Schätzung basierend auf vorläufigen Werten der Bruttostromerzeugung nach AG Energiebilanzen e. V. (AGEB) 2015.

14 Umweltbundesamt (2014)

als lineare Entwicklung den historischen Emissionswerten vergleichend gegenübergestellt.

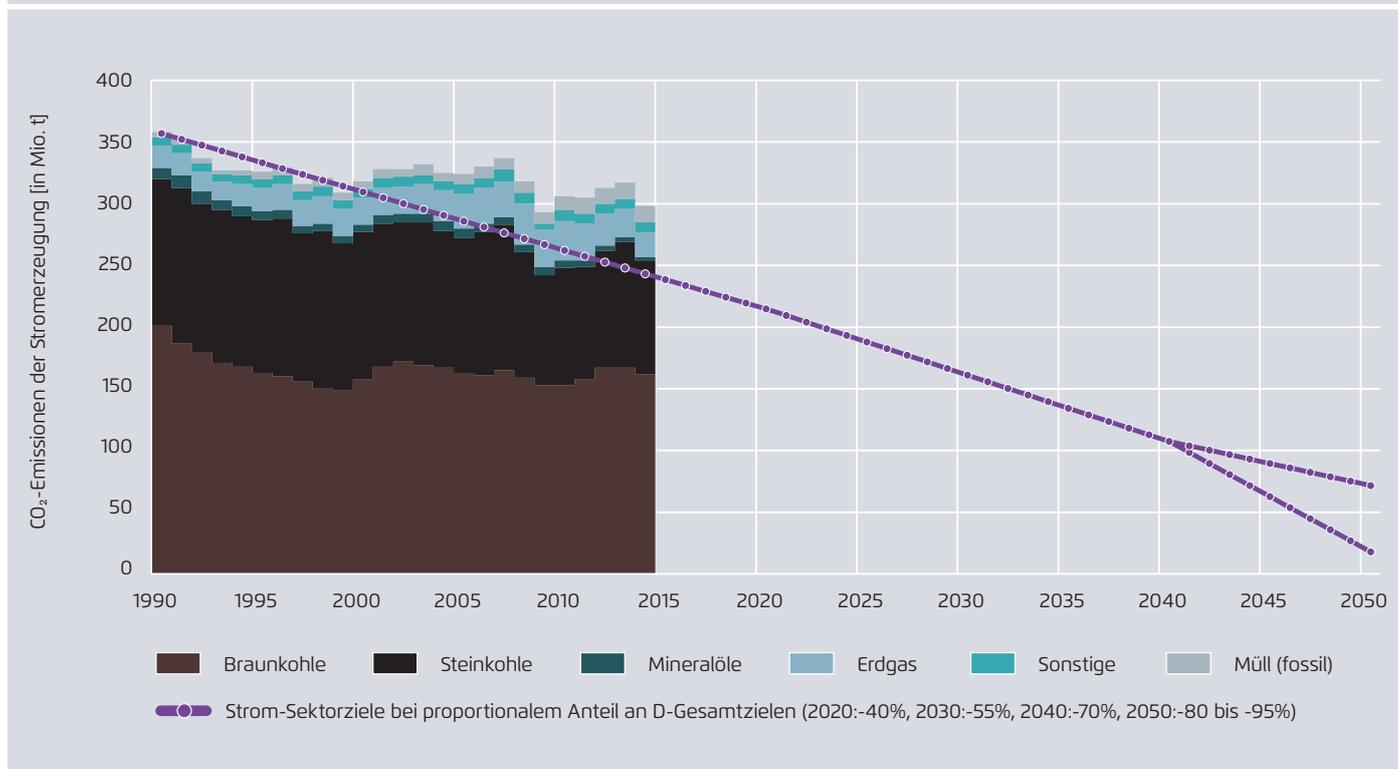
Erkennbar fallen auch die Emissionen der Stromerzeugung deutlich hinter die politischen Ziele zurück. Geprägt ist die Emissionsentwicklung der letzten Jahre durch einen stabilen beziehungsweise im Zeitraum 2009 bis 2013 sogar durch einen steigenden Emissionsbeitrag der Braun- und Steinkohlekraftwerke. In der Prognose des Umweltbundesamtes für 2014 ist ein Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen insbesondere aus der Verstromung von Steinkohle und Erdgas erkennbar.<sup>15</sup>

Neben einer sukzessiven Inbetriebnahme von Kohlekraftwerken in den letzten Jahren erklären zwei zentrale Ursa-

15 Umweltbundesamt (2015). Allerdings mit einer Korrektur nach oben, da in den vorläufigen Zahlen zwei Ende 2013 beziehungsweise Anfang 2014 in Betrieb genommene Steinkohlekraftwerke noch nicht berücksichtigt wurden.

Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung

Abbildung 2



Eigene Darstellung auf Basis von AG Energiebilanzen (2015) und Umweltbundesamt (2015)

chen diesen in der Öffentlichkeit häufig als Energiewen-  
deparadoxon bezeichneten Effekt. Ausschlaggebend ist  
erstens ein Einbruch der Preise für Kraftwerkssteinkohle  
relativ zu den Großhandelspreisen für Erdgas und zweitens  
das anhaltend niedrige Preisniveau der Emissionszertifi-  
kate des EU-Emissionshandels. In dieser Situation weist  
die Stromerzeugung von Kohlekraftwerken niedrige Kosten  
auf (relativ zu Gaskraftwerken) und die Einspeisung der Er-  
neuerbaren Energien verdrängt nicht die Stromerzeugung  
aus Kohlekraftwerken, sondern reduziert die Einsatzstun-  
den von vergleichsweise emissionsarmen Gaskraftwerken.  
Zu berücksichtigen ist dabei auch, dass der aktuelle Export-  
überschuss aus diesen Effekten resultiert. Ein erheblicher  
Teil der deutschen Emissionen trägt inzwischen zur De-  
ckung des Stromverbrauchs im europäischen Ausland bei  
und vermeidet dort Stromerzeugung – und mit ihr verbun-  
dene CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Unter den Ursachen ist das niedrige Preisniveau im Europä-  
ischen Emissionshandelssystem (EU ETS) hervorzuheben. Es  
ist zurückzuführen auf einen hohen Zertifikateüberschuss.  
So baute sich bis Ende 2013 im Emissionshandelssystem ein  
Überschuss von über zwei Milliarden Zertifikaten auf.<sup>16</sup> So-  
mit liegt dieser über der jährlichen Nachfrage nach Zertifi-  
katen in der gesamten Europäischen Union. Der Überschuss  
geht ursächlich zurück auf den durch die Wirtschaftskrise  
verursachten Einbruch in der Nachfrage, die Nutzung inter-  
nationaler Projektgutschriften und den beschleunigten Aus-  
bau der Erneuerbaren Energien. Solange dieser Überschuss  
nicht abgebaut ist, sind keine deutlichen Preisimpulse und  
Lenkungseffekte aus dem Emissionshandelssystem zu er-  
warten. Zwar sind aktuell verschiedene Anpassungen daran  
absehbar, diese werden den Schwerpunkt ihrer Wirkung  
aber erst deutlich nach 2020 entfalten.<sup>17</sup>

<sup>16</sup> Agora Energiewende (2015)

<sup>17</sup> Agora Energiewende (2015)

Insbesondere wird die inzwischen beschlossene Implementierung der sogenannten Marktstabilitätsreserve im Jahr 2019 zu spät wirksam, um einen Beitrag zur Erfüllung des 2020-Zieles leisten zu können. Es ist daher nicht davon auszugehen, dass sich an den zugrunde liegenden Treibern der Zielverfehlung strukturell und zeitnah etwas ändert. Auch der beschlossene Atomausstieg trägt zu einem ungünstigen Ausblick in Bezug auf die Emissionsentwicklung bei, da wegfallende Erzeugungsbeiträge der Kernenergie durch andere, zum Teil emissionsintensivere, Technologien ersetzt werden.

### 3.3 Handlungslücke

Die vorgenannten Gründe tragen dazu bei, dass Deutschland ausweislich offizieller Projektionen und verschiedener wissenschaftlicher Prognosen die für 2020 gesetzten Ziele ohne zusätzliche Maßnahmen deutlich verfehlen wird. Illustriert wird dies in Abbildung 3 anhand einer Auswertung unterschiedlicher Projektionen.

Der Projektionsvergleich wird dabei häufig dadurch erschwert, dass verschiedene Bezugsgrößen und Sektorabgrenzungen genutzt werden, sodass, je nach zugrunde liegender Definition, die Handlungslücke unterschiedlich ausfällt beziehungsweise zu interpretieren ist. In Abbildung 3 wurde die sektorale Handlungslücke von verschiedenen Studien zusammengestellt. Zum Teil wurden für die verschiedenen Studien die CO<sub>2</sub>-Emissionen geschätzt beziehungsweise extrapoliert.<sup>18</sup> Dargestellt sind jeweils die CO<sub>2</sub>-Emissionen, die die Studien für den jeweils definierten Sektor (also zum Beispiel Energiewirtschaft, Stromerzeugung oder Stromsektor) ermittelt haben, in der Differenz zu dem sektoralen Minderungsziel, welches sich ergibt, wenn man den politischen Zielpfad linear auf den jeweiligen Sektor zur Anwendung bringt. Da Studien unterschiedliche Sektoren betrachten, sind die Werte zwar nicht unmittelbar miteinander vergleichbar, aber dennoch geeignet, um eine grundsätzliche Einschätzung der Handlungslücke zu entwickeln.

<sup>18</sup> Dabei handelt es sich um Schätzungen der ener-  
vis; Rahmenannahmen für Schätzungen wurden an-  
hand des Projektionsberichts 2015 rekonstruiert.

Dargestellt sind jeweils die prognostizierten Mehremissionen gegenüber einem sektoralen 40-prozentigen Reduktionsziel im Jahr 2020 beziehungsweise einem Reduktionsziel von 62,5 Prozent im Jahr 2035 – im Folgenden als sektorale Handlungslücke bezeichnet. Die hellblauen Balken stehen für den Umfang der Handlungslücke im Jahr 2020, während die lilafarbenen Balken die Handlungslücke im Jahr 2035 beschreiben. Wird die sektorale Handlungslücke nicht vollständig geschlossen, so müsste diese Zielverfehlung durch Anstrengungen in anderen Sektoren kompensiert werden.

Deutlich wird die enorme Spannweite der Einschätzungen, gerade auch zwischen Referenz- und Zielszenarien. So zeigen die links aufgeführten Balken eher ungünstige Entwicklungen, im mittleren Bereich liegen Referenzprojektionen. Rechts zeigen Zielszenarien auf, dass im Kontext der langfristigen Dekarbonisierungsziele auch eine Übererfüllung des 2020-Ziels durch den Sektor der Stromerzeugung sinnvoll sein könnte.

Das Klimaschutzaktionsprogramm der Bundesregierung sieht zusätzliche Maßnahmen zum Klimaschutz im Stromsektor in der Größenordnung von 22 Millionen Tonnen bis 2020 vor (der Begriff „Stromsektor“ bezieht dabei die Strom- und KWK-Wärmeerzeugung ein).<sup>19</sup> Nach dem Kabinettsbeschluss vom 1. Juli 2015 sollen davon 11 bis 12,5 Millionen Tonnen durch die Einführung einer Kapazitätsreserve aus 2,7 Gigawatt aus Braunkohlekraftwerken vermieden werden. Die restliche Vermeidung im Umfang von 9,5 Millionen Tonnen soll aus einer zusätzlichen KWK-Förderung (4 Millionen Tonnen) sowie Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich, in den Kommunen, in der Industrie und im Schienenverkehr (5,5 Millionen Tonnen) stammen. Falls notwendig, das heißt dann, wenn die Kapazitätsreserve weniger als 12,5 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Vermeidung erreicht, soll die Braunkohlewirtschaft weitere Reduktionen im Umfang von bis zu 1,5 Millionen Tonnen beitragen.<sup>20</sup>

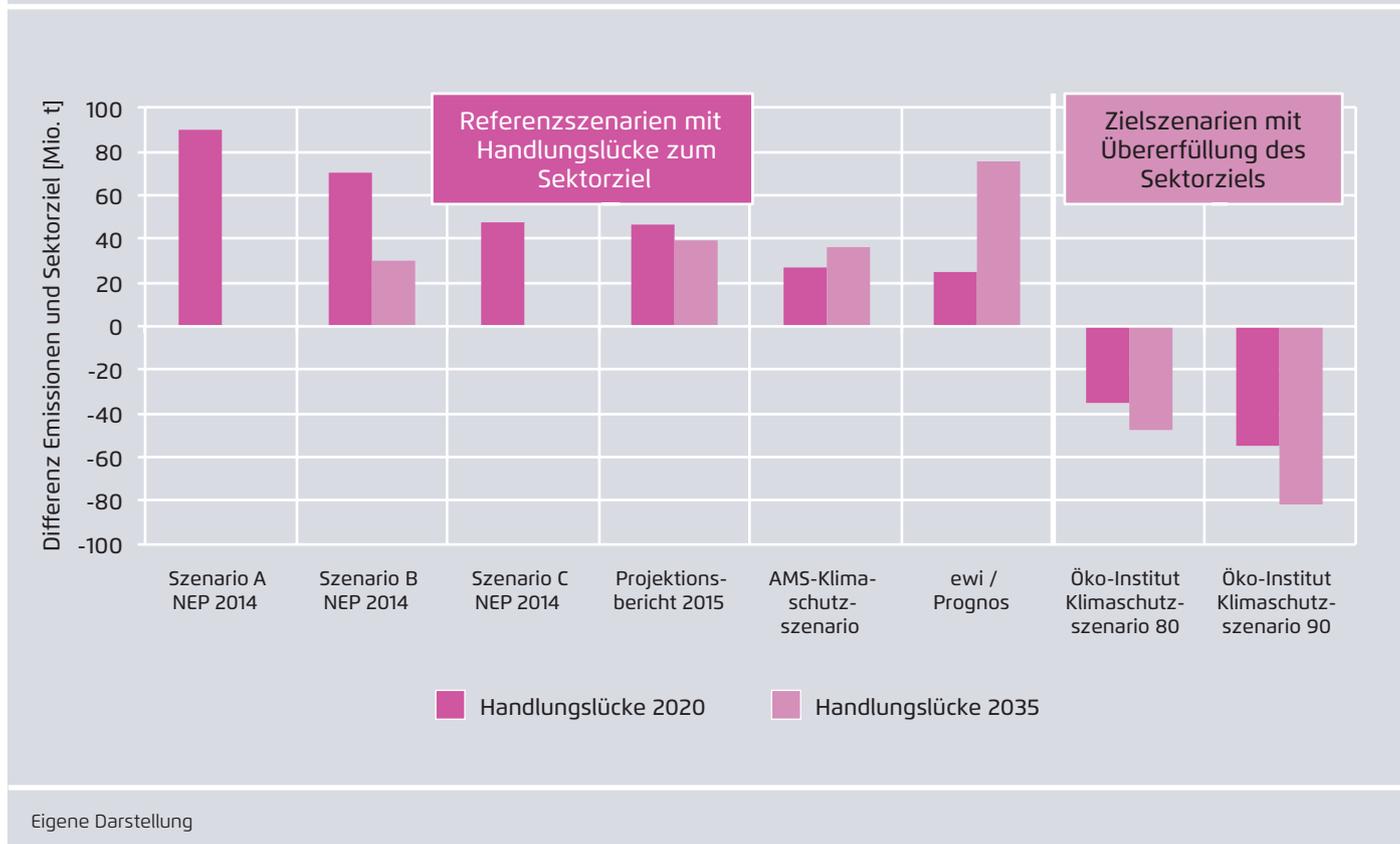
Ein Großteil der in Abbildung 3 gezeigten Studien erwartet eine größere sektorale Handlungslücke im Jahr 2020.

<sup>19</sup> BMUB (2014)

<sup>20</sup> CDU, CSU und SPD (2015)

Handlungslücke im Bereich der Stromerzeugung im Jahr 2020 beziehungsweise 2035 im Vergleich verschiedener Studien/Positionen (Vergleich basiert zum Teil auf Schätzungen der enervis)

Abbildung 3



Bleibt ein Sektor hinter seinem sektoralen Zielpfad zurück, so müssten andere Sektoren dies durch zusätzliche Vermeidungsbeiträge kompensieren. Zwar weist das Klimaschutzaktionsprogramm relevante Einsparungen in den anderen Sektoren aus, diese sind jedoch bisher nicht vollständig konkretisiert und können daher zum jetzigen Zeitpunkt nicht hinsichtlich ihrer Realisierbarkeit eingeschätzt werden.

In Bezug auf die zeitliche Entwicklung der Handlungslücke zwischen 2020 und 2035 ergibt sich ein uneinheitliches Bild. So sieht beispielsweise der Netzentwicklungsplan 2014 in seinem Szenario B auch ohne weitere Maßnahmen einen Rückgang der Handlungslücke, wohingegen andere Studien einen eher stabilen Ausblick aufweisen, beziehungsweise sogar einen zunehmenden Handlungsbedarf projizieren. Auch in der Perspektive bis 2035 wird deutlich, dass im Zielszenario (rechts) der Beitrag der Stromerzeugung zur Erfüllung der Klimaziele mit der weiteren Dekarbonisierung

Deutschlands noch deutlicher überproportional im Verhältnis zu den anderen Sektoren werden muss, damit die übergeordneten Ziele erfüllt werden können.

Festzuhalten bleibt, dass über das Bestehen einer Handlungslücke weitgehende Einigkeit herrscht. Weniger ausgeprägt ist die Einigkeit darüber, wie groß die Handlungslücke ist und welche energiepolitischen Implikationen daraus abgeleitet werden sollten. Aktuell werden in der energiewirtschaftlichen Öffentlichkeit, aber auch in der Politik, verschiedene Klimaschutzmaßnahmen diskutiert, die darauf abzielen, die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland zu reduzieren. Hier liegt der Fokus bisher aber eher auf der kurzfristigen Perspektive bis 2020.

### 3.4 Zielstellung der Studie

Die folgende Aufzählung charakterisiert die zentralen Analyseziele der vorliegenden Studie, insbesondere in Abgrenzung zur bereits zu diesem Themenkomplex veröffentlichten Literatur:

- modellgestützte Abschätzung der Handlungslücke im Bereich der Stromerzeugung basierend auf einer aktuellen Referenzentwicklung
  - Hier liegt der Fokus der vorliegenden Studie auf dem Zeitraum bis 2040. Ziel ist es, den langfristigen Anpassungsbedarf im konventionellen Kraftwerkspark, also insbesondere über die derzeit im Fokus stehende Periode bis 2020 hinaus, zu analysieren.
  - Die Strommarktmodellierungen erfolgen dabei unter Berücksichtigung von Retrofit- und Stilllegungsentscheidungen im Kraftwerkspark und können somit helfen, ein realistisches Bild der Handlungslücke bei einem Verzicht auf zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen zu zeichnen.
    - In einem separaten Szenario wird beleuchtet, welche Wirkung Retrofitmaßnahmen auf den Strommarkt und die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung haben können. Dies mit dem Ziel einer robusten Einschätzung von Risiken in Bezug auf die Emissionsentwicklung, die aus Retrofitmaßnahmen erwachsen.
- qualitative Analyse der Wirkungen von nationalen Klimaschutzmaßnahmen und Diskussion der konzeptionellen Begründbarkeit von nationalen Klimaschutzmaßnahmen vor dem Hintergrund der europäischen Wechselwirkungen
- modellgestützte Analyse der Wirkungen einer Klimaschutzmaßnahme, die die Zielerreichung bis 2040 sicherstellt
  - Der Fokus liegt hier auf dem Instrument von Kraftwerksstilllegungen nach einem transparent abgeleiteten Kriterium. Hier liegt ein Schwerpunkt darauf, in Form von CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten ein energiewirtschaftlich fundiertes Kriterium für die Auswahl und Reihenfolge von Stilllegungen abzuleiten, welches ökologische und ökonomische Effekte kombiniert betrachtet.
  - Basierend auf diesem Szenario erfolgt eine Analyse der Folgewirkungen einer solchen Klimaschutzmaßnahme:

Welche Effekte hätte diese Maßnahme auf die Erzeugungsstruktur einerseits und die Strompreise andererseits?

- Die Modellierung der Strompreiseffekte ermöglicht eine Analyse der Verteilungseffekte der Klimaschutzmaßnahme. Dies bezieht sich auf die von den Verbrauchern zu tragenden Mehrbelastungen, aber insbesondere auch auf die Mehrerlöse des Kraftwerksbestandes durch den Anstieg der Großhandelspreise. Sie stand bisher weniger im Fokus der öffentlichen Diskussionen.
- Im Ergebnis steht hier eine Quantifizierung der Größenordnung des (insgesamt) seitens der Kraftwerksbetreiber bestehenden Kompensationsbedarfs zur wirtschaftlichen Flankierung des Strukturwandels beziehungsweise eine Abschätzung darüber, ob – und wenn ja, in welcher Höhe – Kompensationszahlungen insgesamt gerechtfertigt sein könnten.

Die vorgenannten Schwerpunkte werden im Folgenden ausgeführt.

## 4 Klimaschutzmaßnahmen und europäische Wechselwirkungen

### 4.1 Diskutierte Klimaschutzmaßnahmen

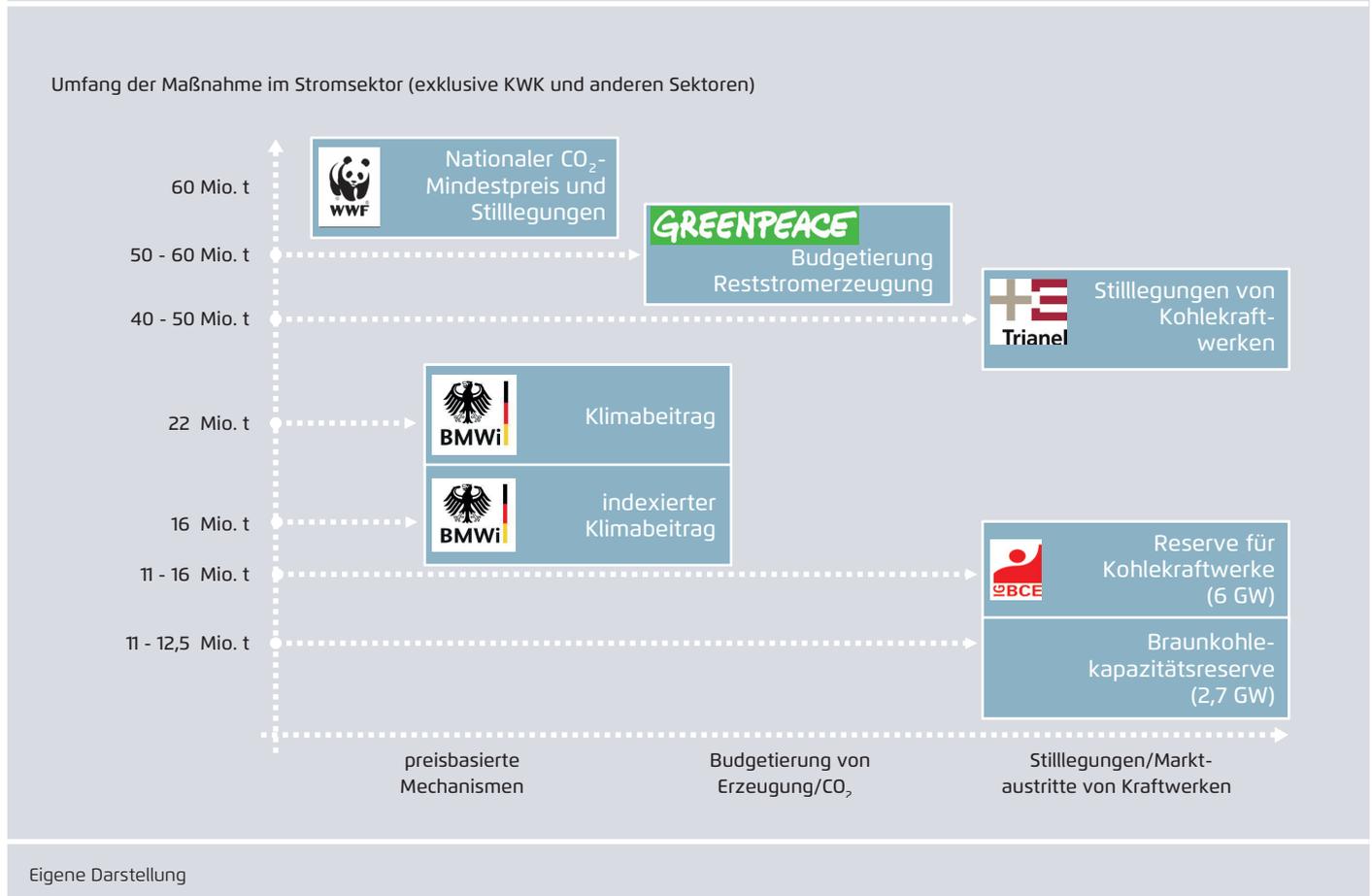
Um das deutsche Reduktionsziel für 2020 zu erreichen, wurden unterschiedliche Klimaschutzmaßnahmen vorgeschlagen, die eine intensive öffentliche Debatte zwischen Branchenverbänden, Umweltorganisationen und Politik entfacht haben. Abbildung 4 zeigt die Vorschläge in einer Einordnung nach Art der vorgeschlagenen Maßnahme und dem jeweiligen Handlungsumfang (indikativ).

Grundsätzlich lassen sich drei Varianten von Klimaschutzmaßnahmen unterscheiden:

1. Preisbasierte Mechanismen sind Klimaschutzmaßnahmen, die darauf abzielen, die variablen Kosten von Kohlekraftwerken gegenüber denen von Gaskraftwerken zu verteuern. Hier lassen sich verschiedene, im Grundsatz ähnlich wirkende, Varianten denken (CO<sub>2</sub>-Steuern, CO<sub>2</sub>-Mindestpreise, Brennstoffsteuern usw.). Im Ergebnis reduzieren sich Stromerzeugung und CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Kohlekraftwerken. Im Gegenzug sinken die (Netto-)Exporte und Gaskraftwerke steigern ihre Erzeugung. Insgesamt sinken die Emissionen ab. Indirekt kann ein solcher Mechanismus auf einen vorgezogenen Marktaustritt von Kohlekraftwerken hinwirken.

Diskutierte Klimaschutzmaßnahmen für 2020 im Stromsektor

Abbildung 4



2. Mengenbasierte Instrumente steuern die CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht über eine Preisfestsetzung, sondern mittels einer Mengenvorgabe. Es wird also für einzelne Kraftwerke oder Kraftwerkportfolios eine Mengenbegrenzung festgelegt. Diese kann sich auf die Stromerzeugung, die CO<sub>2</sub>-Emissionen oder auch auf den Brennstoffbedarf über einen definierten Zeitraum beziehen. Im Ergebnis werden die betroffenen Kraftwerke (gegebenenfalls nach Optimierung über ein Portfolio von Kraftwerken) ihre Gebotsstrategie (Einpreisung von Opportunitätskosten) und ihre Einsatzweise an die Begrenzung anpassen und so mittelbar ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen senken. Auch dieser Mechanismus kann zu einem vorgezogenen Marktaustritt von Kohlekraftwerken beitragen.

3. Es gibt jedoch auch Instrumente, die direkt auf Marktaustritte hinwirken. Marktaustritte lassen sich im Grundsatz durch zwei Arten von Instrumenten erreichen:

- Stilllegungen durch ordnungspolitische Instrumente: Die Setzung oder Anhebung von umweltpolitisch motivierten Anforderungen an die Kraftwerke können kostenintensive Anpassungen oder Stilllegungen von Kraftwerken erforderlich machen.
- Marktaustritte durch finanzielle Anreize: Finanzielle Anreize können zeitweise oder dauerhafte Marktaustritte von Kraftwerken gezielt auslösen. Diese Anreize können wiederum preisbasiert (Stilllegungsprämie) oder mengenbasiert (zum Beispiel per Ausschreibung von Reservekapazitäten) ermittelt werden.

Im März 2015 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) einen konkreten Vorschlag zur Ausgestaltung einer Klimaschutzmaßnahme vorgelegt, um das Klimaschutzziel 2020 zu erreichen.<sup>21</sup> Dabei sollten die CO<sub>2</sub>-Emissionen insbesondere älterer Braun- und Steinkohlekraftwerke ab einem altersabhängigen jährlichen Budget mit zusätzlichen Kosten durch den Kauf und die anschließende Stilllegung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten belegt werden (Details siehe enervis 2015<sup>22</sup>). Es handelte sich im Grundsatz um ein preisbasiertes Instrument, welches jedoch aufgrund

der Vorgabe eines spezifischen CO<sub>2</sub>-Budgets auch gewisse Eigenschaften einer Budgetierung aufwies.

Im Ergebnis hätten die betroffenen älteren Kraftwerke die Kosten für den Bezug zusätzlicher CO<sub>2</sub>-Zertifikate ab Erreichen der jährlichen CO<sub>2</sub>-Begrenzung eingepreist. Es wurde jedoch auch erwartet, dass die Betreiber auch vor Erreichung der Budgetgrenzen ihre Erzeugung zeitlich umstrukturiert hätten, um insgesamt über das Jahr dem möglichen Gewinnoptimum nahezu kommen (Einpreisung von Opportunitätskosten durch Budgetierung). Beide Effekte hätten eine Reduktion der Stromerzeugung und der CO<sub>2</sub>-Emissionen dieser Anlagen bis hin zu einer eventuellen wirtschaftlichkeitsbedingten Stilllegung zur Folge gehabt. Im Ergebnis sollten nach Planung des BMWi die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors (exklusive KWK-Wärmerzeugung) im Jahr 2020 zusätzlich um 16 Millionen Tonnen sinken.<sup>23</sup> In einem angepassten Vorschlag sollte der Klimabeitrag zudem am Strom- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis indexiert werden, um so wirtschaftlichkeitsbedingte Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken und -tagebauen zu vermeiden. Weitere sechs Millionen Tonnen sollten dabei aus der verstärkten Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)<sup>24</sup> und dem Verkehrssektor geleistet werden.

Im Mai 2015 brachte die Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE) einen Alternativvorschlag in die Diskussion ein, der darauf abzielte, Kohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von etwa sechs Gigawatt aus dem Markt zu nehmen und in eine Reserve zu überführen.<sup>25</sup> Dieser Vorschlag bereitete die Grundlage für einen sich anschließenden Kabinettsbeschluss zum zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungsbeitrag der Energiewirtschaft.

Mit dem Beschluss der Regierungsfractionen vom 1. Juli 2015 sollen 2,7 Gigawatt Leistung aus Braunkohlekraftwerken schrittweise in den Jahren 2017 bis 2020 aus dem Markt und für jeweils vier Jahre in eine Kapazitätsreserve

21 BMWi (2015)

22 enervis (2015)

23 BMWi (2015)

24 Danach sollen bestehende Steinkohle-KWK-Anlagen durch neue gasgefeuerte Anlagen ersetzt werden.

25 IG BCE/Frontier (2015)

überführt werden. 11 bis 12,5 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> sollen so zusätzlich vermieden werden. Weitere 9,5 Millionen Tonnen sollen durch Effizienzmaßnahmen und eine zusätzliche KWK-Förderung eingespart werden.<sup>26</sup> Dabei ist zu berücksichtigen, dass die KWK-Förderung dabei so ausgestaltet wird, dass es sich um ein weiteres, wenngleich implizites, Instrument für die Stilllegung von (KWK-)Kohlekraftwerken handelt. Das vorgestellte Instrumentarium soll im Jahr 2018 einer Bewertung und dann gegebenenfalls einer Anpassung unterzogen werden.

Unabhängig davon, wie ein mögliches nationales Klimaschutzinstrument über das Jahr 2020 hinaus letztendlich ausgestaltet sein könnte, ist das explizite Ziel eines solchen Instruments die Reduktion der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken. Ein solches Instrument wird somit, gerade langfristig, auch die Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten zur Folge haben. Die Wirkung einer nationalen Klimaschutzmaßnahme wird in dieser Studie am Beispiel von Kraftwerksstilllegungen analysiert. Dadurch wird die grundsätzliche Wirkungsweise einer Kraftwerksreserve, wie sie nach dem aktuellen Beschluss zumindest bis 2020 implementiert werden soll, abgebildet.

Die hier diskutierten Klimaschutzinstrumente haben darüber hinaus jeweils ähnliche Wechselwirkungen mit der europäischen Ebene, die im Folgenden diskutiert werden.

## 4.2 Nationale Maßnahmen im europäischen Kontext

Klimaschutzmaßnahmen auf nationaler Ebene stehen aufgrund der zunehmenden Einbindung des deutschen Strommarkts in europäische Strukturen vor verschiedenen Herausforderungen. Hierbei sind mehrere Ebenen von Wechselwirkungen zu beachten.

Das klimapolitische Ziel hinter Klimaschutzmaßnahmen ist es, den Residualbedarf der Stromnachfrage statt aus emissionsintensiven Kohlekraftwerken aus weniger CO<sub>2</sub>-intensiven Technologien (zum Beispiel aus Gaskraftwerken) zu decken. Die Kraftwerke im deutschen Marktgebiet sind

jedoch durch Übertragungskapazitäten mit den benachbarten Marktgebieten verbunden und stehen im Wettbewerb mit ausländischen Kraftwerken. Momentan geht, gerade in Stunden mit hoher Erneuerbare-Energien-Einspeisung, ein relevanter Anteil der Stromerzeugung deutscher Kohlekraftwerke in den Export. Im Ergebnis ist Deutschland per Saldo Nettoexporteur in einer Größenordnung von 36 Terawattstunden (oder sechs Prozent der Bruttoerzeugung).<sup>27</sup> Wird die Erzeugung von Kraftwerken in Deutschland durch Klimaschutzmaßnahmen reduziert, so führt dies zu einem Rückgang des aktuellen (Netto-)Exportüberschusses. Ein Erzeugungsrückgang der deutschen Kohlekraftwerke beziehungsweise die dadurch zurückgehenden (Netto-)Exporte werden in den Nachbarregionen durch eigene Kraftwerke ersetzt. Diese Erzeugung stammt nicht allein aus Gaskraftwerken, sondern anteilig auch aus Braun- und Steinkohlekraftwerken. Der Verlagerungseffekt führt dazu, dass Emissionen, die in Deutschland durch eine Klimaschutzmaßnahme reduziert werden, im europäischen Ausland durch Mehrerzeugung anderer Kraftwerke teilweise kompensiert werden.

Derartige Kompensationseffekte mindern grundsätzlich die klimapolitische Effektivität von nationalen Klimaschutzmaßnahmen. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass dennoch ein positiver Klimaschutzbeitrag der Klimaschutzmaßnahmen (in dieser Studie rund 50 Prozent, siehe dazu Kapitel 7.3) verbleibt. Geht man im Übrigen davon aus, dass die europäischen Nachbarländer jeweils eigene nationale Klimaschutzziele verfolgen, führt eine durch den Abbau der deutschen Nettoexporte hervorgerufene Rückführung von Emissionen ins Ausland dazu, dass dort vermehrt Anstrengungen zum Klimaschutz ausgelöst werden und der Vermeidungsbeitrag dadurch noch steigt. Damit sich Klimaschutzmaßnahmen gut in ein System nationaler Klimaschutzziele einfügen, sollte vermieden werden, dass Länder dadurch strukturell, das heißt langfristig und umfangreich, unausgeglichene Stromaußenhandelsbilanzen aufweisen.

<sup>27</sup> AG Energiebilanzen (2015). Neuere Zahlen der AG Energiebilanzen gehen von einem Export von 35,5 Terawattstunden im Jahr 2014 aus.

<sup>26</sup> CDU, CSU und SPD (2015)

Neben den rein strommarktbedingten Interaktionen gilt es auch zu berücksichtigen, dass ein Großteil der deutschen Kraftwerke in den europäischen Zertifikatehandel (EU ETS) eingebunden ist. Grundsätzlich führt jede nationale Maßnahme in diesem Sektor (zum Beispiel auch der geförderte Ausbau der Erneuerbaren Energien, soweit er nicht bereits in die Berechnung des *Emission-Caps* miteinbezogen wurde) dazu, dass eine dadurch erreichte CO<sub>2</sub>-Reduktion an anderer Stelle in Europa ausgeglichen wird. Das ist die Folge eines marktendogenen Regelmechanismus über den Zertifikatpreis: Jede Nachfragereduktion (= Emissionsreduktion) durch politische Maßnahmen trägt zu einem Absinken des Zertifikatpreises bei, der wiederum zu einer Zunahme der Nachfrage nach Zertifikaten (= Emissionszunahme) von anderen Akteuren führt.

Jedoch ist das Europäische Emissionshandelssystem absehbar und trotz der aktuell beschlossenen Reformvorhaben voraussichtlich bis Mitte der 2020er-Jahre von Überschüssen und einem niedrigen Preisniveau geprägt.<sup>28</sup> In einem von Überschüssen gekennzeichneten Emissionshandelssystem würden Klimaschutzmaßnahmen diese in den kommenden Jahren tendenziell weiter erhöhen, weil dadurch weitere Zertifikate frei werden. Dies sei anhand konkreter Zahlen verdeutlicht: Die derzeit in Deutschland diskutierten zusätzlichen Einsparungen in einem Umfang von 22 Millionen Tonnen bis zum Jahr 2020 würden die bereits bestehenden Überschüsse gegenüber 2,1 Milliarden Zertifikaten im Jahr 2014 um etwa ein Prozent erhöhen.<sup>29</sup> Die zusätzlichen Überschüsse wären damit zwar klein in Relation zu den bereits bestehenden, tragen jedoch dazu bei, dass die Zertifikatpreise weiterhin unter Druck bleiben.

Die Zertifikateüberschüsse im Emissionshandelssystem führen zu einem anhaltend niedrigen Zertifikatpreis. Der Emissionshandel setzt daher aktuell keine Anreize für eine schrittweise Dekarbonisierung der Stromerzeugung und

<sup>28</sup> Agora Energiewende (2015)

<sup>29</sup> Hier nur bezogen auf die Einsparung im Jahr 2020, wengleich eine Klimaschutzmaßnahme über mehrere Jahre einen Effekt auf die Überschüsse haben würde und die kumulierte Wirkung somit höher läge.

der europäischen Wirtschaft insgesamt. Deshalb wird die Europäische Union voraussichtlich ab 2019 die sogenannte Marktstabilitätsreserve einführen. Sie soll Zertifikateüberschüsse in Zukunft automatisch abschöpfen und in eine Reserve verlagern. So würde der Überschuss – zunächst vorläufig – aus dem Markt genommen, mit dem Ziel, wieder zu nennenswerten Preissignalen am Emissionshandelmarkt zu kommen.<sup>30</sup> Die Auflösung der Marktstabilitätsreserve würde dann in der Zukunft erfolgen, wenn tatsächlich eine Zertifikateknappheit entsteht, zum Beispiel indem das Mengengerüst des Emissionshandelssystems für eine nachfolgende Handelsperiode entsprechend ambitioniert abgesenkt wird.

Eine ausreichend groß dimensionierte Marktstabilitätsreserve würde also dazu führen, dass durch zusätzliche nationale Klimaschutzmaßnahmen frei werdende Emissionsberechtigungen zeitnah abgeschöpft werden und nicht mehr zu einer Erhöhung von Emissionen anderswo in Europa führen können. Nach aktuellen Projektionen<sup>31</sup> weist die Marktstabilitätsreserve jedoch bis Mitte der 2020-Jahre kaum weitere Flexibilität auf (das heißt, sie wird jedes Jahr bereits maximal genutzt, um die bestehenden Überschüsse abzuführen).<sup>32</sup> Die Marktstabilitätsreserve könnte unter diesen Annahmen auf zusätzliche Überschüsse aus einer Klimaschutzmaßnahme erst ab Mitte der 2020-Jahre reagieren, bis dahin würde eine Klimaschutzmaßnahme die Überschüsse im Emissionshandelssystem weiter erhöhen. Diese zusätzlichen Überschüsse würden jedoch bis Ende der 2020-Jahre – wenn überhaupt – nur eine marginale Preiswirkung im Emissionshandel entfalten. Aber erst dann, wenn die Klimaschutzmaßnahme eine Preiswirkung entfaltet, kommt es real zu zusätzlichen Emissionen, die die CO<sub>2</sub>-Vermeidung der Klimaschutzmaßnahme kompensieren können.<sup>33</sup>

<sup>30</sup> Sandbag (2015)

<sup>31</sup> Agora Energiewende (2015)

<sup>32</sup> Dies basiert unter anderem auf der Annahme eines jährlich um ein Prozent sinkenden Bedarfs an Zertifikaten.

<sup>33</sup> Etwas vereinfacht argumentiert werden kann dies wie folgt: Die Klimaschutzmaßnahme entwickelt erst einen preisdämpfenden Effekt ab dem Zeitpunkt, an dem der Emissionshandel ohne die Klimaschutzmaßnahme „knapp“ geworden beziehungsweise die Überschüsse also aufgebraucht gewesen wären. Daraus folgt, dass die CO<sub>2</sub>-Vermeidung einer

---

Eine Kompensation nationaler Klimaschutzmaßnahmen durch den Emissionshandel erfolgt also im Schwerpunkt erst nach Abbau des regulär vorhandenen Überschusses, gegebenenfalls erst in der nächsten oder übernächsten Handelsperiode, und ist somit nicht nur mit großen Unsicherheiten verbunden, sondern bis dahin auch grundsätzlich behebbar. So können die nationalen Maßnahmen bei der Mengenausstattung der (über-)nächsten Handelsperiode berücksichtigt werden. Denkbar wäre auch eine Anpassung, dass sie flexibler auf nationale Klimaschutzmaßnahmen reagieren kann und einmal abgeschöpfte Zertifikate gegebenenfalls nicht mehr in den Markt zurückführt.

Solange die Überschüsse des Emissionshandelssystems also effektive Vermeidungsanreize verhindern, spielen ambitionierte nationale Klimaschutzziele und die zu ihrer Erreichung eingesetzten Maßnahmen eine wichtige flankierende Rolle.

---

Klimaschutzmaßnahme (zum Beispiel im Jahr 2017) über den Emissionshandel tendenziell erst deutlich später nachgeholt werden würde (also zum Beispiel Mitte der 2020er-Jahre).



## 5 Methodik und Definition der Szenarien

Das folgende Kapitel stellt das verwendete Strommarktmodell vor und geht auf die grundlegenden Prämissen der Modellberechnungen ein. Darauf aufbauend werden die untersuchten Szenarien einzeln erläutert.

### 5.1 Das enervis-Strommarktmodell

Für die Modellierung der Markt- und Emissionsentwicklungen wurde das von enervis entwickelte Strommarktmodell enervis Market Power (eMP) verwendet. Das Modell bildet den deutschen Stromsektor sowie die für Deutschland relevanten Nachbarmärkte integriert ab.

Die Preisbildung erfolgt in einer stündlichen Auflösung auf Basis kurzfristiger Grenzkosten. Hierbei wird unterstellt, dass Kraftwerke immer dann zum Einsatz kommen, wenn sie durch den Betrieb mindestens ihre variablen Betriebskosten decken. Diese setzen sich im Wesentlichen aus Brennstoff-, CO<sub>2</sub>- sowie variablen Wartungs- und Instandhaltungskosten zusammen. Die Angebotskurve, die sogenannte *Merit-Order*, entsteht durch die aufsteigende Sortierung der Kraftwerke nach ihren Grenzkosten. Technische und betriebswirtschaftliche Beschränkungen der jeweiligen Kraftwerkstypen werden über eine Anpassung der *Merit-Order* erfasst. Diese umfassen zum Beispiel die Verfügbarkeiten, Flexibilitätsparameter und -kosten der Kraftwerke.

Die Modellierung des Kraftwerkseinsatzes erfolgt unter detaillierter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit dem Ausland. Abgebildet werden die europäischen Strommärkte des UCTE-Netzgebietes<sup>34</sup>. Stehen günstigere Kraftwerke in Nachbarmärkten zur Lastdeckung zur Verfügung, entstehen innerhalb der Restriktion der verfügbaren Grenzkuppelstel-

len Stromimporte beziehungsweise -exporte. Der Marktpreis wird durch das letzte gerade noch zur Nachfragedeckung abgerufene Kraftwerk gesetzt und als Einheitspreis an alle abgerufenen Kraftwerke ausgezahlt. Kraftwerke mit Grenzkosten unterhalb des Marktpreises erzielen dadurch einen Beitrag zur Deckung ihrer Fixkosten. Innerhalb der modellierten Preiszonen werden keine Netzengpässe unterstellt. Dies folgt der Annahme, dass der Netzausbau innerhalb Deutschlands und der europäischen Nachbarmärkte mittel- bis langfristig in ausreichendem Maß erfolgt.

Kraftwerksneubauten sowie -ertüchtigungen (sogenannte Retrofits) werden innerhalb des Modells grundsätzlich auf zwei verschiedene Arten abgebildet. Zum einen werden heute bereits angekündigte oder im Bau befindliche Kraftwerksneubauten oder -ertüchtigungen modellexogen direkt als gesetzte Prämissen berücksichtigt. Zum anderen erfolgen Kraftwerksneubauten beziehungsweise -ertüchtigungen modellendogen auf Basis der Einschätzung zur Wirtschaftlichkeit – insbesondere unter Berücksichtigung der zugehörigen Kapitalkosten. Dabei können Retrofits stets zu dem Zeitpunkt erfolgen, wo die angenommene technische Lebensdauer der Kraftwerke abläuft. In diesem Zusammenhang werden für jedes Kraftwerk der erwartete Kraftwerkseinsatz sowie die damit einhergehenden Kosten und Erträge abgebildet. Das Modell vergleicht alle zur Verfügung stehenden Kraftwerkstypen und berücksichtigt im Rahmen des Entscheidungsprozesses die unter den gegebenen Prämissen wirtschaftlichsten Alternativen.

Die künftigen Einspeisestrukturen von Onshore-Windkraft, Offshore-Windkraft und Photovoltaik werden, basierend auf historisch langjährig vorliegenden, stundenscharfen und regional separierten Referenzdaten, stundengenau in der Marktmodellierung abgebildet und geben die möglichen Strukturverschiebungen durch die zunehmende Einspeisung Erneuerbarer Energien wieder.

<sup>34</sup> UCTE steht für Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, zu Deutsch: Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität. Die UCTE war bis 2009 für die Koordinierung des Betriebes und die Erweiterung des europäischen Netzverbundes zuständig. Seit dem 1. Juli 2009 hat der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity) diese Aufgaben übernommen.

Grundstruktur des enervis Fundamentalmodells (eMP)

Abbildung 5

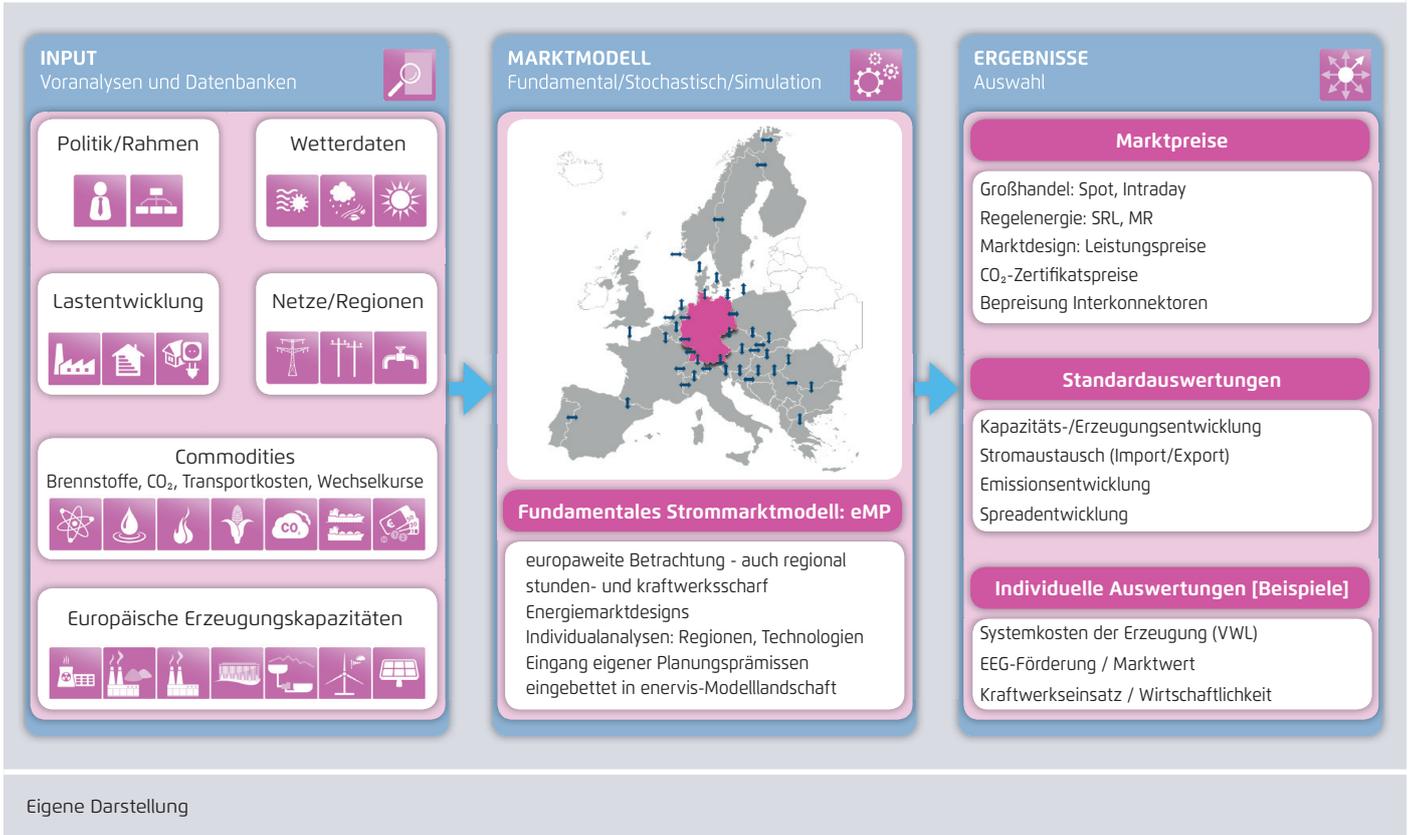


Abbildung 5 fasst die wesentlichen Ein- und Ausgangsdaten sowie die abgebildeten Regionen des verwendeten Strommarktmodells zusammen.

## 5.2 Übergeordnete Prämissen

Im Folgenden werden grundlegende Annahmen über die zukünftige Entwicklung des deutschen und europäischen Strommarktes erläutert.

- Für die **Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise** wurden aktuelle Terminpreisnotierungen für die Frontjahre 2015 bis 2017 herangezogen. Die Annahmen über die weiter in die Zukunft weisende Preisentwicklung der *Commodities* basieren auf dem *New Policies Scenario* des *World Energy Outlook 2014* (WEO-2014) der International Energy Agency. Die Preisentwicklung wurde zwischen dem Ende der Terminpreise ab 2018 und dem WEO-Szenario für das Jahr 2025 interpoliert.
- **Gesetzte Kraftwerksneubauten** wurden gemäß aktuellen Veröffentlichungen der Kraftwerksbetreiber mit ihrem voraussichtlichen Inbetriebnahmedatum erfasst. Insgesamt werden somit rund 6.300 Megawatt Gas- und Dampfturbinen- (GuD-) und Steinkohlekraftwerke bis 2019 modellexogen berücksichtigt. Sie befinden sich aktuell in der Bauphase oder haben noch nicht ihren regulären Betrieb aufgenommen.
- Die **Stromnachfrage** wurde als konstant auf dem Niveau des Jahres 2014 angenommen. Der zusätzliche Stromverbrauch des ab 2018 angenommenen Ausbaus der Elektromobilität wird durch Effizienzmaßnahmen kompensiert. Insgesamt bleibt die Stromnachfrage somit konstant auf dem im Jahr 2014 gegenüber den vorhergehenden Jahren relativ niedrigen Niveau.
- Der weitere **Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien** orientiert sich an den übergeordneten Ausbauzielen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2014, bezogen auf den Bruttostromverbrauch. Die technologische Zusam-

mensetzung des Ausbaus orientiert sich an den Zielvorgaben des EEG 2014. Fehlmengen zur Erreichung des übergeordneten Ausbauziels (erst nach 2020 relevant) wurden so ergänzt, dass das Technologieverhältnis weitgehend erhalten bleibt.

- Die verfügbaren **Kuppelkapazitäten** basieren unter anderem auf dem *Monitoringbericht 2014* der Bundesnetzagentur.<sup>35</sup> Für den zukünftigen Ausbau der Interkonnektoren wurden Annahmen der Agora-Studie *Stromspeicher in der Energiewende* verwendet.<sup>36</sup> Diese repräsentieren eine gegenüber den Ausbauzielen des Netzentwicklungsplans eher konservative Einschätzung.
- Stein- und Braunkohlekraftwerken stehen am Ende ihrer technischen Lebensdauer **Retrofitmaßnahmen** zur Verfügung. Eine einmalige Retrofitoption für weitere zehn Betriebsjahre steht dem Modell mit Investitionskosten von 25 Prozent des Neubaus in allen Modellregionen zur Verfügung. Die Annahmen zu Retrofitkosten wurden mit Kraftwerksbetreibern diskutiert und insgesamt als angemessen angesehen. Der Retrofit berücksichtigt zusätzlich eine Wirkungsgradverbesserung in Abhängigkeit von der Kraftwerksgeneration und -technologie.
- Das modellierte **Strommarktdesign** orientiert sich an den Vorschlägen des Grünbuchs des Bundeswirtschaftsminis-

teriums zur Entwicklung eines *Energy-only*-Marktes 2.0.<sup>37</sup> Dabei wird angenommen, dass die notwendige Vorhaltung von Flexibilität allein durch einen funktionierenden *Energy-only*-Markt angereizt werden kann. Entsprechend wurden europaweit umfangreiche Potenziale von atypischen, das heißt besonders fixkostenarmen, Flexibilitäten angenommen.

- Bei der Entwicklung der **atypischen Flexibilitäten** sind Annahmen zur Lastreduktion, zum Potenzial von Netzersatzanlagen und zur Lastverschiebung zu unterscheiden.
  - Das Potenzial der Lastreduktion fokussiert sich auf industrielle Stromverbraucher, die ab einem individuellen Strompreissignal bereit sind, ihre Last zu reduzieren, ohne dass es zu einer zeitnahen Nachholung kommen muss. Das unterstellte Potenzial und das Gebotsverhalten dieser Flexibilitäten orientieren sich an den Annahmen der *Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen* für das BMWi.<sup>38</sup>
  - Netzersatzanlagen können mit einem maximalen Potenzial von 4.500 Megawatt erschlossen werden und gliedern sich mit ihrem Gebotspreis in den Bereich günstiger Lastreduktionspotenziale ein.<sup>39</sup>

37 BMWi (2014)

38 BMWi (2014)

39 BMWi (2014)

35 Bundesnetzagentur et al. (2014)

36 Agora Energiewende (2014)

Grundstruktur des enervis Fundamentalmodells (eMP)

Tabelle 1

Prämissen	Erläuterungen
Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preisannahmen	Terminmarktnotierungen für die Frontjahre 2015 bis 2017; ab 2018 bis 2024: Interpolation zwischen Terminpreisen und dem Stützjahr 2025 des <i>World Energy Outlook 2014</i> (New Policies Scenario)
gesetzte Kraftwerksneubauten	gemäß aktuellen Veröffentlichungen, rund 6.300 Megawatt konventionelle Kraftwerksleistung bis 2019
Stromnachfrage	konstante Nettostromnachfrage auf dem Niveau von 2014
Erneuerbare Energien	Ausbaupfad nach aktuellen politischen Zielvorgaben des EEG 2014
Interkonnektoren / Net Transfer Capacity	gemäß <i>Monitoringbericht 2014</i> der Bundesnetzagentur, für den Ausbau der Interkonnektoren wurden eher konservativere Annahmen der Agora-Studie <i>Stromspeicher in der Energiewende</i> verwendet
Marktdesign	Orientierung am Grün- und Weißbuch des BMWi: <i>Energy-only</i> -Markt 2.0
atypische Flexibilitäten	europaweite, umfangreiche Annahmen zum technischen/ökonomischen Potenzial von Lastreduktion, Netzersatzanlagen und Lastverschiebung

Eigene Darstellung

- Lastverschiebungspotenziale im Haushaltssegment werden in Anlehnung an die Agora-Studie *Stromspeicher in der Energiewende* zum Ausbau der Lastverschiebung modelliert.<sup>40</sup>

Die Annahmen zu den Lastflexibilitäten wurden für alle Modellregionen anhand ihrer Spitzenlast skaliert und in ihrer Preisstruktur übernommen.

### 5.3 Definition der Szenarien

Die im vorangegangenen Kapitel vorgestellten Prämissen bilden die Grundlage der Modellrechnungen. Diese werden zwischen den Szenarien konstant gehalten, um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Im Folgenden stehen die Annahmen im Fokus, die sich zwischen den Szenarien unterscheiden und die somit charakterprägend für die Szenarien sind. In der vorliegenden Studie werden drei Szenarien betrachtet

#### 5.3.1 Referenzszenario

Das Referenzszenario dient primär der Bewertung der CO<sub>2</sub>-Emissionsentwicklung des deutschen Stromsektors, sollten keine zusätzlichen Maßnahmen zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen durchgeführt werden. Die Prämissen entsprechen einem derzeit üblichen energiewirtschaftlichen Annahmesatz und stehen für eine von vielen Akteuren als realistisch eingeschätzte, mittlere Entwicklung (Referenzentwicklung).

Die Markt- und die daraus resultierende Emissionsentwicklung unter den vorgestellten Prämissen bilden die Basis zur Bewertung der Handlungslücke, also der Mehremissionen gegenüber den politischen Zielen. Das Szenario dient darüber hinaus als Referenzentwicklung zur Bewertung der aus den Stilllegungen resultierenden Verteilungseffekte für das Kraftwerksportfolio und die Endverbraucher.

Im Referenzszenario steht den Betreibern von Kohlekraftwerken die Option zur Verfügung, nach Ablauf der technischen Lebensdauer eine Retrofitmaßnahme durchzuführen. Hierdurch kommt es für die betroffenen Braun- und Stein-

kohleanlagen zu einer Lebensdauerverlängerung um zehn Jahre und zu gewissen Wirkungsgradverbesserungen. Im Gegenzug sind die Retrofitmaßnahmen mit Reinvestitionen verbunden, die sich in der Größenordnung von 25 Prozent der spezifischen Investitionskosten von Neuanlagen bewegen. Da Retrofitmaßnahmen zu steigenden Emissionen beitragen, stellt das Referenzszenario unter den hier betrachteten Szenarien die klimapolitisch ungünstigste Entwicklung dar.

#### 5.3.2 Ohne-Retrofit-Szenario

Während das Referenzszenario eine Entwicklung ohne zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen im Erzeugungssegment darstellt, werden in diesem Szenario Anpassungen am Marktrahmen vorgenommen, die den Entscheidungsspielraum der Kraftwerksbetreiber aus klimapolitischen Gründen eingrenzen.

Während die Referenzentwicklung den Kraftwerksbetreibern modellendogen die Möglichkeit einräumt, Retrofitmaßnahmen durchzuführen und damit die Lebensdauer des betroffenen Kraftwerks zu verlängern, besteht in diesem Szenario keine Retrofitoption. Kohlekraftwerke gehen daher nach Ablauf ihrer technischen Lebensdauer altersbedingt vom Netz.

Die separate Betrachtung dieses Szenarios ermöglicht es, das klimapolitische Risiko durch Retrofitmaßnahmen zu erfassen. Im Vergleich zu der Referenzentwicklung wird deutlich, welchen Beitrag zur Emissionsreduktion bereits der Verzicht auf Retrofitmaßnahmen haben kann.

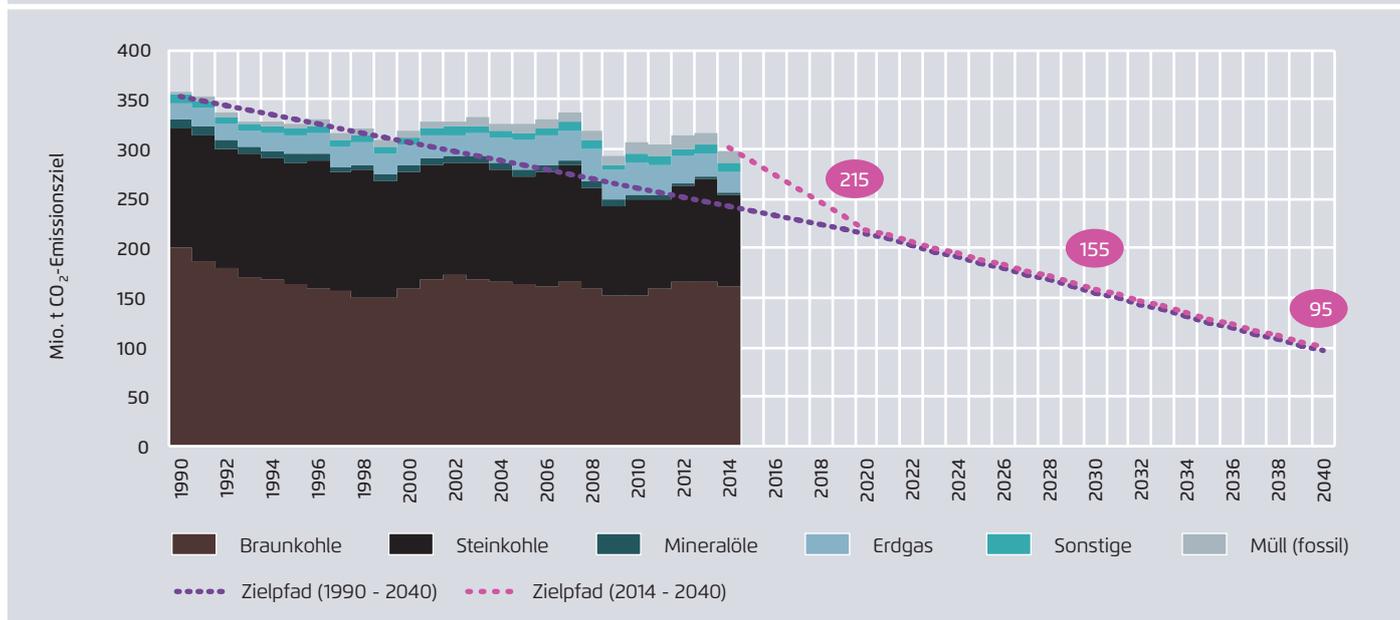
#### 5.3.3 Klimaschutzszenario

Im Klimaschutzszenario wird ein Zielpfad der Emissionsentwicklung entsprechend der Klimaschutzziele des *Koalitionsvertrages zwischen CDU, CSU und SPD* vom November 2013 abgebildet. Hierzu wird angenommen, dass die im Modell erfassten Emissionen bis 2020 eine Reduktion um 40 Prozent gegenüber ihrem Basiswert aus dem Jahr 1990 erreichen müssen. Im Zeitraum 2020 bis 2040 wird eine lineare Emissionsreduktion angesetzt, die so parametrisiert wurde, dass die Emissionen im Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 um 90 Prozent zurückgehen würden. Dieses Vorgehen resultiert für das Jahr 2040 in einer Reduktion von 73 Prozent gegenüber 1990. Dies folgt der Überlegung, dass die Emissio-

<sup>40</sup> Agora Energiewende (2014)

Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung nach Umweltbundesamt, politischer Zielpfad (lilafarbene Linie) und Ziele der vorliegenden Studie (rosafarbene Linie)

Abbildung 6



Eigene Darstellung

nen der Stromerzeugung bei einer Rückführung der Gesamtemissionen entlang der politischen Ziele um mindestens 80 bis zu 95 Prozent im Jahr 2050 (das heißt auch im 80-Prozent-Pfad) um mindestens 90 Prozent sinken müssen, da der Stromerzeugung gegenüber den anderen Emissionssektoren günstigere Vermeidungsoptionen zur Verfügung stehen.

Betrachtet werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung (das heißt ohne Emissionen der Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung) über alle Sektoren (Energiewirtschaft, Industrie, Sonstige). Als geeigneter Basiswert für das Jahr 1990 können dabei die durch das Umweltbundesamt regelmäßig publizierten Emissionswerte der Stromerzeugung herangezogen werden.<sup>41</sup>

Im Klimaschutzszenario erfolgen vorgezogene Marktaustritte von Kohlekraftwerken, um die im Referenzszenario identifizierte Handlungslücke zu schließen. Dazu werden anhand einer aus der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve (siehe Kapitel 5.4) abgeleiteten Reihenfolge Kohlekapazi-

täten stillgelegt, um den im Referenzszenario definierten Emissionszielpfad zu erreichen. Dabei erfolgt eine lineare Hinleitung auf das Emissionsziel von 215 Millionen Tonnen im Jahr 2020 (Abbildung 6). Bis zum Jahr 2040 sinken die Emissionen auf 86 Millionen Tonnen. Die ersten Stilllegungen sind zu Beginn des Jahres 2017 wirksam. Die Stilllegung ist dabei als ein Marktaustritt zu verstehen, der sowohl technische Stilllegungen als auch einen Wechsel der betroffenen Kraftwerke in eine neben den Markt stehende Kraftwerksreserve umfassen kann.

Abbildung 6 zeigt bereits auf, dass bis zum Jahr 2020 ein vergleichsweise höherer Anpassungsdruck besteht, da der aktuell erkennbare Rückstand auf das 2020-Ziel durch stärkere Eingriffe korrigiert werden muss. Im Zeitraum 2020 bis 2040 verläuft der Zielpfad dann deutlich flacher.

<sup>41</sup> Umweltbundesamt (2014)

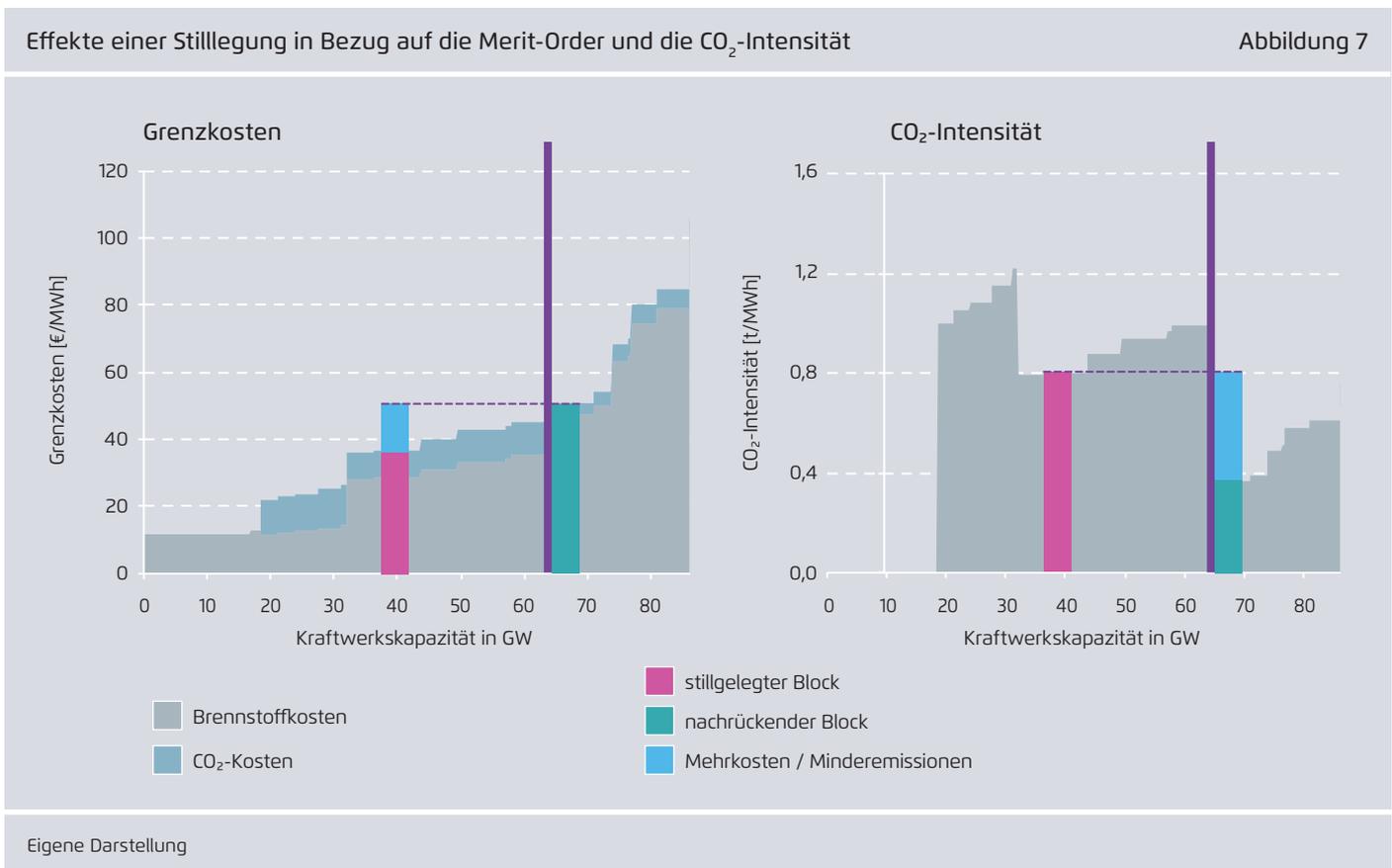
### 5.4 CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten als Stilllegungskriterium

Bei der Modellierung von Stilllegungsszenarien gilt es, eine Reihenfolge zu bestimmen, in der die Kohlekraftwerke frühzeitig dem Markt entzogen werden sollen. Hierfür müssen geeignete Stilllegungskriterien definiert werden. Häufig fokussiert sich die Diskussion auf die Kriterien Alter, Wirkungsgrad, Brennstofftyp und gegebenenfalls auch Kraft-Wärme-Kopplungs-Anteil der Kraftwerke. Erkennbar stehen diese Kriterien stellvertretend für die Umweltverträglichkeit der Kraftwerke. Sie lassen sich daher rechnerisch in der Eigenschaft Emissionsintensität der Stromerzeugung (Tonnen pro Megawattstunde elektrische Leistung) zusammenfassen. Dabei wird jedoch häufig vernachlässigt, dass nicht nur emissionsbezogene Eigenschaften als Stilllegungskriterium eine Rolle spielen, sondern dass die Kraftwerke auch energiewirtschaftlich betrachtet einen unterschiedlichen Wert aufweisen. Vergleicht man zwei Kraftwerke mit gleicher Emissions-

intensität, so sollte zuerst dasjenige Kraftwerk stillgelegt werden, das energiewirtschaftlich betrachtet einen niedrigeren Wert aufweist.

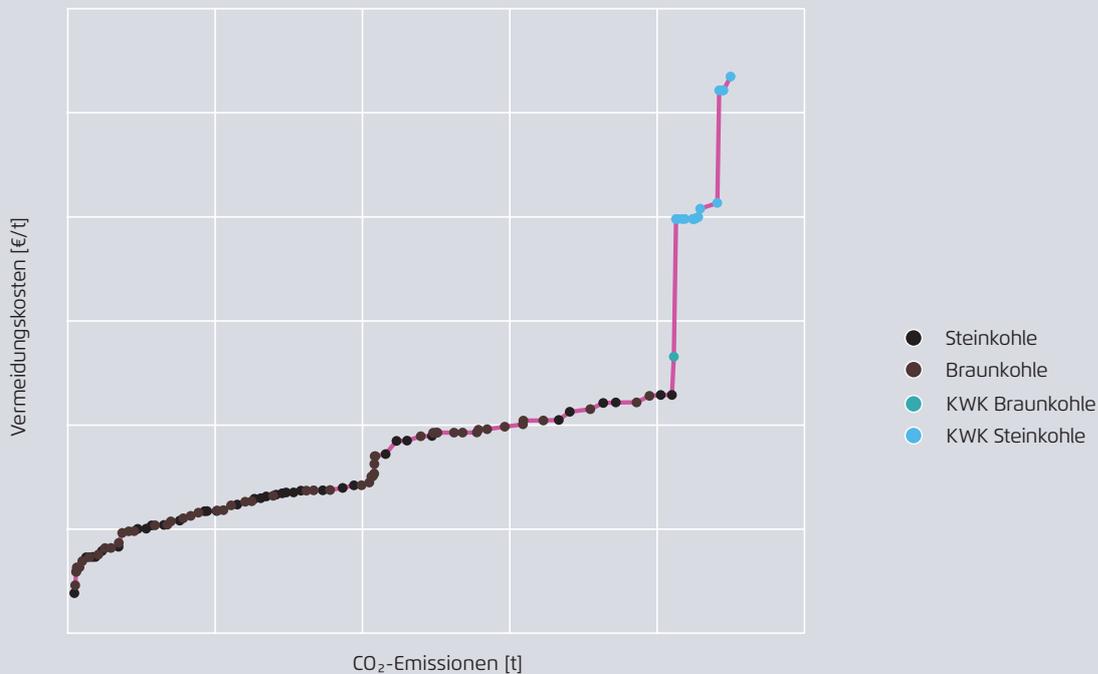
Es gilt also, ein übergeordnetes Stilllegungskriterium zu definieren, welches eine Abwägung zwischen ökologischen und ökonomischen Eigenschaften von Kraftwerken vornimmt. Dies betrifft insbesondere die vergleichende Behandlung von Braun- und Steinkohlekraftwerken. Um ökologische und ökonomische Eigenschaften verschiedener Handlungsoptionen transparent in einem gemeinsamen Kriterium zusammenzufassen, hat sich in der wissenschaftlichen und energiewirtschaftlichen Diskussion das Konzept der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten etabliert. Dies dient insbesondere auch als eine Basis zur Ableitung von (energiepolitischen) Handlungsempfehlungen.

Abbildung 7 illustriert das Vorgehen. Die linke Seite der Abbildung zeigt eine schematische *Merit-Order* des deutschen Kraftwerksparkes nach Grenzkosten. Die rechte Seite er-



Vermeidungskostenkurve der Stilllegungen\*

Abbildung 8



\* Auffällig ist, dass die Vermeidungskostenkurve (ganz links) auch negative Kosten erfasst. Dies repräsentiert eine Situation, in der die Systemkosten bei gleichzeitiger CO<sub>2</sub>-Vermeidung durch eine Stilllegung sinken. Dies ist vor dem Hintergrund, der durch die Stilllegung vermiedenen fixen Betriebskosten erklärbar.

Eigene Darstellung

fasst die CO<sub>2</sub>-Intensität der Stromerzeugung in der Reihenfolge des Kraftwerkeinsatzes. Erkennbar führt der grenzkostenoptimale Einsatz der Kraftwerkskapazitäten zu einer Einsatzreihenfolge, die deutlich von einer Einsatzreihenfolge nach CO<sub>2</sub>-Intensität abweicht. Innerhalb der Brennstoffgruppen fällt die CO<sub>2</sub>-Intensität dem Wirkungsgrad folgend ab. Für eine einzelne Stunde sei eine beispielhafte (Residual-)Lastsituation angenommen (lilafarbene vertikale Linie).

Eine Stilllegung führt nun zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Stromerzeugung (rechts), indem ein Kraftwerk mit hoher CO<sub>2</sub>-Intensität durch ein Kraftwerk (in diesem Fall gasbasiert) ersetzt wird, welches in der *Merit-Order*-Logik abgerufen wird. Gleichzeitig kommt es zu zusätzlichen Kosten (blaue Fläche), indem ein Kraftwerk mit niedrigen Grenzkosten durch ein Kraftwerk mit höheren Grenzkosten (oder auch durch Importe) ersetzt wird. Die

CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten bilden sich dann aus der Relation aus den Kosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung und dem Nutzen in Form von Emissionsreduktion, das heißt, aus der Kosten-Nutzen-Relation ergeben sich die Vermeidungskosten als ein Effizienzmaß.

Es sind dabei Annahmen über Emissionsintensität und Kosten jeweils für die stillzulegenden Kraftwerke, aber insbesondere auch in Hinsicht auf den Verdrängungsmix zu treffen, um Vermeidungskosten abzuleiten. Die Berechnungen erfolgen in der vorliegenden Studie detailliert für die stillzulegenden Kraftwerke, jedoch relativ vereinfacht (statisch) für den Verdrängungsmix. Als Verdrängungsmix wurde eine Mischung von Importen und Gas- und -Dampfturbinen-Kraftwerken angenommen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es hier weniger um eine exakte Abbildung der Höhe der Vermeidungskosten als vielmehr um eine transparente

Ableitung einer Reihenfolge der Stilllegung der Kraftwerke geht („Zuerst Braun- oder Steinkohle?“).

Abbildung 8 zeigt beispielhaft eine unter diesen Maßgaben ermittelte Vermeidungskostenkurve für das Jahr 2020. Die Punkte der Vermeidungskostenkurve stehen für Cluster von Kraftwerken und ihre jeweiligen Vermeidungskosten. Auf der y-Achse sind die hier ermittelten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten aufsteigend sortiert dargestellt. Die x-Achse stellt kumuliert die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke in der Referenzentwicklung dar.

Im Ergebnis spielen am linken Rand der Vermeidungskostenkurve weniger effiziente, und daher tendenziell alte, Braun- und Steinkohlekraftwerke eine Rolle. Eine eindeutige Präferenz der Stilllegungsreihenfolge nach Brennstoffen ergibt sich also nicht. Innerhalb der Brennstoffgruppen ist durch Alter und die grundsätzlich dem Alter folgende Wirkungsgradentwicklung bereits eine recht eindeutige Stilllegungsreihenfolge vorgegeben. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (hier geclustert dargestellt nach Einsatzschwerpunkt) spielen nur nachgelagert eine Rolle bei den Stilllegungen. Das heißt: Anlagen mit höherem Kraft-Wärme-Kopplungs-Anteil werden erst nachrangig stillgelegt, da die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten hier vergleichsweise hoch liegen.

## 6 Strukturentwicklungen in den Szenarien

Im Folgenden werden die Szenarien jeweils einzeln beschrieben. Dabei liegt der Fokus auf der Kapazitäts- beziehungsweise Erzeugungsentwicklung. Die daraus resultierenden Effekte bezogen auf die Entwicklung der Exportbilanz, der Emissionen und der Strompreise werden durch eine direkte Gegenüberstellung der Szenarien in Kapitel 7 erläutert.

### 6.1 Referenzszenario

#### 6.1.1 Kapazitätsentwicklung

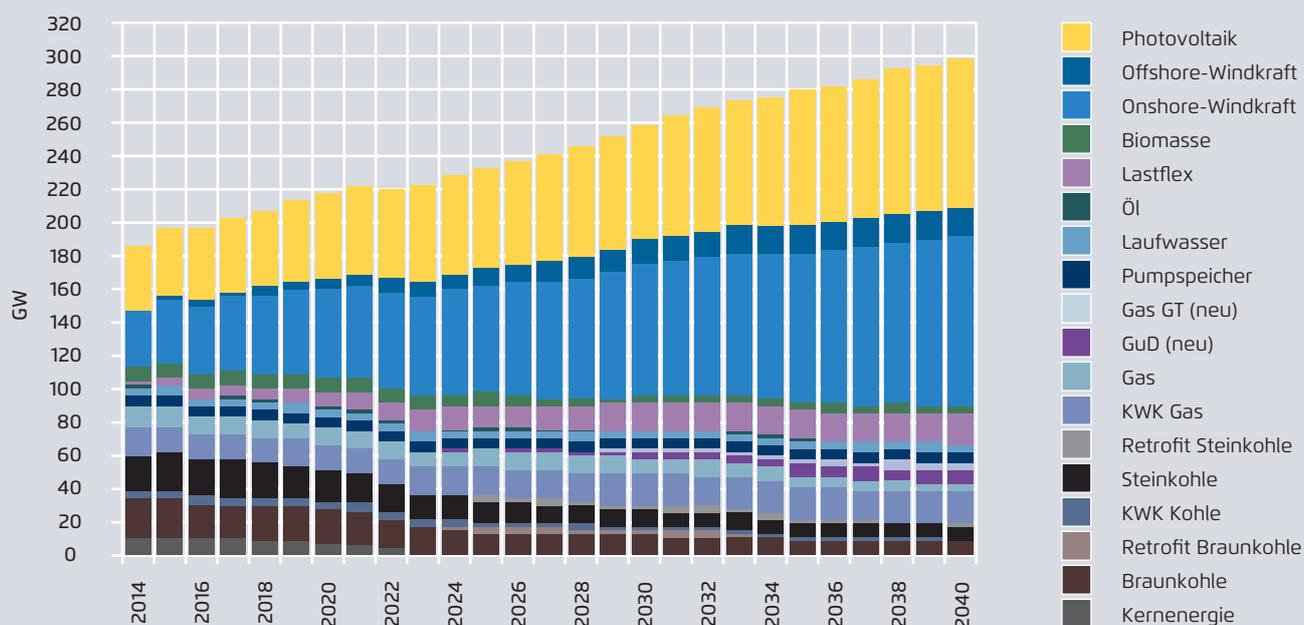
Schon im Referenzszenario ist eine deutliche Veränderung des deutschen Kraftwerksparks erkennbar. Zum einen zeigt sich ein kontinuierlicher Kapazitätsanstieg durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien, zum anderen findet ein Umbau des konventionellen Kraftwerksparks statt.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien orientiert sich an den aktuellen politischen Zielvorgaben des EEG 2014. Fehlmengen zur Erreichung des übergeordneten Ausbauziels (erst nach 2020 relevant) wurden so ergänzt, dass der Photovoltaik eine etwas stärkere Rolle zukommt. Dies basiert auf der Annahme, dass vor dem Hintergrund der dynamischen Kostendegression der Photovoltaik diese auch über den 52-Gigawatt-Deckel hinaus, gerade auch im Bereich der Objektversorgung, eine Rolle spielen wird. In Bezug auf die anderen Technologien bleibt das Technologieverhältnis des EEG 2014 weitgehend erhalten. Zwischen den Szenarien unterscheiden sich die Kapazitätsentwicklungen der Erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa nicht.

Abbildung 9 zeigt die Kapazitätsentwicklung des Referenzszenarios aufgeteilt nach Kraftwerkstypen. Bis Mitte der 2020er-Jahre vollzieht sich ein Rückgang konventioneller

Kapazitätsentwicklung im Referenzszenario

Abbildung 9



Eigene Darstellung

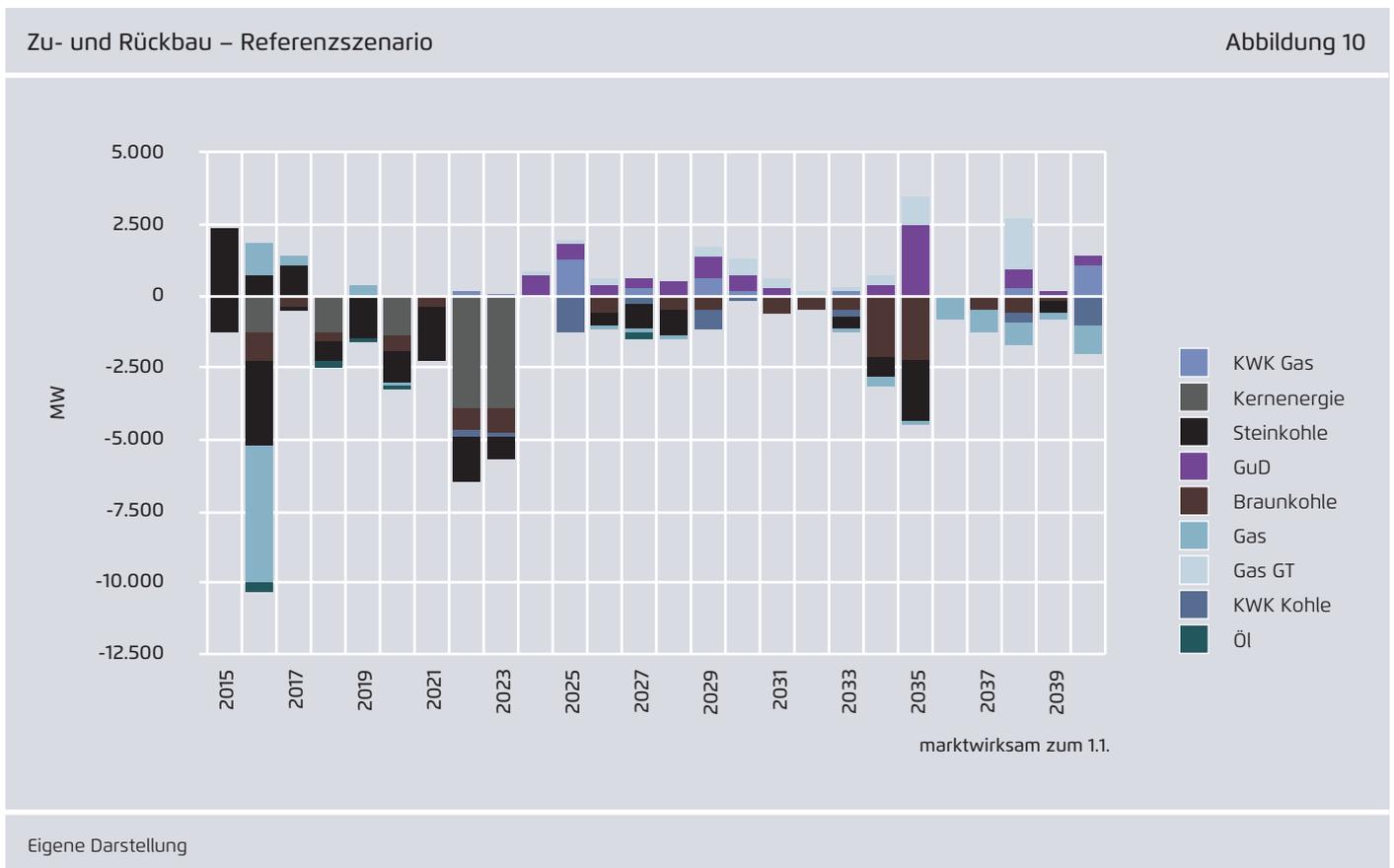
Kraftwerkskapazitäten. Der politisch fixierte, sukzessive Kernenergieausstieg bis Ende des Jahres 2022 fällt dabei mit dem altersbedingten Marktaustritt der ältesten Braun- und Steinkohleanlagen aus den 1960er- und 1970er-Jahren zusammen. Diese Kohlekraftwerke stehen bis zu ihrer Stilllegung unter hohem wirtschaftlichen Druck. Eine Retrofitentscheidung dieser Anlagen fällt daher negativ aus (siehe dazu auch Abbildung 11).

Ein wirtschaftlicher Zubau von Kohlekraftwerken stellt sich aufgrund des steigenden CO<sub>2</sub>-Preises nicht ein. Retrofitmaßnahmen weisen spezifisch niedrigere Investitionskosten auf als Neuanlagen und setzen sich modellendogen gegenüber dem Neubau von Kohlekraftwerken durch. Nach dem Abbau der aktuell bestehenden Überkapazitäten im Kontext des Kernenergieausstieges kommt es daher am Ende der angenommenen Kraftwerkslebensdauer für Braun- und Steinkohleanlagen zu wirtschaftlichen Retrofitinvestitionen. Diese Maßnahmen verlängern die im Modell unterstellte Betriebszeit um weitere zehn Jahre, bevor die Blöcke endgültig stillgelegt werden.

Nach Abschluss des Kernenergieausstiegs öffnet sich ein neues Investitionsfenster ab Mitte der 2020er-Jahre. Erdgasgefeuerte GuD-Anlagen werden nun modellendogen kontinuierlich zugebaut und ersetzen nach und nach die altersbedingt vom Markt gehenden Kohlekapazitäten. Die dem Modell zur Verfügung gestellten Nachfrageflexibilitäten werden ab Beginn der 2020er-Jahre zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt und leisten daher in der Referenzentwicklung einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Durch Preiseffekte der Nachfrageflexibilitäten wird der Zubau neuer GuD-Kraftwerke und dann auch von Gasturbinenkraftwerken angereizt.

### 6.1.1.1 Zu- und Rückbaumentscheidungen

Abbildung 10 zeigt den Zu- und Rückbau von Kraftwerksleistung im Referenzszenario geordnet nach Brennstofftypen. Marktaustritte sind dabei negativ aufgetragen, während Neubauten positiv dargestellt sind. Die zeitliche Zuordnung erfolgt anhand des Zeitpunkts der Marktwirksamkeit (das heißt Neubauten ab dem Zeitpunkt ihrer Inbe-



triebnahme, Stilllegungen ab dem Zeitpunkt ihrer Außerbetriebnahme).

Bei dem dargestellten Zubau handelt es sich bis zum Beginn der 2020er-Jahre ausschließlich um modellexogen gesetzte Kraftwerkszubaute, das heißt um Projekte, die bereits in Bau sind oder deren Inbetriebnahmeentscheidung gefallen ist. Infolge mangelnder Wirtschaftlichkeit findet bis dahin kein darüber hinausgehender modellendogener Zubau konventioneller Kraftwerke statt. Es kommt in der Referenzentwicklung zu Stilllegungen von Kohlekraftwerken nach Erreichen der technischen Lebensdauer.

Aufgrund der Überkapazitäten im Kohlesektor können besonders ältere Gaskraftwerke bis zu ihrer altersbedingten Stilllegung zum Ende der Dekade nicht wirtschaftlich betrieben werden. Durch das Überangebot von häufig preissetzenden Kohlekapazitäten können diese Gaskraftwerke ihre fixen Betriebskosten im Zeitraum bis zu ihrer Stilllegung nicht decken. Daher kommt es im Referenzszenario zu (un)wirtschaftlichkeitsbedingten Stilllegungen im Umfang von 4,8 Gigawatt an älteren Erdgaskraftwerken im Jahr 2016. Zusätzlich zu den (un)wirtschaftlichkeits- und altersbedingten Marktaustritten zeigt sich auch der stetige Kernenergieausstieg in den Stilllegungen.

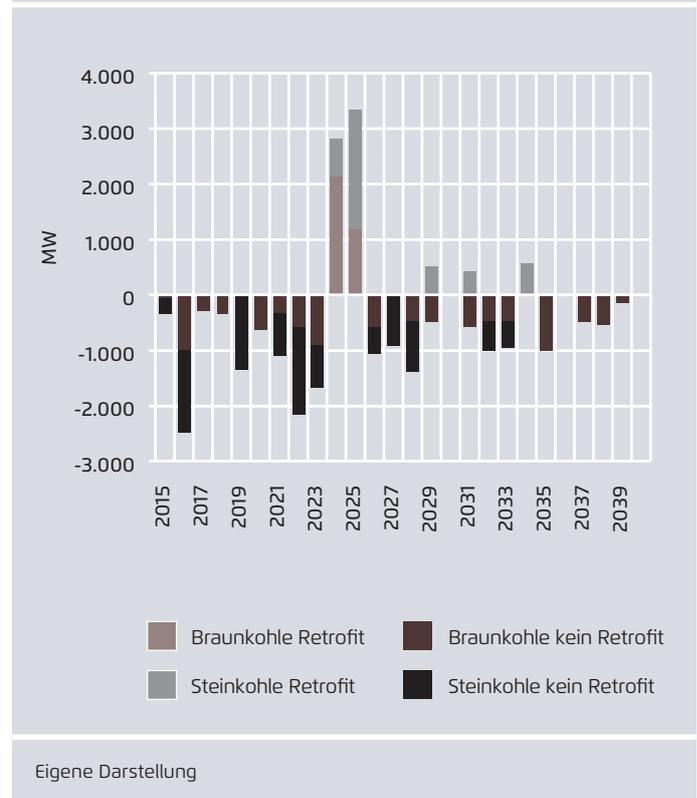
Durch den stetigen Kapazitätsabbau ändert sich die wirtschaftliche Situation für Kraftwerksneubauten. So sind modellendogene Zubauten von Erdgas-GuD-Anlagen und im weiteren Zeitverlauf auch Gasturbinen zu verzeichnen. Im Zeitverlauf werden darüber hinaus auch kohlegefeuerte KWK-Anlagen sukzessive in erdgasgefeuerte KWK-Anlagen getauscht. Dahinter steht die Annahme, dass das Potenzial zur KWK-bezogenen Stromerzeugung über den Betrachtungszeitraum konstant bleibt.

### 6.1.1.2 Retrofitentscheidungen

In Abbildung 11 sind die Retrofitentscheidungen von Stein- und Braunkohlekraftwerken dargestellt. Alle durchgeführten Retrofitmaßnahmen sind positiv abgetragen. Zur Verfügung stehende, aber nicht genutzte Retrofitoptionen, sind negativ abgetragen.

Retrofitentscheidungen

Abbildung 11



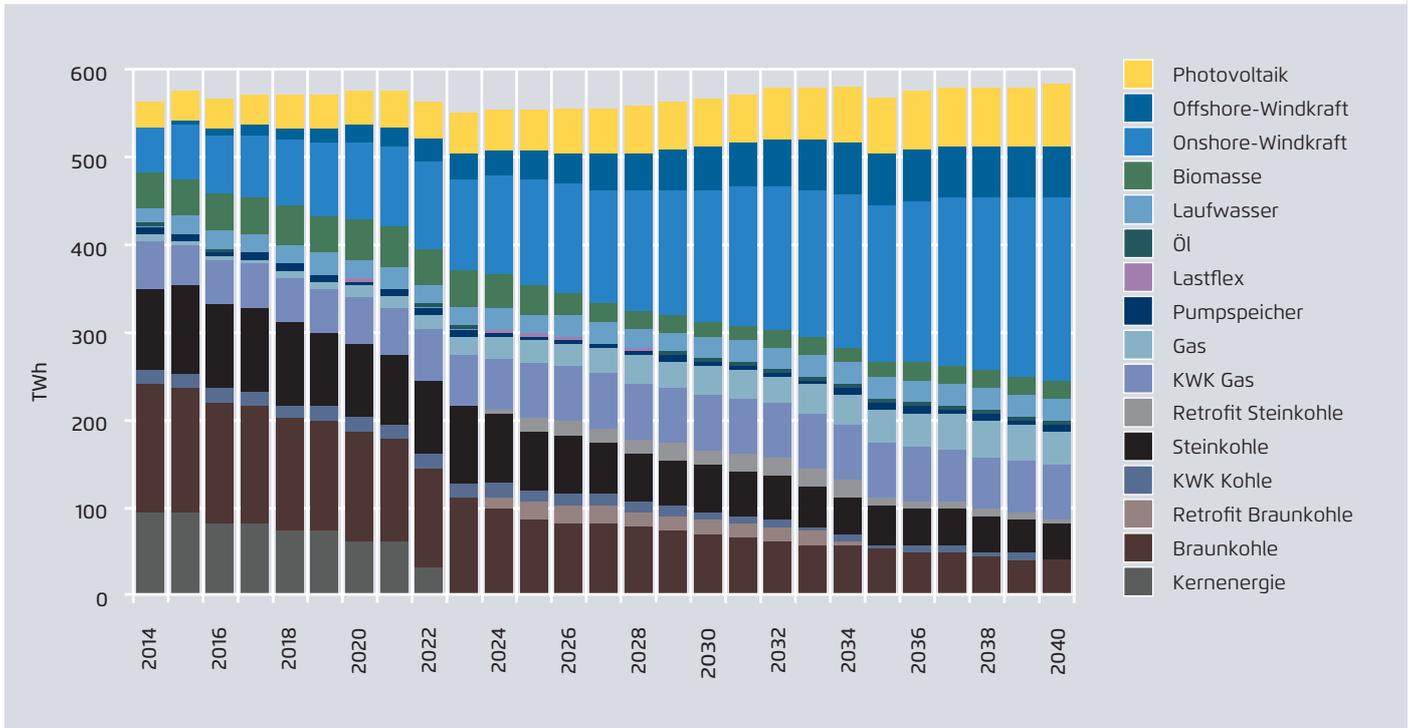
Nach dem Kernenergieausstieg nimmt die Wirtschaftlichkeit von Retrofitinvestitionen deutlich zu. Aber auch im weiteren Verlauf kommt es, wenngleich weniger massiv, zu Retrofitinvestitionen. Insgesamt erhalten rund 4,3 Gigawatt Steinkohle- und 3,3 Gigawatt Braunkohlekraftwerke einen Retrofit im Betrachtungszeitraum. Somit werden fast 30 Prozent der über den Betrachtungszeitraum an die Grenze der Lebensdauer gelangenden Stein- und Braunkohlekraftwerke einer Lebensdauererlängerung unterzogen.

### 6.1.2 Erzeugungsentwicklung

Analog zur Kapazitätsentwicklung erkennt man in der Erzeugungsentwicklung einen steigenden Anteil der Erneuerbaren Energien und eine abnehmende Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken (Abbildung 12). Auch der Rückgang der Kernenergieerzeugung bis zum Ende des Jahres 2022 prägt die Entwicklung. Er beträgt rund 90 Terawattstunden, führt jedoch nicht zu einem größeren Rückgang der Gesamterzeugung. Die vom Markt gehenden

Erzeugungsentwicklung – Referenzszenario

Abbildung 12



Eigene Darstellung

Kernkraftwerke werden fast vollständig über eine höhere Auslastung der konventionellen Kraftwerke, durch den Zubau von Gaskraftwerken sowie den kontinuierlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien kompensiert. Die Gesamterzeugung bleibt daher im Betrachtungszeitraum nahezu konstant. Ab Anfang der 2030er-Jahre ist jedoch ein leichter Anstieg der Gesamterzeugung erkennbar.

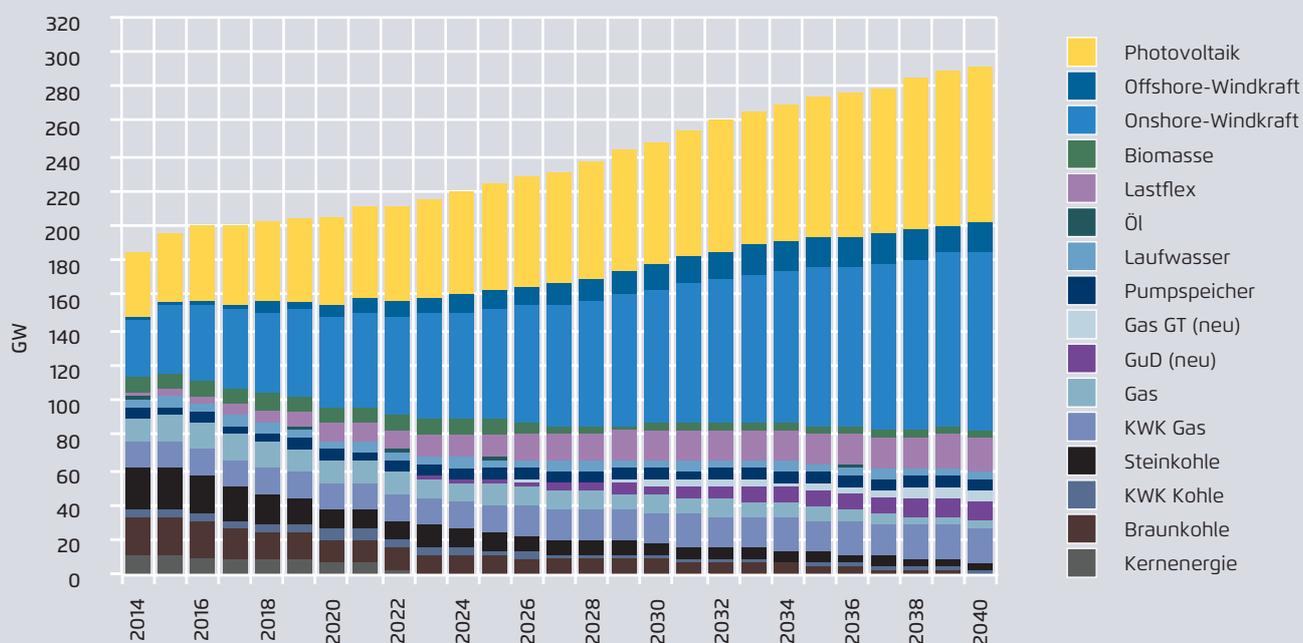
Dieser Anstieg ist anteilig auf die Stromerzeugung von Kraftwerken zurückzuführen, an denen in den Jahren zuvor Retrofitmaßnahmen durchgeführt wurden. Wegen der damit verbundenen Wirkungsgradverbesserungen ordnen sich diese Kraftwerke in der *Merit-Order* knapp hinter jüngeren Bestandsanlagen der jeweiligen Technologie ein und kommen daher relativ häufig zum Einsatz. Im Ergebnis stammen im Zeitraum zwischen Mitte der 2020er- und Mitte der 2030er-Jahre rund 35 Terawattstunden Stromerzeugung pro Jahr aus laufzeitverlängerten Stein- und Braunkohleanlagen. Ab Mitte der 2030er-Jahre geht ein Großteil der betroffenen Anlagen dann endgültig vom Netz.

Dies führt auch zu einem Rückgang der Gesamterzeugung im Jahr 2035. Nur noch wenige, in den Jahren 2029, 2031 und 2034 überholte, Steinkohleanlagen verbleiben für jeweils weitere zehn Jahre im Markt.

Zum Ende des Betrachtungszeitraums wird die Erzeugungsstruktur von den Erneuerbaren Energien dominiert, daneben spielen Gaskraftwerke – mit und ohne KWK – eine große Rolle. In der Referenzentwicklung tragen auch Kohlekraftwerke weiterhin in einem relevanten Umfang zur Erzeugung bei.

Kapazitätsentwicklung im Ohne-Retrofit-Szenario

Abbildung 13



Eigene Darstellung

## 6.2 Ohne-Retrofit-Szenario

### 6.2.1 Kapazitätsentwicklung

Mit dem Ohne-Retrofit-Szenario wird insbesondere der Einfluss der Retrofitmaßnahmen an Stein- und Braunkohlekraftwerken auf die Strommarkt- und Emissionsentwicklung untersucht. Dazu wird gegenüber dem Referenzszenario auf Retrofitmaßnahmen modellsexogen verzichtet.

Eine Veränderung des Kapazitätsverlaufes zeigt sich in Abbildung 13 im Vergleich zum Referenzszenario erst im Jahr 2024. Hier erfolgen im Referenzszenario sukzessive Retrofitmaßnahmen in einem Gesamtvolumen von fast 7,6 Gigawatt, auf die in dem Ohne-Retrofit-Szenario verzichtet wird. Somit erfolgt in diesem Szenario ein deutlicher Kapazitätsrückgang der Stein- und Braunkohlekraftwerke. 7,6 Gigawatt Kohlekraftwerke gehen ohne Retrofit zehn Jahre früher aus dem Markt als im Referenzszenario. Dies hat auch einen Einfluss auf den modellendogenen Neubau

von Kraftwerken. So werden im Ohne-Retrofit-Szenario ab Mitte der 2020er-Jahre verstärkt Gaskapazitäten zugebaut.

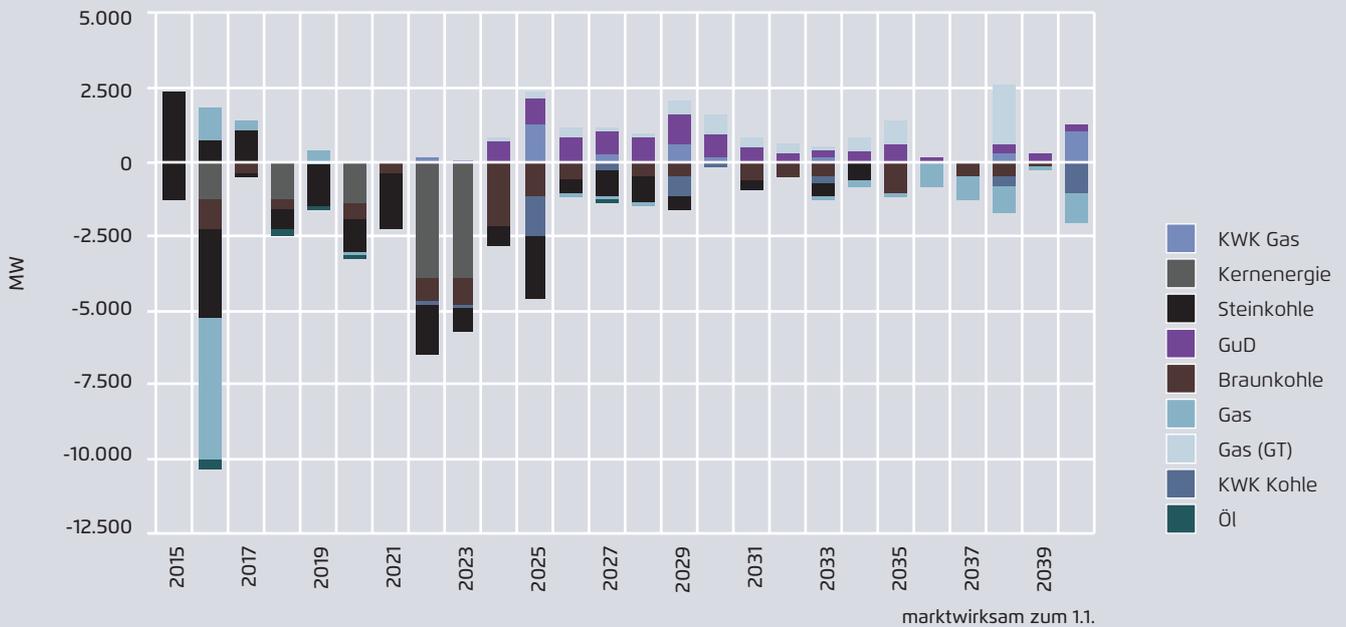
Ab Mitte der 2030er-Jahre, wenn in der Referenzentwicklung die meisten ertüchtigten Anlagen vom Netz gehen, nähern sich die Kapazitätsentwicklungen von Referenz- und Ohne-Retrofit-Szenario immer weiter an. Aufgrund des etwas stärkeren Zubaus von Gaskraftwerken nach dem Kernenergieausstieg verbleiben insgesamt etwas mehr Gaskapazitäten im Ohne-Retrofit-Szenario.

#### 6.2.1.1 Zu- und Rückbau

Da zu Beginn des Betrachtungszeitraums bis zum Jahr 2024 keine Unterschiede zwischen dem Referenzszenario und dem Ohne-Retrofit-Szenario bestehen (Abbildung 14), kommt es auch im Ohne-Retrofit-Szenario zu einem Marktaustritt von 4,8 Gigawatt an älteren Gaskraftwerken. Dabei handelt es sich um Kraftwerke, die bereits relativ alt sind, die also an der Grenze zur altersbedingten Stilllegung stehen. Durch den Verzicht auf Retrofitmaßnahmen ab 2024

Zu- und Rückbau – Ohne-Retrofit-Szenario

Abbildung 14



Eigene Darstellung

ändert sich daher ihre wirtschaftliche Situation bis zur Erreichung ihrer technischen Lebensdauer im Vergleich zur Referenzentwicklung nicht.

Mit dem Verzicht auf Retrofitoptionen ergibt sich gegenüber dem Referenzszenario ein verstärkter Zubau von erdgasgefeuerten Anlagen ab Mitte der 2020er-Jahre. Durch den gegenüber der Referenz schnellen Marktaustritt der Kohlekraftwerke kommt es etwas früher auch zum preissetzenden Einsatz von Lastflexibilitäten. Dabei stehen jedoch jederzeit genügend Kapazitäten und Lastflexibilitäten im In- und Ausland zur Verfügung<sup>42</sup>, um die Lastdeckung sicherzustellen. Zuerst werden verstärkt GuD-Anlagen modellendogen zugebaut, während zum Ende des Modellierungszeitraums der Zubau von Gasturbinen überwiegt. Darüber hinaus werden kohlegefeuerte KWK-Anlagen sukzessive in erdgasgefeuerte KWK-Anlagen getauscht.

42 beziehungsweise mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit

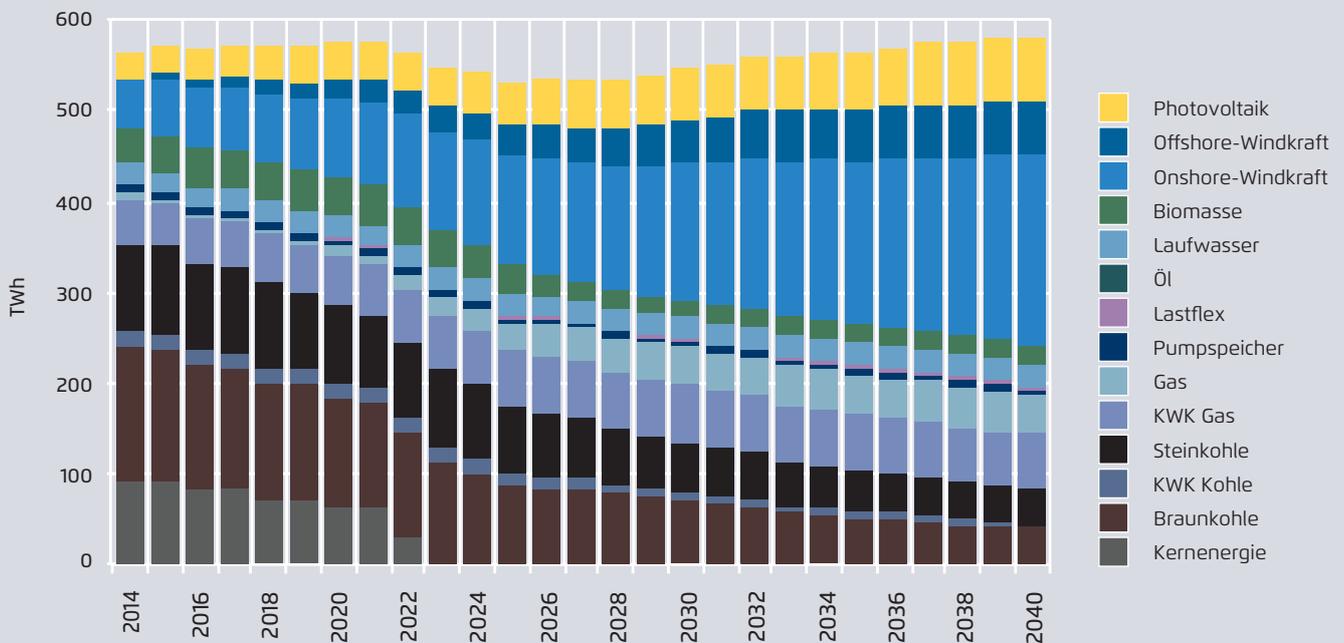
### 6.2.2 Erzeugungsentwicklung

Ab den ersten Retrofitmaßnahmen im Referenzszenario wird ein Unterschied in der Gesamterzeugung zum Ohne-Retrofit-Szenario erkennbar. Gegenüber der Referenz geht die Erzeugung aus Stein- und Braunkohlekraftwerken ab Mitte der 2020er-Jahre deutlich zurück. Durch den Verzicht auf Retrofitmaßnahmen steigt die Auslastung der übrigen Bestandsanlagen an, besonders gasgefeuerte Kraftwerke profitieren von diesem Effekt.

Aufgrund des stärkeren Rückgangs der Stromerzeugung der Kohlekraftwerke geht auch die Gesamterzeugung im Ohne-Retrofit-Szenario zeitweise zurück. Im weiteren Zeitverlauf steigt die Gesamterzeugung aufgrund der steigenden Einspeisung von Erneuerbaren Energien wieder an. Zum Ende des Betrachtungszeitraums erreicht sie dann das Niveau des Referenzszenarios. Der Erzeugungsmix unterscheidet sich im Jahr 2040 kaum, bei allerdings etwas höherem Gas- und etwas geringerem Kohleanteil. Das Ohne-Retrofit-Szenario bringt gegenüber der Referenz jedoch eine bedeutsame Ab-

Erzeugungsentwicklung – Ohne-Retrofit-Szenario

Abbildung 15



Eigene Darstellung

senkung der Stromerzeugung aus Kohle für einen Zeitraum von rund zehn Jahren ab Mitte der 2020er-Jahre.

## 6.3 Klimaschutzszenario

### 6.3.1 Kapazitätsentwicklung

Um den CO<sub>2</sub>-Zielpfad zu erreichen, werden im Klimaschutzszenario Kraftwerksstilllegungen im Kohlesektor vorgenommen. Bereits bis 2020 werden entlang der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten bedeutsame Kapazitäten aus dem Markt genommen, aber auch in den Folgedekaden kommt es, auf niedrigerem Niveau, sukzessive zu weiteren Stilllegungen (Details siehe Folgeabschnitt). Im Ergebnis hat sich bis 2040 eine weitreichende Transformation des Kraftwerksparks vollzogen: Kohlekraftwerke spielen kapazitiv nur noch eine marginale Rolle.

Trotz der vorgezogenen Stilllegungen ergibt sich im Betrachtungszeitraum ausreichend gesicherte Leistung, um weiterhin ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit zu

gewährleisten. Hierzu leistet einerseits das Lastflexibilitätspotenzial einen wichtigen Beitrag, welches annahmehaft im Zeitverlauf bis 2020 bereits eine dynamische Entwicklung zeigt. Andererseits kommt es gegenüber den vorherigen Szenarien zu einem stärkeren Zubau neuer Gas-kraftwerke ab Mitte der 2020er-Jahre.

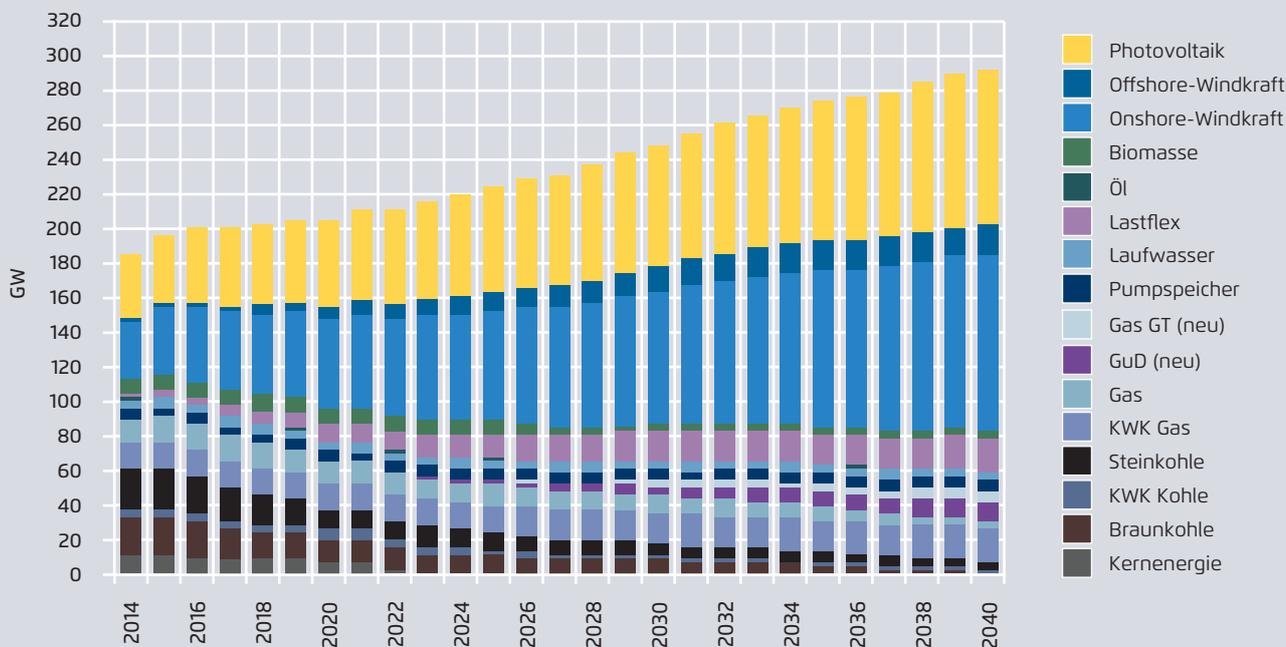
#### 6.3.1.1 Stilllegungsentscheidungen

Die klimaschutzbedingten Stilllegungen werden erstmals mit Beginn des Jahres 2017 wirksam. In den Folgejahren werden nach Maßgabe der Stilllegungsreihenfolge der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve (siehe Kapitel 5.4) Kohlekraftwerke aus dem Markt genommen, bis der Zielpfad erreicht wird. Zu berücksichtigen ist dabei auch, dass im Klimaschutzszenario keine Retrofitentscheidungen zugelassen sind. Insofern umfasst das Klimaschutzszenario zwei Maßnahmen (kein Retrofit plus Stilllegungen).

Abbildung 17 zeigt die zur Zielerreichung notwendigen Marktaustritte im Zeitraum 2017 bis 2040. Zur anfängli-

Kapazitätsentwicklung im Klimaschutzscenario

Abbildung 16



Eigene Darstellung

chen Rückführung („Niveauekorrektur“) der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf den Zielpfad sind größere Anpassungen der Kohlekraftwerkskapazitäten notwendig. So werden im Jahr 2017 Kohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 7,2 Gigawatt frühzeitig dem Markt entzogen. Diese setzen sich zu etwa gleichen Anteilen aus Stein- und Braunkohleblöcken zusammen. Der Bedarf an zusätzlichen Stilllegungen nimmt in den beiden Folgejahren auf 2 Gigawatt beziehungsweise 0,8 Gigawatt deutlich ab, nachdem durch die Stilllegungen im Jahr 2017 die notwendige Niveauekorrektur der Emissionen vorgenommen wurde. Um den Zielpfad zu erreichen, scheiden im Jahr 2020 weitere 3,7 Gigawatt vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer aus dem Markt aus. Zur Zielerreichung des 2020-Ziels ist somit eine vorzeitige Stilllegung von insgesamt rund 13,7 Gigawatt Kohlekapazitäten notwendig, die sich nach dem Kriterium der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten etwa hälftig (leistungsbezogen) auf Stein- und Braunkohlekraftwerke aufteilen.

Die bis zum Jahr 2020 erfolgenden Klimaschutzmaßnahmen dienen einer Korrektur der aktuell bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung drohenden Zielverfehlung. Sie reichen jedoch nicht aus, um den CO<sub>2</sub>-Zielpfad auch über den weiteren Betrachtungszeitraum einzuhalten. Hierfür werden kontinuierlich Braun- und Steinkohleanlagen im Umfang von rund 750 Megawatt pro Jahr frühzeitig vom Markt genommen.

Über den gesamten Betrachtungszeitraum werden insgesamt 11,3 Gigawatt Steinkohle und 17,3 Gigawatt Braunkohle vor dem Ende ihrer unterstellten technischen Lebensdauer aus dem Markt genommen. Jedoch greift diese kumulierte Betrachtung (Bruttostilllegung) zur Bewertung der sich daraus ergebenden Markteffekte zu kurz. Marktwirksam wird nicht die gesamte im Zeitraum 2017 bis 2040 frühzeitig stillgelegte Kraftwerksleistung, sondern lediglich die reale Differenz der Kohlekapazitäten zwischen dem Referenz- und dem Klimaschutzscenario, folgend Nettostilllegung genannt. So wird maximal eine

Stilllegung von Kohlekraftwerken zur Erreichung des CO<sub>2</sub>-Zielpfades im Klimaschutzscenario Abbildung 17

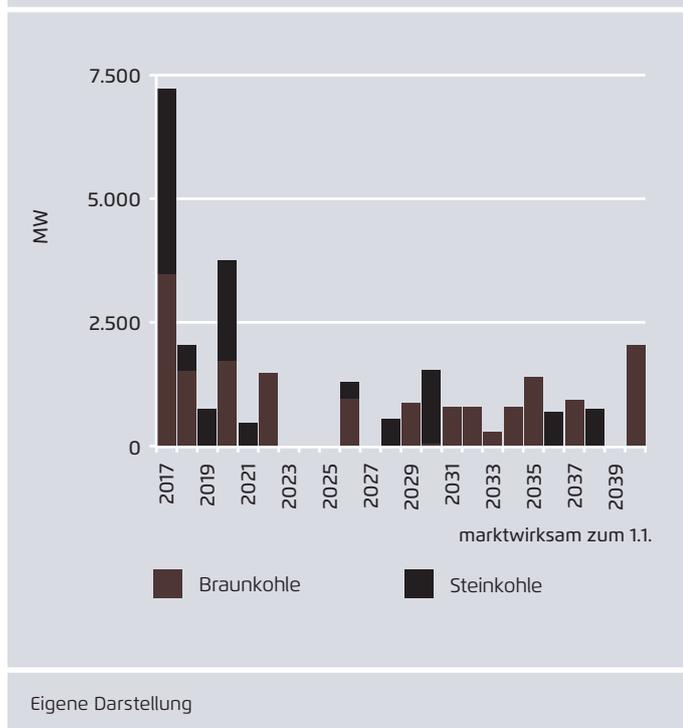


Abbildung 18 verdeutlicht diesen Zusammenhang. Auf der linken Seite der Abbildung sind alle frühzeitig stillgelegten Kraftwerksblöcke mit ihrer Lebensdauer (y-Achse) über dem Jahr der Stilllegung (x-Achse) abgetragen. Die graue und die braune Linie verdeutlichen die angenommene technische Lebensdauer von 50 Jahren für Braun- beziehungsweise 40 Jahren für Steinkohlekraftwerke. Im Jahr 2017 werden die betroffenen Stein- und Braunkohleblöcke durchschnittlich circa fünf Jahre vor Ablauf ihrer technischen Lebensdauer vorzeitig aus dem Markt genommen. Die Zeitspanne der vorzeitigen Marktentnahme nimmt im Zeitverlauf zu. So werden die Blöcke im Jahr 2020 im Durchschnitt neun Jahre vorzeitig stillgelegt. Dabei ist jedoch hervorzuheben, dass fast alle Kraftwerke (zwei Ausnahmen) ihre reguläre wirtschaftliche Lebensdauer von 20 Jahren erreichen.<sup>44</sup>

Erkennbar ist, dass im Jahr 2016 zwei Braunkohleblöcke und ein Steinkohleblock bereits ihre technischen Lebensdauern überschritten haben. Dies ist darauf zurückzuführen, dass für Kraftwerke, die zu Beginn des Betrachtungszeitraums bereits ihre technische Lebensdauer überschritten haben, angenommen wurde, dass sie sich bereits in der lebensdauererweiternden Retrofitphase befinden und ihre Laufzeit somit zehn Jahre höher liegt. Deutlich wird, dass das durchschnittliche Alter der stillgelegten Anlagen im Zeitverlauf abnimmt. Werden im Jahr 2017 Braunkohleanlagen nach durchschnittlich 48 Betriebsjahren vom Netz genommen, sind es im Zeitraum 2030 bis 2040 rund 38 Betriebsjahre. Die Altersabnahme bei Steinkohleanlagen ist noch größer. So erreichen diese im Jahr 2017 38 Betriebsjahre, im Zeitraum 2030 bis 2040 im Mittel nur noch 20 Jahre und werden somit 20 Jahre vor ihrer unterstellten technischen Lebensdauer stillgelegt.

Die rechte Seite der Abbildung 18 verdeutlicht die unterschiedlichen Entwicklungen der Kohlekapazitäten in den drei Szenarien über den Betrachtungszeitraum. Der kumulierte Verlauf der in grauen Schattierungen dargestellten Säulen zeigt die Entwicklung der Steinkohlekapazitäten im

Nettostilllegungen von rund 13,1 Gigawatt marktwirksam. Vergleicht man dies mit den Bruttostilllegungen im Umfang von insgesamt 28,6 Gigawatt, wird die Relevanz dieser Unterscheidung deutlich.

Wird ein Kraftwerk beispielsweise zwei Jahre vor dem Ende seiner technischen Lebensdauer stillgelegt, ist dieser Eingriff nur für zwei Jahre marktwirksam. Danach unterscheidet sich die Leistungsbilanz nicht mehr von der Referenzentwicklung, die wirksame Nettostilllegung wäre für dieses Jahr null.<sup>43</sup> Der Umfang der wirksamen Nettostilllegung liegt daher stets unterhalb des Umfangs der Bruttostilllegungen. Eine Stilllegung ist dabei umso länger wirksam, je jünger die stillgelegte Anlage ist, das heißt umso länger sie noch weiterbetrieben worden wäre. Entscheidend für den zusätzlichen Stilllegungsbedarf im Folgejahr ist somit, wie viel früher Kraftwerke vor ihrer eigentlichen technischen Lebensdauer stillgelegt wurden.

<sup>43</sup> Mögliche Zubauentscheidungen durch veränderte Preissignale im In- und Ausland sind im Beispiel nicht berücksichtigt.

<sup>44</sup> Mit der wirtschaftlichen Lebensdauer ist hier der Amortisationszeitraum der Kraftwerksinvestition gemeint.

Referenzszenario. Der kumulierte Verlauf der in braunen Schattierungen dargestellten Säulen verdeutlicht die Entwicklung der Braunkohlekapazitäten im Referenzszenario.

Zieht man von der kumulierten Leistungsentwicklung die Retrofitkapazitäten der Stein- und Braunkohle ab, erhält man den Kapazitätsverlauf im Ohne-Retrofit-Szenario. Da diese Reduktion der Kohlekapazitäten jedoch nicht ausreicht, um den sektoralen Zielpfad der Stromerzeugung zu erfüllen, sind weitere Nettostilllegungen von Steinkohle- und Braunkohlekapazitäten notwendig. Auch diese Nettostilllegungen sind in der Grafik abgetragen. Zieht man die Nettostilllegungen vom Kapazitätsverlauf ab, erhält man die verbleibenden Stein- und Braunkohlekapazitäten des

Klimaschutzszenarios.<sup>45</sup> Zwischen dem Referenz- und Klimaschutzszenario ergibt sich eine maximale Differenz von 14 Gigawatt Kohlekapazitäten im Jahr 2032, die sich etwa zur Hälfte in nicht durchgeführte Retrofitentscheidungen und Stilllegungen aufteilt. Braun- und Steinkohlekapazitäten sind in diesem Jahr gleichermaßen betroffen.

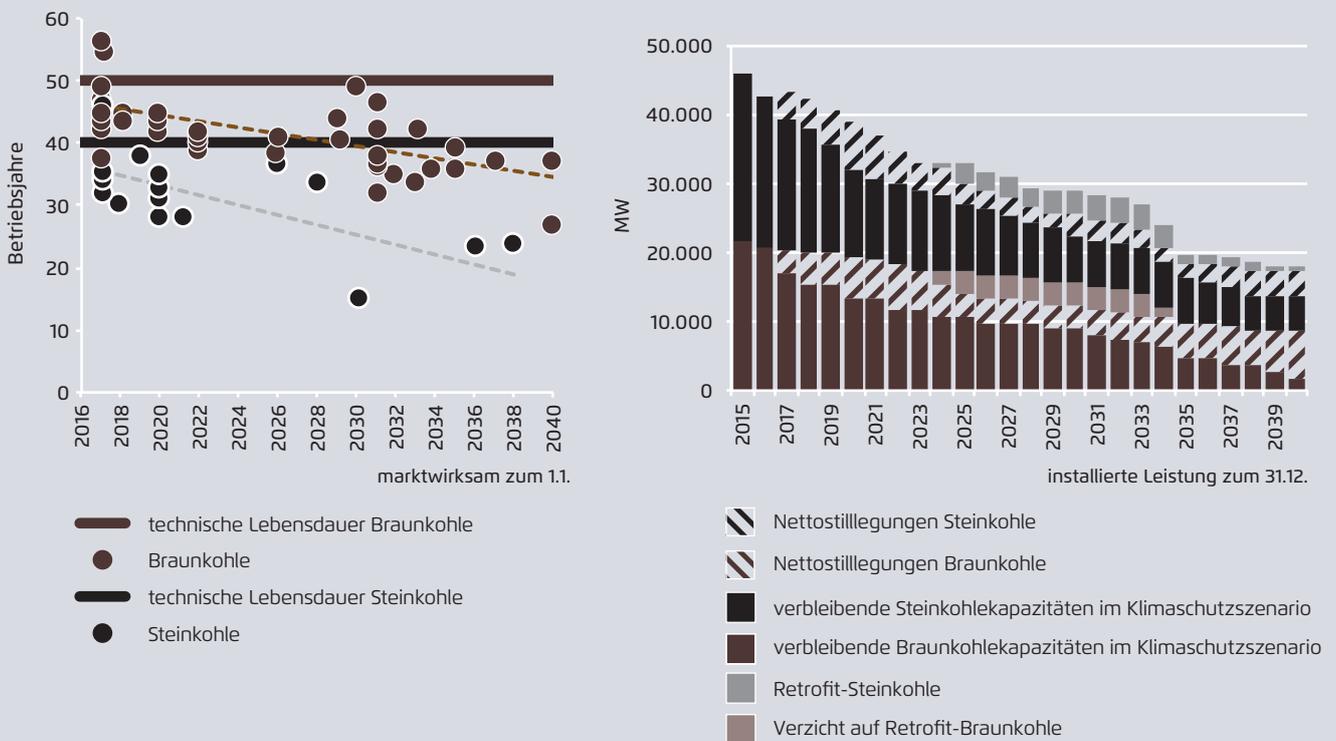
### 6.3.1.2 Zu- und Rückbau

Die grafische Darstellung der Zu- und Rückbauten des Klimaschutzszenarios in Abbildung 19 ist deutlich durch die Marktaustritte der Kohlekapazitäten geprägt. Erkennbar wird hier noch einmal der Stilllegungsumfang der ersten Jahre zur Rückführung der Stromerzeugungsemissionen

<sup>45</sup> Dies ergibt sich vor dem Hintergrund, dass im Klimaschutzszenario keine Kohlezubauten zugelassen wurden und im Referenzszenario sowie im Ohne-Retrofit-Szenario keine solchen erfolgen.

Stilllegungsentscheidungen und Nettostilllegungen im Klimaschutzszenario

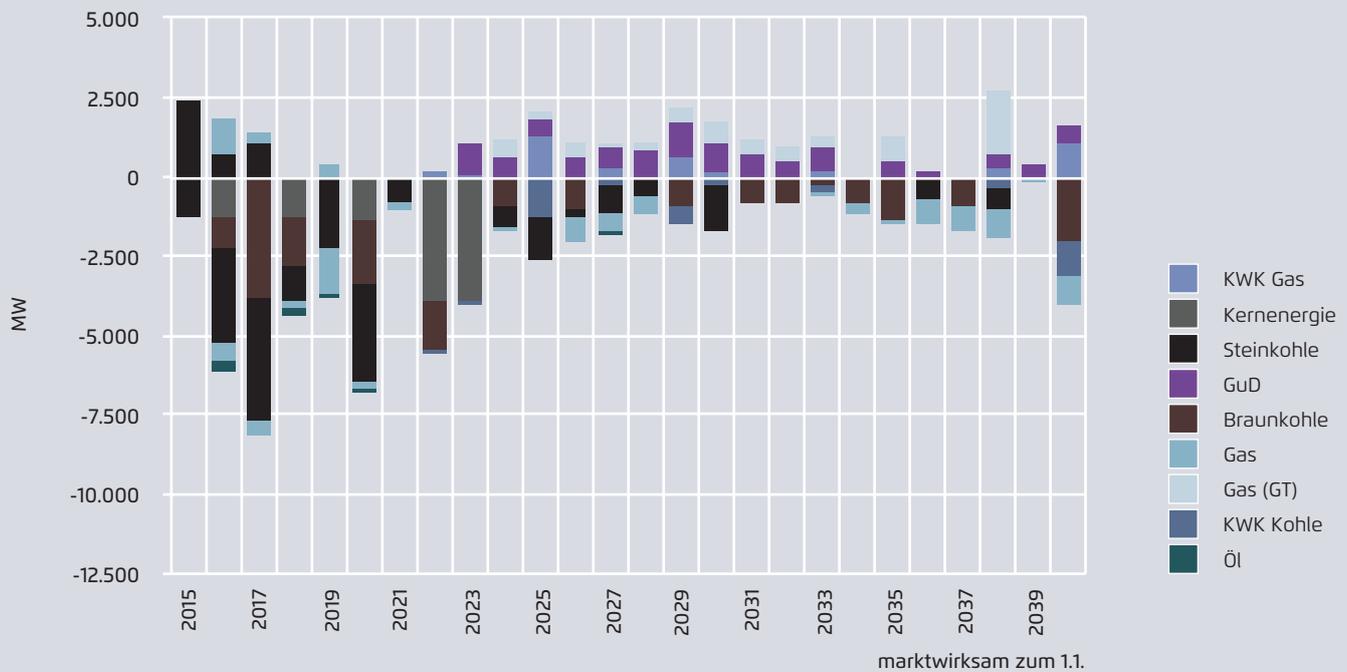
Abbildung 18



Eigene Darstellung

Zu- und Rückbau – Klimaschutzscenario

Abbildung 19



Eigene Darstellung

auf den Zielpfad. Da die Kraftwerksstilllegungen die Wirtschaftlichkeit der im Markt verbleibenden Kraftwerke in Abhängigkeit ihrer Position in der *Merit-Order* verändern, haben die Stilllegungen Einfluss auf wirtschaftlichkeitsbedingte Zu- und Rückbauten. Einerseits erhöht sich die Auslastung der Anlagen, andererseits steigen die erzielten Marktpreise. Durch die wirtschaftliche Besserstellung verbleiben die im Referenz- und Ohne-Retrofit-Szenario im Jahr 2016 aus dem Markt gehenden Gaskraftwerke weiter im Betrieb.

Aufgrund der vorgezogenen Marktberreinigung durch die Klimaschutzmaßnahme wird der Neubau von Gaskraftwerken vorgezogen und in einem insgesamt größeren Umfang angereizt. Wie auch schon in den beiden vorherigen Szenarien werden sowohl GuD-Anlagen als auch Gasturbinenkraftwerke kontinuierlich zugebaut. Bis Anfang der 2030er-Jahre kommen in erster Linie GuD-Anlagen, an-

schließend verstärkt (offene) Gasturbinenkraftwerke in den Markt.

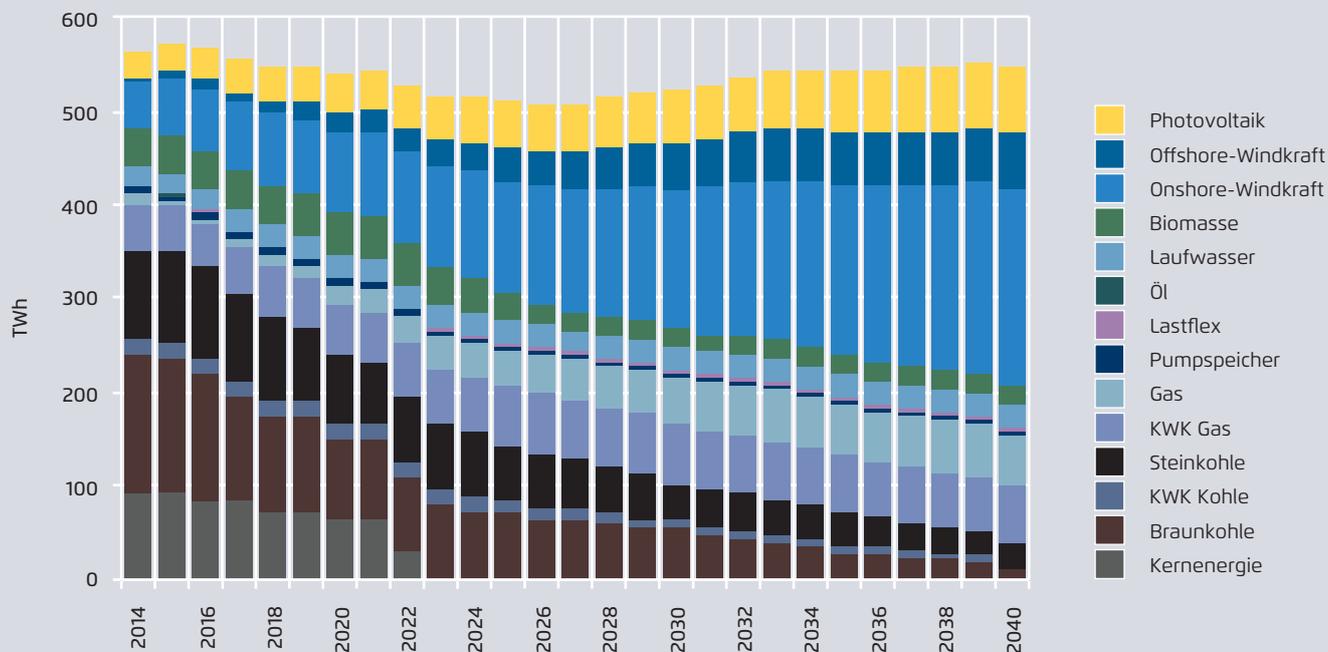
### 6.3.2 Erzeugungsentwicklung

Aus der durch die Klimaschutzmaßnahme geprägten Leistungsentwicklung ergibt sich eine geänderte Erzeugungsentwicklung gegenüber dem Referenz- und Ohne-Retrofit-Szenario.

So erfolgt ab dem Jahr 2017 ein Rückgang der Gesamterzeugung, der bis Mitte der 2020er-Jahre anhält und vor allem durch einen starken Rückgang der konventionellen Erzeugung geprägt ist. Die weitere Abnahme der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken infolge der Klimaschutzmaßnahme wird jedoch durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien überkompensiert und führt wieder zu einem leichten Anstieg der jährlichen Stromerzeugungsmengen.

Erzeugungsentwicklung – Klimaschutzenszenario

Abbildung 20



Eigene Darstellung

Der Abbau von Stein- und Braunkohlekraftwerken führt zu einem Rückgang der deutschen Exportüberschüsse (siehe Kapitel 7.1). Zum anderen wird dadurch die Auslastung der im Markt verbleibenden Kraftwerke erhöht. Infolge der Klimaschutzmaßnahme profitieren somit auch Gaskraftwerke von höheren Volllaststunden.

## 7 Effekte der Klimaschutzmaßnahmen

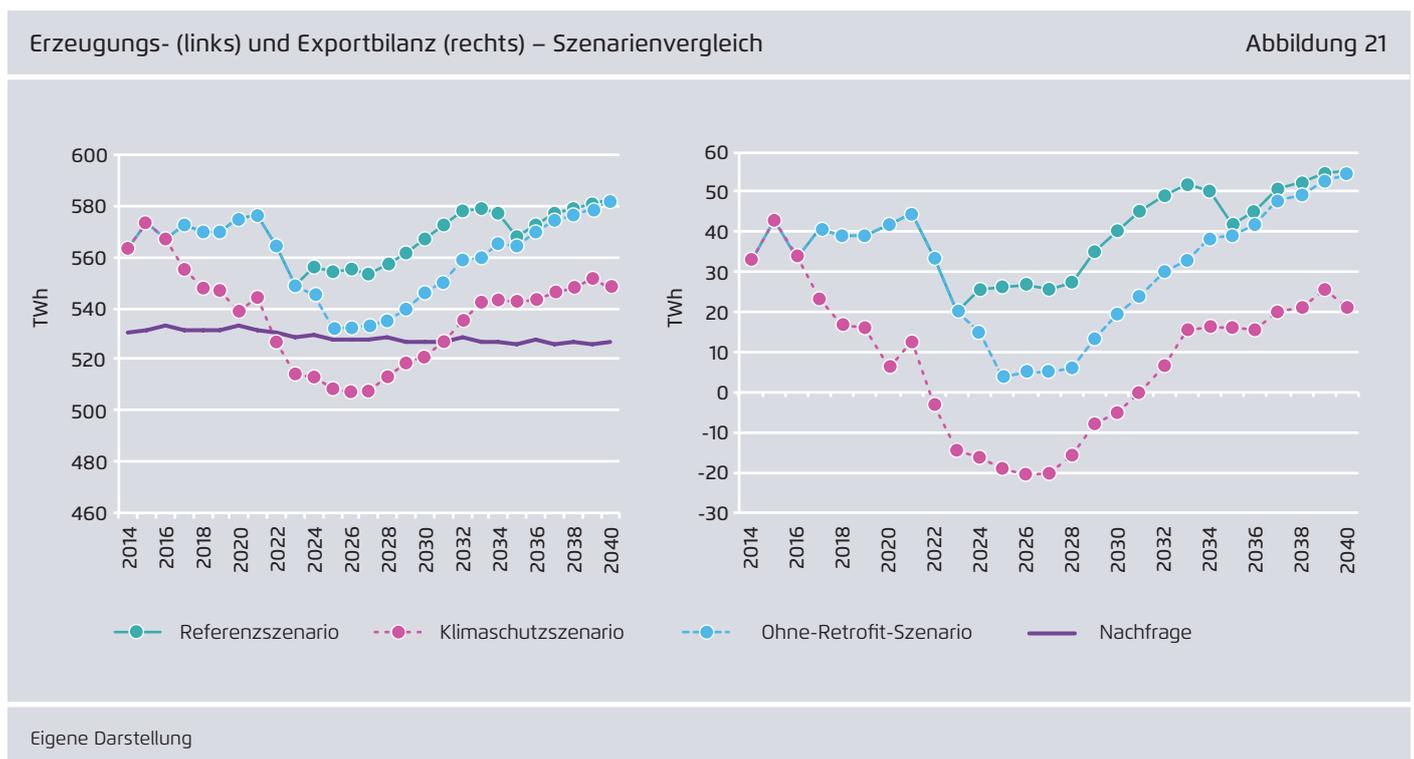
### 7.1 Erzeugungs- und Exportbilanz

Die im Vergleich zum Referenzszenario veränderte Zusammensetzung des Kraftwerksparks im Ohne-Retrofit- und Klimaschutzszenario wirkt direkt auf den Einsatz der im Markt verbleibenden Kraftwerke und führt bei gleicher Stromnachfrage zu einer veränderten Erzeugungs- und Exportbilanz. Abbildung 21 stellt den zeitlichen Verlauf der Stromerzeugung und -nachfrage (linke Seite) sowie die daraus resultierende Nettoexportbilanz (rechte Seite) der drei Szenarien dar. Exportüberschüsse sind dabei positiv, Importüberschüsse negativ abgetragen. Die Nettostromnachfrage in der linken Grafik ist aufgrund des Verbrauchs insbesondere von Pumpspeicherkraftwerken nicht ganz konstant und schwankt im Betrachtungszeitraum leicht.

Im Zuge der Stilllegungen im Kohlesektor und der gesetzlich vorgesehenen Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrhein-

feld sinkt die nationale Erzeugung in allen Szenarien im Jahr 2016 leicht ab.

Im Referenzszenario ergibt sich dann aber insgesamt eine leichte Zunahme der Erzeugung bis zum Jahr 2021. Aufgrund des Kernenergieausstiegs sinkt die inländische Erzeugung in den Jahren 2022 und 2023 dann wieder deutlich. Dies wird wiederum durch die Retrofitmaßnahmen von 7,6 Gigawatt Kohlekraftwerke ab Mitte der 2020er-Jahre aufgefangen. Dadurch stehen dem deutschen Kraftwerkspark weiterhin grenzkostengünstige Erzeugungskapazitäten zur Verfügung, die für ein weiterhin hohes Niveau an Exportüberschüssen sorgen. Gleichzeitig steigt die Einspeisung der Erneuerbaren Energien im Zeitverlauf an und lässt die Gesamterzeugung wieder leicht ansteigen. Mitte der 2030er-Jahre werden die zehn Jahre zuvor ertüchtigten Kohleanlagen dann endgültig stillgelegt. Rund 7,6 Gigawatt Braun- und Steinkohleblöcke verlassen den Markt, dies bewirkt einen deutlichen Rückgang des Nettoexportüber-



schusses. Im weiteren Verlauf steigt der Nettoexportüberschuss durch den Ausbau Erneuerbarer Energien wieder an.

Im Ohne-Retrofit-Szenario ergibt sich aufgrund des früheren Abbaus von Kohlekapazitäten eine gegenüber der Referenz geringere Gesamterzeugung im Umfang von maximal 22 Terawattstunden im Jahr 2026. Der Exportüberschuss geht dadurch auf knapp unter 4 Terawattstunden zurück, steigt im Zuge des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien jedoch wieder an. Aufgrund der Begrenzung der Laufzeitverlängerung durch die Retrofitmaßnahmen auf zehn Jahre nähern sich die installierten Kohlleistungen im Referenz- und Ohne-Retrofit-Szenario ab 2034 wieder an. Die Gesamterzeugung der beiden Szenarien liegt im Anschluss dann auf einem sehr ähnlichen Niveau. Eine kleine Differenz verbleibt durch einige wenige spätere Steinkohle-Retrofitentscheidungen und infolge eines veränderten Zubaus zwischen den Szenarien.

Im Klimaschutzszenario folgt aus den Stilllegungen ab dem Jahre 2017 ein Erzeugungsrückgang. So werden im Jahr 2020 in Deutschland 36 Terawattstunden weniger Strom als im Referenzszenario erzeugt. Die Herausnahme von Kohlekapazitäten führt zu einem Abbau von Überkapazitäten und den daraus resultierenden Stromexporten. Gleichzeitig steigt nicht nur die Auslastung von GuD-Anlagen und der im Markt verbleibenden Kohlekraftwerke in Deutschland. Die Gesamterzeugung im Klimaschutzszenario sinkt weiter bis zum Jahr 2026 um rund 54 Terawattstunden im Vergleich zum Jahr 2014. Dies führt dazu, dass Deutschland in den Jahren 2022 bis 2031 zum Nettoimporteur für Strom wird. Der mit dem Kernenergieausstieg verbundene Preiseffekt und die daraus resultierenden Kraftwerksneubauten sowie der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien führen diese Entwicklung jedoch bereits nach wenigen Jahren wieder zurück. Ab 2032 ergibt sich erneut ein Exportsaldo, das infolge des anhaltenden Ausbaus Erneuerbarer Energien und der weiterhin umfassend verfügbaren, grenzkostenniedrigen Kohlekraftwerke bis 2040 eine Höhe von 20 Terawattstunden erreicht.

Die hier dargestellten Import- und Exportmengen ergeben sich aus einer energiewirtschaftlichen Kostenminimierung

über die verschiedenen Länder. Losgelöst von der Betrachtung auf Strommengenebene ist dabei festzuhalten, dass in Deutschland genügend Lastflexibilitäten und Kraftwerkskapazitäten vorhanden wären, um bei Bedarf die Lastdeckung sicherzustellen. Mit anderen Worten: Über einige Jahre ist es im Klimaschutzszenario wirtschaftlich attraktiver, per Saldo mehr Strom aus dem Ausland zu beziehen, als auf nationaler Ebene zu einem Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zu kommen. Die Versorgungssicherheit in Deutschland würde jedoch, auch vor dem Hintergrund der umfangreichen Lastflexibilitätpotenziale, selbst dann auf einem hohen Niveau verbleiben, wenn es die Möglichkeiten zum Stromhandel mit dem Ausland im hier beschriebenen Ausmaß nicht gäbe.

## 7.2 Emissionen und Zielerreichung

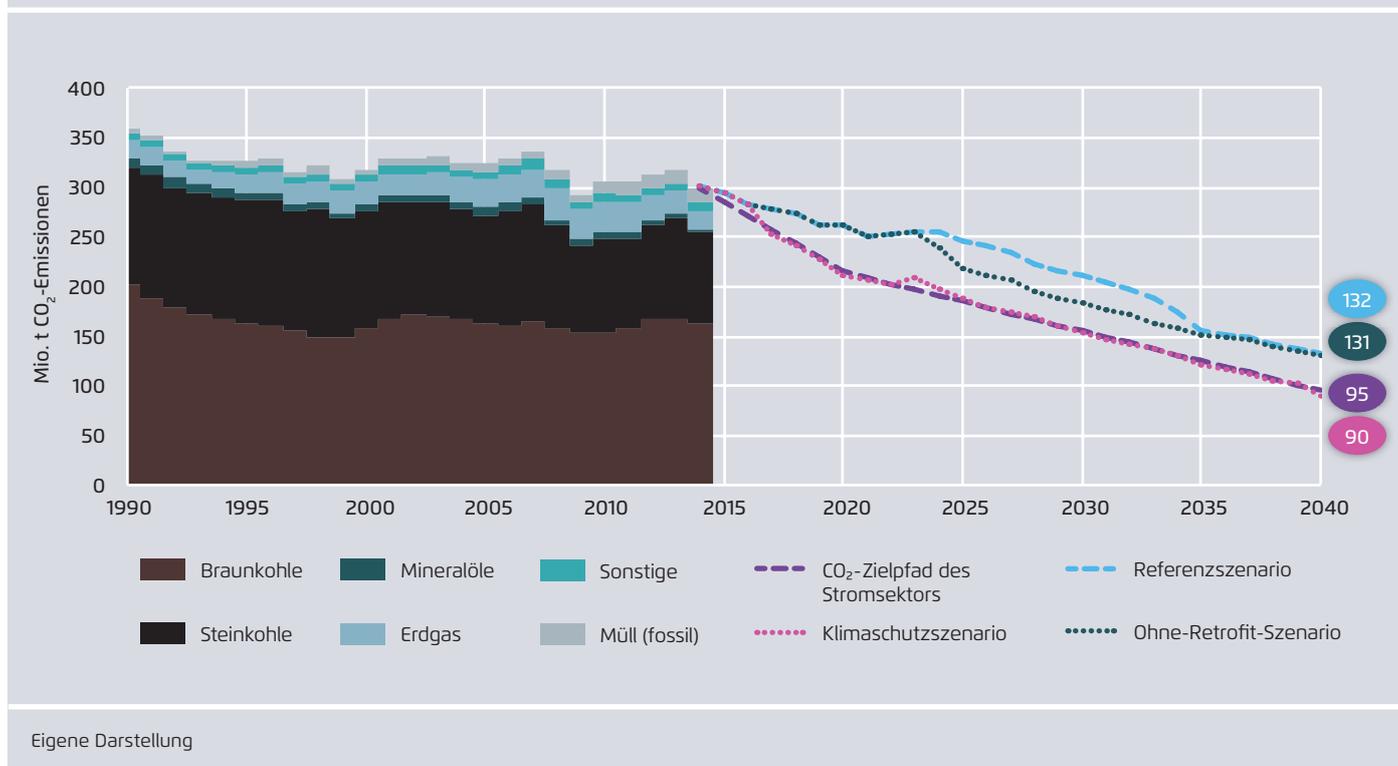
Abbildung 22 zeigt den zeitlichen Verlauf der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung für die drei betrachteten Szenarien. Dargestellt sind die Ergebnisse in Relation zur historischen Entwicklung seit dem Jahr 1990, aufgeschlüsselt nach Brennstoffen.<sup>46</sup>

Überträgt man das nationale CO<sub>2</sub>-Emissionsziel für 2020 auf den sektoralen Emissionsanteil der Stromerzeugung, so ergibt sich im Referenzszenario eine Handlungslücke von rund 48 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> im Jahr 2020. Zwar sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2021 insgesamt ab. Sie bleiben dann in den drei Folgejahren jedoch, insbesondere infolge der Schließung der letzten sechs Kernkraftwerksblöcke in den Jahren 2021 und 2022, auf etwa gleichem Niveau. Weil sich in der Folge die Wirtschaftlichkeit im Kraftwerkspark wegen des Abbaus von Überkapazitäten nach dem Vollzug des Kernenergieausstiegs erholt, kommt es im Modell zu positiven Retrofitentscheidungen. In der Konsequenz steigt die CO<sub>2</sub>-Differenz zum sektoralen Zielpfad kontinuierlich auf bis zu 63 Millionen Tonnen im Jahr 2024 an. Im weiteren Verlauf sinkt diese zwar allmählich wieder ab, trotzdem verbleibt eine Handlungslücke von 37 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> im Jahr 2040.

<sup>46</sup> Umweltbundesamt (2014)

Verlauf der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien

Abbildung 22



Zwischen den Jahren 2024 und 2034 reduzieren sich die Emissionen der Stromerzeugung bei einem Verzicht auf Retrofitmaßnahmen („Ohne Retrofit-Szenario“) um bis zu 28 Millionen Tonnen gegenüber der Referenz. Bis 2035 nähern sich die Emissionen zwischen dem Referenz- und dem Ohne-Retrofit-Szenario mit dem Marktaustritt der meisten durch Retrofit laufzeitverlängerten Anlagen wieder bis auf 4 Millionen Tonnen an. Auch bei einem Verzicht auf Retrofitmaßnahmen wird der Zielpfad also nicht erreicht. Ab Mitte der 2020er-Jahre bleibt es im Ohne-Retrofit-Szenario bei einem Emissionsüberschuss von rund 30 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr gegenüber dem Zielpfad. Festzuhalten bleibt jedoch: Im Zeitraum zwischen 2024 und 2034 kann durch den Verzicht auf Retrofitentscheidungen ein relevanter Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung geleistet werden.

Im Klimaschutzszenario werden ab 2017 die Stilllegungen von Kohlekapazitäten wirksam, die CO<sub>2</sub>-Emissionen liegen durch die iterativen Stilllegungen auf dem definierten Zielpfad. Das 2020-Ziel wird leicht um rund drei Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> unterschritten. Im Zeitraum der Stilllegung der

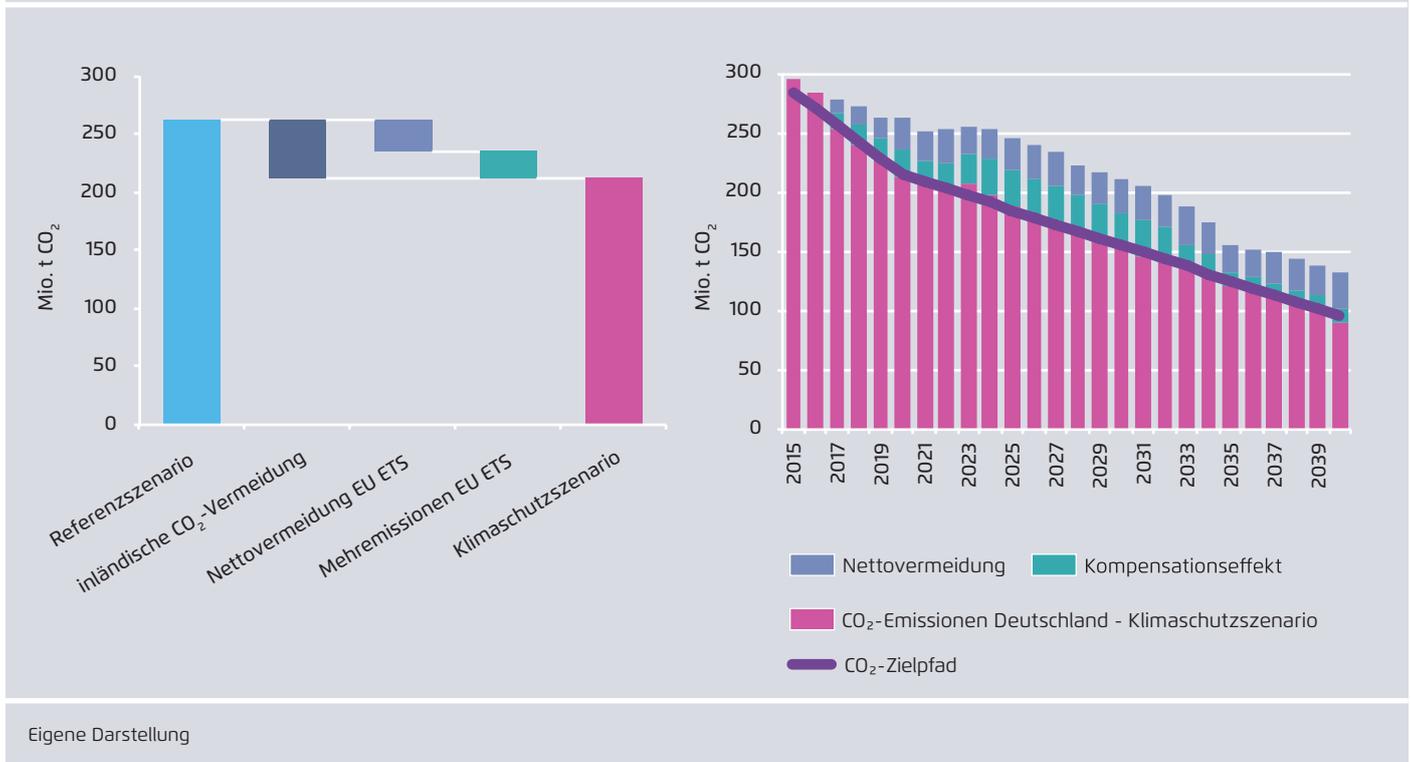
letzten verbleibenden Kernenergieblöcke wird der Zielpfad befristet um 9 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> überschritten, da durch zusätzliche Stilllegungen ansonsten in den Folgejahren der Zielpfad deutlich unterschritten werden würde. Bedingt durch die Stilllegung eines größeren Braunkohleblocks wird der Zielpfad im Jahr 2040 um 5 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> unterschritten. Das Referenzszenario unterscheidet sich bis zu den ersten positiv gefällten Retrofitentscheidungen nicht vom Ohne-Retrofit-Szenario.

### 7.3 CO<sub>2</sub>-Vermeidung durch Retrofitverzicht und Stilllegungen

Im Folgenden wird die CO<sub>2</sub>-Vermeidung durch Retrofitverzicht plus Stilllegungen in den Fokus der Analyse gerückt. Diese ergibt sich aus der Differenz von Referenz- und Klimaschutzszenario.

Wie bereits in Abschnitt 4 erläutert, kann die Einbindung Deutschlands in die Struktur des europäischen Strommarktes nicht vernachlässigt werden. Hierbei ist zu beachten, dass

Brutto- und Netto-CO<sub>2</sub>-Vermeidung durch die Klimaschutzmaßnahme (links exemplarisch für das Jahr 2020) Abbildung 23



die frühzeitigen Stilllegungen von Kohlekraftwerken nicht nur eine höhere Auslastung inländischer (Gas-)Kraftwerke zur Folge hat. Durch den Rückgang der deutschen (Netto-) Exporte steigt auch die Auslastung ausländischer Kraftwerke. Sind sowohl freie günstigere Erzeugungskapazitäten in einem Nachbarmarkt verfügbar als auch entsprechende Übertragungskapazitäten zu diesem Land, wird der Erzeugungsrückgang der deutschen Kohlekraftwerke gegebenenfalls auch durch einen Stromimport ersetzt. Beide vorgenannten Effekte führen zu höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Auslandsmärkten.

In Abbildung 23 werden diese Effekte anhand der Modellergebnisse näher erläutert. Die linke Seite der Abbildung zeigt die Auswirkung der Stilllegungen auf den europäischen Marktverbund exemplarisch im Modelljahr 2020. Durch die (Netto-)Stilllegung von 13,1 Gigawatt Braun- und Steinkohlekraftkapazitäten gegenüber der Referenz werden im deutschen Kraftwerkspark 50,4 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> weniger emittiert (Bruttovermeidung). Analysiert man die CO<sub>2</sub>-Vermeidung im Jahr 2020 im gesamten Raum des europäischen Emissionshandelssystems (inklusive Deutschland), so wird

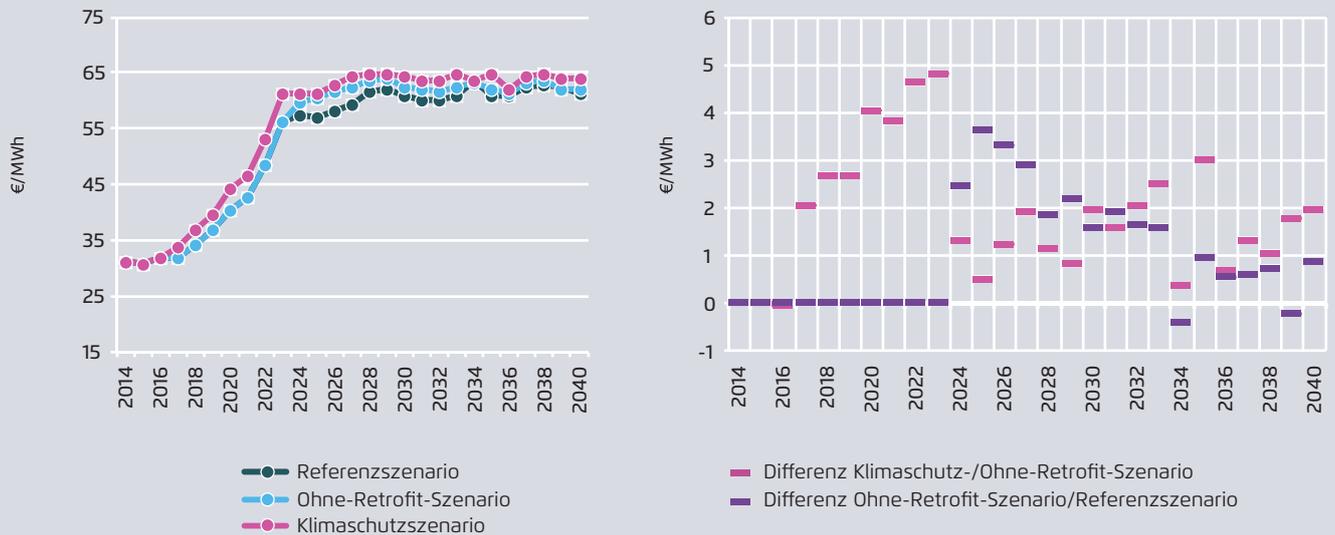
der Vermeidungseffekt durch die europäischen Ausgleichseffekte gemindert. Es werden zwar effektiv weiterhin 26,7 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart (Nettovermeidung), die Differenz zur CO<sub>2</sub>-Bruttovermeidung in Deutschland (im Beispiel 23,7 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>) wird jedoch in den Nachbarmärkten durch zusätzliche Emissionen kompensiert (Kompensationseffekt).

Auf der rechten Seite der Abbildung 23 sind die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Betrachtungszeitraum sowie die Anteile von Nettovermeidung und Kompensationseffekten dargestellt. Zum Vergleich wurden die politischen Ziele, an denen sich die Stilllegungen orientieren, gegenübergestellt (lila Linie). Zu Beginn des Betrachtungszeitraums, und trotz der europäischen Kompensationseffekte, werden netto rund 50 Prozent der Bruttovermeidung im Betrachtungszeitraum wirksam.<sup>47</sup> Dieser Anteil nimmt durch den Rück-

<sup>47</sup> In Bezug auf Kompensationsmechanismen des Europäischen Emissionshandelssystems selbst siehe Abschnitt 4.2. Diese Effekte wurden hier nicht einbezogen.

Basepreisentwicklung – Szenarienvergleich

Abbildung 24



Eigene Darstellung

**Hinweis:** Die steigende Strompreis-Entwicklung, die laut Modell in allen Szenarien zwischen 2018 und 2022 erfolgt (vgl. linke Abbildung), hat eine wesentliche Ursache in den im Modell getroffenen Brennstoffpreis-Annahmen für Kohle und Gas, die aus dem IEA-World Energy Outlook (2014) übernommen wurden. Die daraus resultierenden Preisprojektionen liegen deutlich über aktuellen Terminmarktnotierungen der EEX. Dies weist auf niedrigere Commodity-Preisannahmen der Marktakteure gegenüber den WEO-Projektionen hin. Für die weitergehenden Analysen dieser Studie hat die absolute Höhe der Strompreise jedoch nur geringe Relevanz, da alle Effekte auf einer Differenzbetrachtung zwischen beiden Szenarien basieren. Ausschlaggebend ist daher primär die Differenz zwischen den Szenarien (vgl. rechte Abbildung) und weniger die absolute Höhe der Strompreise.

gang günstiger Kohle- und Kernenergiekapazitäten in benachbarten Marktgebieten ab Anfang der 2030er-Jahre bis auf rund 72 Prozent weiter zu.

Geht man davon aus, dass die europäischen Nachbarländer jeweils eigene nationale Ziele verfolgen, so führt die durch den Abbau der deutschen Nettoexporte hervorgerufene Rückverlagerung von Emissionen ins Ausland dazu, dass dort vermehrt Anstrengungen zum Klimaschutz ausgelöst und Mehremissionen mittelfristig abgebaut beziehungsweise reduziert werden. Der Nettoeffekt läge dann noch näher am Bruttoeffekt. Diese zusätzliche Minderung des Compensationeffekts wurde hier noch nicht mit berücksichtigt.

## 7.4 Großhandelspreise

Allen diskutierten Klimaschutzmaßnahmen ist zu eigen, dass es zu einem Anstieg der Großhandelspreise relativ zu Szenarien ohne Klimaschutzmaßnahmen kommt. Dies geschieht entweder durch direkte Kostenaufschläge, durch Einpreisung von Opportunitätskosten oder durch die Verknappung des Angebots. Werden, wie in der hier vorgestellten Betrachtung, Kraftwerke kurzfristig oder dauerhaft dem Markt entzogen, so verknappt sich das Stromangebot. Die fehlenden Kraftwerke werden durch Kapazitäten mit teureren Grenzkosten ersetzt. Dies gilt sowohl für Stilllegungen als auch für den Verzicht auf Retrofitmaßnahmen. Wie stark der Strompreis ansteigt, hängt dabei davon ab, wie die Klimaschutzmaßnahme ausgestaltet und in welchem Umfang eingegriffen wird. Je mehr Angebot dem Markt entzogen wird und je nied-

riger dabei die Grenzkosten der betroffenen Kraftwerke sind, desto stärker steigt der mittlere Preis (temporär) an.

Der Verlauf des Strompreisniveaus im Betrachtungszeitraum lässt sich in drei Phasen einteilen. Abbildung 24 zeigt die Strompreisentwicklung (links) und die Strompreisdifferenzen (rechts) zwischen den drei betrachteten Szenarien.

Bis 2017 ist die Entwicklung der Großhandelsstrompreise (Basepreis) im Referenz- und Ohne-Retrofit-Szenario relativ flach. Diese Einschätzung deckt sich mit den aktuellen Terminmarktnotierungen aus dem Handelszeitraum des ersten Quartals 2015 für die Frontjahre 2016 und 2017. Die gehandelten EEX-Terminmarktnotierungen können also fundamental durchaus nachvollzogen werden beziehungsweise die Ergebnisse des Strommarktmodells spiegeln den Marktpreis wider. Diese Situation ist im Wesentlichen auf die für die Frontjahre 2014 bis 2017 relativ konstanten Terminmarktnotierungen für Brennstoffe und CO<sub>2</sub> zurückzuführen.

Infolge der ab 2018 stärker ansteigenden Prämien für Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, der weiteren altersbedingten Stilllegungen von Kohlekapazitäten und des Kernenergieausstieges steigt das Strompreisniveau in allen drei Szenarien im Zeitraum 2018 bis Anfang der 2020er-Jahre deutlich an.<sup>48</sup> Durch die vorzeitige Stilllegung von Kohlekapazitäten verschiebt sich die *Merit-Order* nach links und Kraftwerke mit höheren Grenzkosten setzen (etwas) häufiger den Marktpreis. Im Klimaschutzszenario steigt der Strompreis daher sogar schon ab 2017 moderat gegenüber dem Referenzszenario an. Im Zuge der weiteren Stilllegungen zur Erreichung des Zielpfades steigt der Basepreis im Klimaschutzszenario gegenüber der Referenz. In den Jahren 2023 und 2026 ergeben sich die größten Basepreisdifferenzen zwischen dem Klima-

schutz- und Referenzszenario von jeweils rund 4,8 Euro pro Megawattstunde. Während im Jahr 2023 der Verzicht auf Retrofitmaßnahmen noch keinen Einfluss auf die Preisdifferenz hat, resultiert der Preiseffekt im Jahr 2026 zu 40 Prozent aus den im Markt fehlenden Retrofitanlagen.

Ab Mitte der 2020er-Jahre stabilisieren sich die Basepreise aller Szenarien auf einem eingeschwungenen Niveau. Aufgrund der weiterhin kontinuierlichen Herausnahme von Kohlekapazitäten im Klimaschutzszenario zur Einhaltung des Zielpfades ergibt sich eine anhaltende Basepreisdifferenz gegenüber der Referenz. So liegen im Mittel die Strompreise im Klimaschutzszenario rund drei Euro pro Megawattstunde höher. Im Ohne-Retrofit-Szenario ergibt sich eine erste Preisdifferenz im Vergleich zum Referenzszenario mit dem Verzicht auf erste Retrofits im Jahr 2024. Mit der endgültigen Stilllegung der meisten Kraftwerke, an denen Retrofits vorgenommen wurden, nähert sich das Preisniveau Mitte der 2030er-Jahre wieder an das Referenzszenario an. Durch einen veränderten Zubau zwischen den beiden Szenarien liegt der Basepreis in den Jahren 2034 und 2039 um 0,4 und 0,2 Euro pro Megawattstunde unterhalb der Referenz.

<sup>48</sup> Die den Modellrechnungen zugrunde liegenden Annahmen und daraus resultierende Preissteigerungen liegen über aktuellen (aber ab 2018 sukzessive illiquiden) Terminmarktnotierungen der EEX. Dies weist auf niedrigere *Commodity*-Preisannahmen der Marktakteure gegenüber den WEO-Projektionen hin. Für die weitergehenden Analysen dieser Studie hat die absolute Höhe der Strompreise jedoch nur geringe Relevanz, da alle Effekte auf einer Differenzbetrachtung zwischen beiden Szenarien basieren. Ausschlaggebend ist daher primär die Differenz zwischen den Szenarien und weniger die absolute Höhe der Strompreise.

## 8 Verteilungseffekte

Die Auswirkungen der Klimaschutzmaßnahmen auf die Großhandelsstrompreise haben Konsequenzen sowohl für die wirtschaftliche Situation der Kraftwerksbetreiber als auch für die Verbraucherbelastung. Die Ursachen und resultierenden Verteilungswirkungen werden im folgenden Kapitel erläutert.

### 8.1 Verbraucherbelastung

Die Verbraucherbelastung infolge von Klimaschutzmaßnahmen schlägt sich vor allem in zwei Bestandteilen des Endkundenstrompreises nieder: in der Großhandelspreiskomponente und der EEG-Umlage. Würden zur Flankierung von Stilllegungen finanzielle Anreize gesetzt, müssten diese Kompensationszahlungen an die Kraftwerksbetreiber als eine dritte Komponente von den Verbrauchern getragen werden.

Die Steigerung des Großhandelspreises wird, nach einer gewissen Übergangszeit, von den Vertrieben an die Endkundensegmente weitergereicht. Davon sind alle Verbrauchergruppen, egal ob Großverbraucher, Gewerbe- oder Haushaltskunden, gleichermaßen betroffen. Dagegen ergibt sich aus der Entwicklung des EEG-Kontos eine Verbraucherentlastung. Ein Anstieg der Großhandelspreise entlastet den EEG-Wälzungsmechanismus und senkt die Differenzkosten zur Förderung der Erneuerbaren Energien. Dabei gilt es jedoch zu berücksichtigen, dass der Entlastungseffekt insgesamt unterhalb der Mehrbelastung durch den Anstieg der Großhandelspreiskomponente liegt. Darüber hinaus profitieren die verschiedenen Endkundensegmente von dem Entlastungseffekt nicht in gleicher Höhe. Während eine Belastung über den Großhandelspreis alle Endkundensegmente etwa gleichmäßig betrifft, entlasten sinkende EEG-Differenzkosten insbesondere kleinere Stromverbraucher. Kleine Stromverbraucher werden daher im Verhältnis zu den größeren Stromverbrauchern durch eine Klimaschutzmaßnahme (spezifisch) weniger belastet.

Die Verbraucherbelastung ergibt sich aus der Kombination von Retrofitvermeidung und Stilllegungen. Rechnerisch er-

gibt sich diese aus der Differenz von Referenz- und Klimaschutzszenario.

In Summe beläuft sich die Nettomehrbelastung der Endkunden infolge des Großhandelspreisanstiegs und der Entlastung des EEG-Kontos über den gesamten Betrachtungszeitraum auf durchschnittlich 1,1 Milliarden Euro pro Jahr. Den mittleren Großhandelsmehrkosten von 1,8 Milliarden Euro pro Jahr steht dabei eine Senkung der EEG-Differenzkosten von 0,7 Milliarden Euro pro Jahr gegenüber. Abbildung 25 zeigt den daraus resultierenden Endkundenpreisanstieg für nicht EEG-privilegierte Letztverbraucher im Betrachtungszeitraum. Der Endkundenpreisanstieg nimmt bis zum Jahr 2023 mit den zunehmenden Preisdifferenzen zwischen den Szenarien zu. Infolge der weiteren kontinuierlichen Marktaustritte von Kraftwerkskapazitäten bleibt es in den Folgejahren bei einem andauernden Endkundenpreisanstieg, allerdings auf deutlich niedrigerem Niveau als zu Beginn des Betrachtungszeitraums. Die zyklischen Schwankungen im Endkundenpreisanstieg zwischen den Szenarien ergeben sich durch die iterativen Kraftwerksstilllegungen sowie die modellendogene Dynamik des Zubaus im europäischen Kraftwerkspark.

Aus dem Großhandelspreiseffekt ergibt sich eine spezifische Mehrbelastung von 0,2 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2017 bis 0,5 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2023. Dieser Preisanstieg ist unabhängig vom Endkundensegment von allen Verbrauchern in ähnlicher Größenordnung zu zahlen. Gleichzeitig ergibt sich eine Preisdämpfung über die gesunkenen EEG-Differenzkosten. Von dieser Entlastung profitieren nicht EEG-privilegierte Letztverbraucher vollständig, privilegierte Letztverbraucher hingegen nur anteilig.<sup>49</sup> Die Entlastung liegt für den nicht EEG-privilegierten Letztverbrauch bei rund 0,1 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2017 bis zu 0,2 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2023. Insgesamt ergibt sich somit für den nicht privilegierten Letztverbrauch eine Nettopreissteigerung von 0,14 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2017 und von 0,24 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2020.

<sup>49</sup> Prognos (2014)

Endkundenpreissteigerung durch die Klimaschutzmaßnahme (Darstellung für den nicht EEG-privilegierten Letztverbrauch – Referenz- vs. Klimaschutzzenario)

Abbildung 25



Eigene Darstellung

## 8.2 Wirtschaftlichkeit der konventionellen Kraftwerke

Im Referenzszenario ist die wirtschaftliche Lage der Erdgas- und Steinkohlekraftwerke über den Betrachtungszeitraum bis 2020 weiterhin angespannt. In einer bereits von Überkapazitäten geprägten Situation sind hier häufig Steinkohlekraftwerke preissetzend. Dies führt dazu, dass auch moderne Gaskraftwerke mit elektrischen Wirkungsgraden von über 60 Prozent nur niedrige Auslastungen verzeichnen können. Entsprechend gering sind deren Deckungsbeiträge II<sup>50</sup> (DB II). Auch Steinkohleanlagen stehen bis 2020, abhängig von ihrem elektrischen Wirkungsgrad, an der Grenze zur wirtschaftlichkeitsbedingten Stilllegung. Neuere Anlagengenerationen weisen jedoch positive Deckungsbeiträge II auf, die sie zur anteiligen Kapitalkostendeckung einsetzen können. Braunkohleblöcke weisen eine bessere Wirtschaftlichkeit auf als Steinkohleanlagen.

50 Deckungsbeiträge (DB) II = Erlöse an Großhandels- und Systemdienstleistungsmärkten – variable Betriebskosten – fixe Betriebskosten

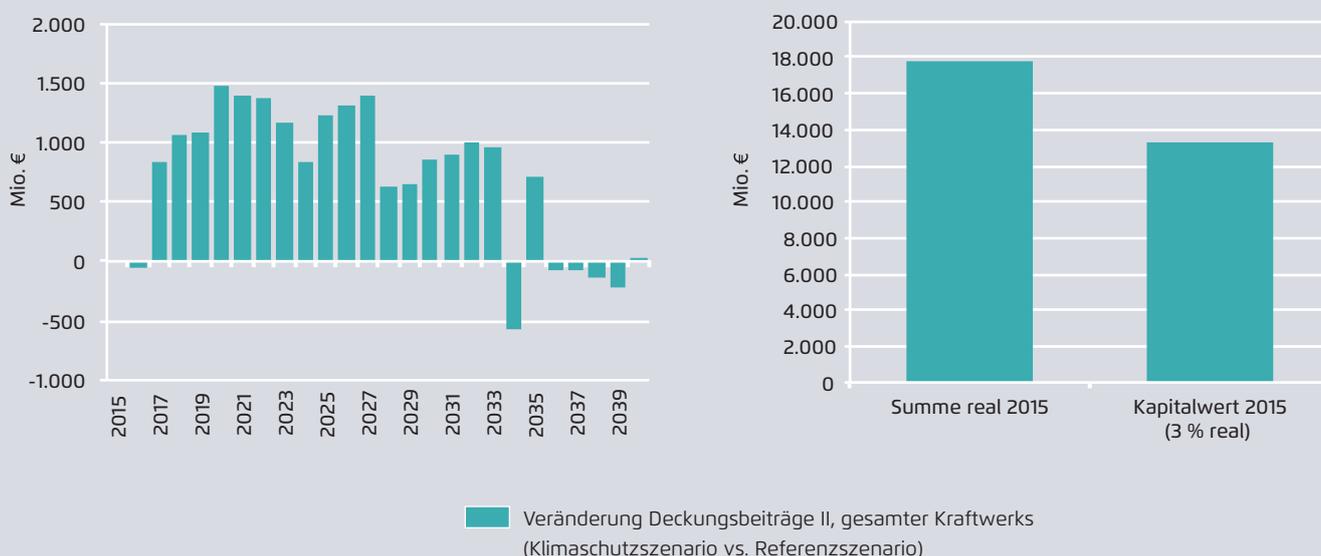
Im weiteren Zeitverlauf bis 2040, gerade auch im Kontext des Kernenergieausstiegs, verbessert sich die Wirtschaftlichkeit des konventionellen Kraftwerksparks insgesamt. Auch Gaskraftwerke können in Kombination mit dem steigenden CO<sub>2</sub>-Preis in gewissem Umfang profitieren.

Gegenüber der im Referenzszenario beobachteten Wirtschaftlichkeit der konventionellen Anlagen ist im Klimaschutzszenario infolge der Kraftwerksstilllegungen und der vermiedenen Retrofitentscheidungen eine deutlich veränderte Wirtschaftlichkeit des Kraftwerksparks zu beobachten.

Denn infolge der Verknappung des Angebotes werden Marktpreise zunächst häufiger von Anlagen mit höheren Grenzkosten gesetzt. Der daraus resultierende Anstieg der Großhandelspreise im Klimaschutzszenario im Verhältnis zum Referenzszenario bringt eine Steigerung des Großhandelsvolumens mit sich, das heißt einen Anstieg der durch Stromverkauf an die inländische Nachfrage erzielbaren Umsätze. Diese Umsatzsteigerung nimmt, bei konstanter Nachfrage und steigender Preisdifferenz zwischen den Szenarien anfänglich weiter zu, erst nach dem Kernenergieausstieg dreht sich die Entwicklung.

Besserstellung des Gesamtportfolios aller Kraftwerke zwischen den Szenarien

Abbildung 26



Eigene Darstellung

Eine alleinige Analyse der Veränderung der Großhandelsumsätze ist jedoch unzureichend, um die veränderte Wirtschaftlichkeit des Kraftwerksparks vollumfänglich bewerten zu können. So werden durch die Stilllegungen etwa auch variable und fixe Betriebskosten der aus dem Markt genommenen Anlagen vermieden. Auch sind die vermiedenen Kapitalkosten der Retrofitinvestitionen zu berücksichtigen.<sup>51</sup>

Darüber hinaus kommt nicht die gesamte Umsatzsteigerung dem deutschen Kraftwerkspark tatsächlich zugute. So wirkt der Rückgang des (Netto-)Exportüberschusses für den deutschen Kraftwerkspark insgesamt erlösmindernd. Die gesteigerten Erlöse verteilen sich darüber hinaus auch nicht gleichmäßig auf die Anlagen. So geht ein Teil der Erlöse auch an die durch das EEG geförderten Anlagen.

Vor diesem Hintergrund wurde, basierend auf den energis-Modellierungen, eine Analyse der Veränderung der Deckungsbeiträge II der im Modell erfassten Kraftwerke

durchgeführt (*bottom-up*). Dabei wurden zusätzlich die aus Retrofits entstehenden Kapitalkosten berücksichtigt.<sup>52</sup>

Abbildung 26 zeigt die Entwicklung der Veränderung der Deckungsbeiträge des Gesamtportfolios aller Kraftwerke in einer Jahr-für-Jahr-Betrachtung (links) sowie kumuliert über den Betrachtungszeitraum (rechts) zwischen den Szenarien. Positive Beträge bedeuten dabei eine Besserstellung der Gesamtheit der Kraftwerksbetreiber durch die Klimaschutzmaßnahmen, negative eine Schlechterstellung. Um der zeitlichen Struktur der Zahlungen Rechnung zu tragen, wurde aus der zeitlichen Entwicklung der Deckungsbeiträge ein Kapitalwert mit drei Prozent Realverzinsung gebildet und entsprechend dargestellt.

Es wird deutlich, dass bis zum Kernenergieausstieg – mit Ausnahme des Jahres 2016 – das Bestandsportfolio insgesamt durch die Klimaschutzmaßnahme bessergestellt wird als im Referenzszenario. Die Besserstellung der im Markt verbleibenden Kraftwerke überkompensiert also die ab dem

<sup>51</sup> Die Analysen beziehen sich nur auf den heutigen Kraftwerksbestand, modellendogen erfolgende Zubauten werden nicht berücksichtigt.

<sup>52</sup> Andere Kapitalkosten der betroffenen Anlagen sind an dieser Stelle nicht zu berücksichtigen, da es sich um *Sunk Costs* handelt.

Zeitpunkt der Stilllegung entgangenen Deckungsbeiträge der vorzeitig stillgelegten Kraftwerke. Dies hängt auch mit der angespannten wirtschaftlichen Lage der stillgelegten Anlagen zusammen. Die stillgelegten Kraftwerke erzielen derzeit ohnehin häufig nur geringe positive Deckungsbeiträge II im laufenden Betrieb. Durch die Herausnahme aus dem Markt verbessert sich jedoch die Wirtschaftlichkeit der verbleibenden Kraftwerke. Dieses Ergebnis spiegelt die auch aufgrund von Überkapazitäten angespannte wirtschaftliche Situation des konventionellen Kraftwerksparks.

Es ergibt sich in Summe im Betrachtungszeitraum eine deutliche Besserstellung der Gesamtheit der Kraftwerksbetreiber im Klimaschutzszenario gegenüber dem Referenzszenario in Höhe von 17,8 Milliarden Euro. Nach Abzinsung verbleibt ein Kapitalwert von 13,2 Milliarden Euro.

Die Verteilung dieses zusätzlichen Deckungsbeitrags auf die einzelnen Marktakteure hängt dabei von der Technologiezusammensetzung des jeweiligen Kraftwerksporfolios ab. Betreiberportfolios mit einem höheren Anteil an klassischen Grundlastkapazitäten profitieren von den Stilllegungen stärker als andere Akteure.

Auf den Punkt gebracht heißt das: Die Modellrechnungen ergeben, dass es im Interesse der Betreiber konventioneller Bestandsanlagen insgesamt wäre, dass Kohlekraftwerke entlang der Vermeidungskostenkurve im beschriebenen Umfang stillgelegt werden.

Zwar würde – so auch die Intuition – in der Einzelfallbetrachtung die vorzeitige Stilllegung eines Kraftwerks zu Verlusten für den Betreiber führen, solange dieses Kraftwerk positive Deckungsbeiträge über seine fixen Betriebskosten hinaus erwirtschaftet hätte (positive Deckungsbeiträge II). Das gilt jedoch nicht für eine Betrachtung des Gesamtportfolios der konventionellen Bestandsanlagen.

Die oben hergeleitete Analyse zeigt, warum das so ist: Bei der Quantifizierung des Gesamteffektes für das Gesamtportfolio konventioneller Bestandsanlagen müssen mehrere Effekte berücksichtigt werden, die hier noch einmal zusammengefasst dargestellt sind.

1. Durch die Stilllegungen von Stein- und Braunkohleblöcken im Klimaschutzszenario entgehen den betroffenen Kraftwerksbetreibern Stromhandelserlöse in den Jahren der Lebensdauerverkürzung in Höhe der Referenzentwicklung.
2. Gleichzeitig sparen sie aber Kosten ein, die aus dem Betrieb der Anlagen entstehen (variable und fixe Betriebskosten). Relevant für den wirtschaftlichen Effekt auf die Kraftwerkseigentümer sind die entgangenen Deckungsbeiträge II – also der Betrag, der für den Kapitaldienst und die weitere Gewinnverwendung zur Verfügung steht.
3. Die Stilllegung führt zu einem Angebotsrückgang am Markt und damit zu leicht erhöhten Großhandelspreisen für die verbleibenden Kraftwerke.
4. Von diesen höheren Börsenpreisen profitieren auch betroffene Blöcke bis zu ihrer Stilllegung. Die Deckungsbeiträge II dieser Anlagen sind bis zum Zeitpunkt des frühzeitigen Marktaustritts höher als in der Referenzentwicklung, was bei der Quantifizierung des wirtschaftlichen Effekts auf die Kraftwerksbetreiber berücksichtigt werden muss.
5. Auch die Mehrerlöse der im Markt verbleibenden, von den Stilllegungen nicht betroffenen Kraftwerke sind zu berücksichtigen. Sie erwirtschaften durch die gestiegenen Großhandelspreise höhere Deckungsbeiträge II als in der Referenzentwicklung und tragen daher mindernd zu einem möglichen Kompensationsbedarf (des Kraftwerksparks insgesamt, losgelöst von der Betreiberzusammensetzung) bei.<sup>53</sup>

In der deutschen klimapolitischen Diskussion werden zurzeit in verschiedener Form Kompensationszahlungen für potenziell von Stilllegungen betroffenen Kraftwerke erwogen. Die hier vorgestellten Analysen ergeben jedoch, dass eine Auszahlung von Stilllegungsprämien zur Flankierung von Kraftwerksstilllegungen, zumindest über das Gesamtportfolio betrachtet, nicht zwingend ist.

<sup>53</sup> Unterschiedliche Kapitalkosten durch Veränderung des Neubaus wurden an dieser Stelle ausgeklammert, betrachtet wurden nur diejenigen Anlagen, die im Jahr 2015 bereits betrieben wurden.

## 9 Diskussion der Ergebnisse

### 9.1 Diskussion zentraler Einflussfaktoren

Den Ausgangspunkt der weiteren Analysen stellt die Abschätzung der Handlungslücke bezüglich der Emissionen der Stromerzeugung im Referenzszenario dar. Für diese Studie wurden keine Sensitivitäten im Sinne eines Szenariokorridors betrachtet. Daher ist es sinnvoll, die Abschätzung der Handlungslücke relevanter Studien und die dort zugrunde gelegten Annahmen mit den hier vorgestellten Ergebnissen zu vergleichen. Dabei wurde, dem Schwerpunkt der Diskussion im ersten Halbjahr 2015 folgend, ein Fokus auf das Jahr 2020 gelegt. Exemplarisch wurden hierzu der Netzentwicklungsplan 2014 sowie der aktuelle Projektionsbericht 2015 der Bundesregierung herangezogen (siehe Tabelle 2).

Die Ergebnisse des Netzentwicklungsplans 2014 (Szenario C) zur Handlungslücke decken sich grundsätzlich mit dem Projektionsbericht und den Ergebnissen dieser Studie. Szenario C stellt jedoch die optimistische Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans dar. Im Szenario A erhöht sich die Handlungslücke auf 90 Millionen Tonnen. Diese Differenz resultiert aus den unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung der Zusammensetzung des Kraftwerksparks zwischen den Szenarien. Mit einem CO<sub>2</sub>-Preis von 26 Euro pro Emissionsbe-

rechtigung (EUA) liegt der Netzentwicklungsplan am oberen Rand der Annahmen über die zukünftige Entwicklung der Zertifikatspreise.

Trotz Abweichungen bei den Annahmen kommt auch der Projektionsbericht 2015 zu einem ähnlichen Ergebnis bezüglich der Handlungslücke. So liegt der Nettostromverbrauch im Projektionsbericht circa fünf Prozent höher als der hier zugrunde gelegte. Da im Referenz- und im Klimaschutzszenario über den Betrachtungszeitraum bis 2020 keine Retrofitoptionen realisiert werden, können auch die im Projektionsbericht angenommenen Lebensdauern von Kohlekraftwerken (bei Steinkohlekraftwerken 50 Jahre) als emissionssteigernd gegenüber der vorliegenden Studie eingestuft werden.

Wenngleich die Ergebnisse der vorliegenden Studie zur Handlungslücke sich insgesamt gut in die Ergebnisse der Vergleichsstudien einfügen, dürfen die Annahmen in ihrer Wirkmächtigkeit nicht unterschätzt werden. So haben beispielsweise die Annahmen zur Entwicklung des Nettostromverbrauchs eine erhebliche Hebelwirkung auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen. Durch die Annahme einer konstanten Nachfrage auf dem Niveau von 2014 wurde von einem nachhaltigen Verbrauchsrückgang gegenüber der Historie ausgegangen. Inwiefern dieser Effekt auf temporäre Effekte zurückzuführen

Studienvergleich Handlungslücke und Prämissen 2020 (Euro real 2015; Umrechnung mit zwei Prozent Inflation) Tabelle 2

Zum Jahr 2020	Netzentwicklungsplan 2014	Projektionsbericht 2015	enervis-Modellergebnisse
CO <sub>2</sub> -Preis [€/EUA] <sup>1</sup>	26	11	13
Steinkohle-Preis [€/MWhth]	11	10	10
Nettostromverbrauch [TWh]	535	543	520
Lebensdauerannahmen [Jahre]	–	Steinkohle: 55 + x Retrofit Braunkohle: 55 + x Retrofit	Steinkohle: 40 + 10 Retrofit Braunkohle: 50 + 10 Retrofit
Handlungslücke Emissionen der Stromerzeugung [Mio. t CO <sub>2</sub> ]	Szenario A: 90 Szenario C: 48	42 - 52 <sup>2</sup>	48

1 EUA steht für European Union Allowance, übersetzt: Emissionsberechtigung. Eine EUA berechtigt zur Emission von einer Tonne CO<sub>2</sub>.

2 enervis-Abschätzung; Verfahren siehe auch Anhang

Eigene Darstellung

Aktuelle Untersuchungen zur Preis- und Emissionswirkung von Kraftwerksstilllegungen

Tabelle 3

Publikation	Ausgestaltung der Klimaschutzmaßnahme im Jahr 2020 <sup>1</sup>	Preiswirkung (Maximum)	CO <sub>2</sub> -Wirkung (2020 <sup>2</sup> )
DIW <sup>3</sup>	Stilllegung von 3 GW Steinkohle und 6 GW Braunkohle	1,3 ct/kWh	Inland: -23 Mio. t
BDI <sup>4</sup>	Stilllegung von 3,7 GW Steinkohle und 6,6 GW Braunkohle	0,7 ct/kWh	Inland: -59 Mio. t Ausland: +32 Mio. t
IG BCE/Frontier <sup>5</sup>	Überführung von 6 GW Kohlekraftwerke in eine Reserve	0,26 bis 0,27 ct/kWh	Inland: -11 Mio. t bis -16 Mio. t
BMWi <sup>6</sup>	Klimabeitrag	0,2 ct/kWh	Inland: -22 Mio. t
BMWi <sup>7</sup>	angepasster Klimabeitrag (keine wirtschaftlichen Stilllegungen)	-	Inland: -16 Mio. t
IG BCE/Frontier <sup>8</sup>	angepasster Klimabeitrag (Stilllegung von 11 GW Braunkohle)	1,05 ct/kWh	Inland: -54 Mio. t
enervis-Modellergebnisse	Marktaustritt von 7 GW Steinkohle und 6 GW Braunkohle	0,4 ct/kWh	Inland: -50 Mio. t Ausland: +24 Mio. t
BMWi <sup>9</sup>	2,7 GW Kapazitätsreserve Braunkohle	0,15 ct/kWh	Inland: 11 bis 12,5 Mio. t

1 Dabei ist zu beachten, dass die Angaben über das Stilllegungsvolumen nicht direkt vergleichbar sind, da sie sich auf unterschiedliche Jahre beziehen.

2 Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich die BMWi-Angabe auf den Stromsektor bezieht (Strom- und KWK-Wärmeerzeugung), wohingegen sich die anderen Studien auf die Emissionen der Stromerzeugung beziehen.

3 DIW (2014)

4 BDI (2014)

5 Frontier (2015)

6 BMWi (2015)

7 BMWi (2015)

8 Frontier (2015)

9 BMWi (2015)

Eigene Darstellung

ist, muss sich in den kommenden Jahren erst noch zeigen. So hätte die Annahme einer höheren Nachfrage zum Beispiel auf dem Niveau von 2013 nicht nur zu einer höheren Auslastung der Steinkohlekraftwerke, sondern gegebenenfalls auch zu Retrofitmaßnahmen im Referenzszenario geführt und in der Folge zu einer höheren Handlungslücke.

Die Preis- und Emissionswirkungen von Klimaschutzmaßnahmen zur Emissionsreduktion, insbesondere auch von Kraftwerksstilllegungen, waren auch Gegenstand anderer Untersuchungen, deren Ergebnisse in Tabelle 3 zusammengefasst sind.

Der Preiseffekt der Klimaschutzmaßnahme wird von hier ausgewerteten Quellen auf maximal 0,7 Cent je Kilowattstunde in Bezug auf den mittleren Strompreis durch Stilllegungen im Umfang von rund zehn Gigawatt abgeschätzt. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) geht

von einer Preissteigerung von 1,3 Cent je Kilowattstunde aus. Jedoch wurde bei der DIW-Analyse von einer unveränderten Importbilanz ausgegangen, sodass die preisdämpfenden Effekte des europäischen Stromhandels nicht berücksichtigt wurden. Auch die Studienverfasser des DIW kommen daher zum Ergebnis, dass der ermittelte Preiseffekt vermutlich deutlich zu hoch liegt. Auch die emissionsmindernde Wirkung von Stilllegungen im Inland wird unter diesen Annahmen tendenziell unterschätzt.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ging in seinem inzwischen verworfenen Ausgestaltungsvorschlag der Klimaschutzmaßnahme („Klimabeitrag“) von einer Preiswirkung von maximal 0,2 Cent pro Kilowattstunde aus. Dies bezog sich jedoch auf eine zusätzliche Emissionsminderung von 22 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> und entsprach somit weniger als der Hälfte der in dieser Studie adressierten Lücke. Vor diesem Hintergrund war, wenn-

gleich die energiewirtschaftliche Wirkung des vom BMWi vorgeschlagenen Klimabeitrags von den in dieser Studie analysierten Stilllegungen abgewichen wäre, ein niedriger Preiseffekt nicht unrealistisch.

Die im Juni 2015 veröffentlichte Studie im Auftrag von IG BCE und BDI kommt zu der Einschätzung, dass der vom Bundeswirtschaftsministerium vorgeschlagene Klimabeitrag zu umfangreichen Stilllegungen von Braunkohleanlagen und -tagebauen (Dominoeffekt) geführt hätte. So wurden auch die Preiswirkung (1,05 Cent pro Kilowattstunde) und die CO<sub>2</sub>-Wirkung (minus 54 Millionen Tonnen) als deutlich höher eingeschätzt. Daher wurde zunächst ein Vorschlag in die Diskussion eingebracht, der darauf abzielte, rund 6 Gigawatt Braun- und Steinkohlekraftwerke bis zum Jahr 2020 frühzeitig vom Markt zu nehmen und für vier Jahre in eine vergütete Reserve zu überführen. Hieraus soll eine zusätzliche CO<sub>2</sub>-Vermeidung in der Größenordnung von 11 bis 16 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> im Jahr 2020 resultieren. Die Preiswirkung wird mit 0,26 bis 0,27 Cent pro Kilowattstunde angegeben.<sup>54</sup>

Das Bundeswirtschaftsministerium geht davon aus, dass sich die schrittweise Einführung einer Braunkohlekapazitätsreserve im Umfang von 2,7 Gigawatt bis zum Jahr 2020 maximal mit einer Preissteigerung von 0,15 Cent pro Kilowattstunde auf den Großhandelsstrompreis auswirkt. Mit dieser Maßnahme sollen insgesamt 11 bis 12,5 Millionen Tonnen zusätzlich zur Emissionszielerreichung eingespart werden.

Insgesamt fügen sich die Preiseffekte der ausgewerteten Studien in ein plausibles Gesamtbild ein.

## 9.2 Implikationen für die instrumentelle Ausgestaltung

Folgende Punkte lassen sich aus den Analysen mit Blick auf die instrumentelle Ausgestaltung von Klimaschutzmaßnahmen ableiten.

### Umfang der Klimaschutzmaßnahmen bis 2020:

- Das untersuchte Referenzszenario zeigt eine sektorale Handlungslücke von 48 Millionen Tonnen in Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 2020.
- Die Untersuchung impliziert daher, dass zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen im Umfang von 22 Millionen Tonnen im Stromsektor (Strom- und KWK-Wärmeerzeugung) tendenziell nicht hinreichend sein werden, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung auf ihren sektoralen Zielpfad für das Jahr 2020 zurückzuführen.<sup>55</sup>
- Eine Erfüllung des Gesamtziels ist, wenn die mengenmäßig gewichtigen Emissionen der Stromerzeugung trotz des starken Ausbaus der Erneuerbaren Energien einen nur unterproportionalen Beitrag leisten, zwar theoretisch möglich, erscheint aber wenig realistisch und müsste durch große zusätzliche Anstrengungen in anderen Sektoren realisiert werden.
- Bereits im Zeitraum bis 2020 erreichen relevante Kohlekraftwerkskapazitäten in einer Größenordnung von fünf bis sechs Gigawatt die hier angenommenen Grenzen ihrer technischen Lebensdauer. Für diese Anlagen stehen somit Entscheidungen über lebensdauererlängernde Maßnahmen an (Retrofit). In der energiewirtschaftlichen Praxis bedeutet dies, dass zunehmend relevantere (Re-)Investitionen notwendig werden, auch wenn diese gegebenenfalls weniger zeitlich konzentriert anfallen als hier modelliert, sondern sich über einen gewissen Zeitraum strecken lassen.
- Die anstehenden Retrofit-Entscheidungen werden im Zeitraum bis 2020 modellendogen (un)wirtschaftlichkeitsbedingt negativ entschieden. Dennoch bestehen hier größere Risiken in Bezug auf die Emissionsentwicklung,

<sup>54</sup> So soll ein flankierend eingebrachter Ausbau der KWK rund die Hälfte bis ein Drittel der gewünschten Einsparung von 22 Millionen Tonnen beitragen. siehe Frontier (2015).

<sup>55</sup> Gemeint ist die Einhaltung des übergreifenden Zielpfades, der bis 2020 eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von 40 Prozent gegenüber 1990 anstrebt.

sollte sich die Wirtschaftlichkeit dieser Kraftwerke unerwartet positiv entwickeln.

- Die Modellergebnisse zeigen somit auf, dass eine Klimaschutzmaßnahme ein hohes Maß an Flexibilität aufweisen sollte, um auf unerwartete Entwicklungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen reagieren zu können. Entweder sollte eine solche Flexibilität in dem Instrument selbst vorgesehen sein oder das Instrument sollte in einen flexiblen Prozess eingebettet werden, der eine regelmäßige Anpassung an aktuelle Entwicklungen ermöglicht. Letzteres wäre für preisgesteuerte Instrumente und auch für den inzwischen verworfenen BMWi-Vorschlag eines „Klimabeitrags“ relevant. Den Entscheidungsrahmen gilt es jedoch möglichst transparent zu gestalten, um den Kraftwerksbetreibern so weit als möglich Planungssicherheit zu geben.

#### **Umfang der Klimaschutzmaßnahmen im Zeitraum 2020 bis 2040:**

- Während bis zum Jahr 2020 ein hoher Anpassungsdruck besteht, da der aktuell bestehende erhebliche Rückstand auf das 2020-Ziel durch ambitionierte Eingriffe korrigiert werden muss, verläuft der Zielpfad im Zeitraum 2020 bis 2040 flacher. Dennoch sind auch in diesem Zeitraum weiterhin und kontinuierlich korrigierende Eingriffe in den Kraftwerkspark notwendig, um die Zielerfüllung sicherzustellen. Zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen wie beispielsweise vorzeitige Kraftwerksstilllegungen bleiben also auch nach 2020 unausweichlich und dauerhaft notwendig, wenn die mittel- und langfristigen Klimaschutzziele eingehalten werden sollen.
- Inwieweit und ab welchem Zeitpunkt die für 2019 beschlossene Reform des europäischen Emissionshandelsystems (EU ETS) die mittel- und langfristige Zielerreichung der nationalen Klimaschutzziele positiv beeinflussen kann, bleibt Gegenstand von Diskussionen. Bis zum Jahr 2040 wurde in dieser Untersuchung bereits eine Versechsfachung (auf 39 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>) des aktuellen Zertifikatspreises angenommen. Es müsste ein noch deutlich darüber hinausgehender Anstieg der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise erfolgen, um das EU ETS ergänzende Klimaschutzmaßnahmen obsolet zu machen. Ein ausreichend hohe Zertifikatspreis hätte zudem weitreichende wirtschaftliche Effekte in

allen ETS-Sektoren, die mit den Kosten flankierender Maßnahmen abgewogen werden müssten.

- Im Modell kommt es zu positiven Retrofitentscheidungen, nachdem sich im Kontext des Vollzugs des Kernenergieausstieges und der Verknappung der Kraftwerkskapazitäten die Wirtschaftlichkeit im Kraftwerkspark erholt hat. Werden Retrofitmaßnahmen zugelassen, so besteht im Jahr 2030 eine Handlungsnotwendigkeit im Umfang von 55 Millionen Tonnen und im Jahr 2040 eine Handlungsnotwendigkeit im Umfang von 37 Millionen Tonnen.
- Umgekehrt kann allein durch einen Verzicht auf Retrofit im Zeitraum 2025 bis 2035 ein relevanter Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung geleistet werden. Im Jahr 2030 kann durch den Verzicht auf Retrofitmaßnahmen ein Vermeidungsbeitrag von 28 Millionen Tonnen geleistet werden und dies mit nur sehr begrenzten Rückwirkungen auf den Großhandelspreis für Strom. Auch aus übergeordneter Perspektive kann durch den Verzicht auf Retrofitmaßnahmen eine Kapitalbindung verhindert werden, es handelt sich daher um eine relativ effiziente Form der CO<sub>2</sub>-Vermeidung.
- Der große, wenn auch zeitlich befristete Einfluss der Retrofitmaßnahmen auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen zeigt wiederum auf, dass eine Klimaschutzmaßnahme hinreichende Flexibilität aufweisen sollte, um auf nicht vorhergesehene Entwicklungen reagieren zu können.

#### **Verteilung der Klimaschutzmaßnahmen auf die Kraftwerke:**

- Die Aufteilung der Emissionsvermeidung auf die Kraftwerke sollte sich aus energiewirtschaftlicher Perspektive an den niedrigsten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten orientieren.
- Innerhalb der Brennstofftypen (Stein- und Braunkohle) ergibt sich aus den CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten eine relativ eindeutige Stilllegungsreihenfolge entsprechend der elektrischen Effizienz, die wiederum mit dem Anlagenalter korrespondiert. Der Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung sollte mit in die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten eingehen; Anlagen mit größerem Kraft-Wärme-Kopplungs-Anteil weisen eher höhere CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten auf und sind erst später betroffen.<sup>56</sup>

<sup>56</sup> Daneben sind einzelne (eher kleinere) Kohleanlagen, re-

- In Bezug auf die Aufteilung der Klimaschutzmaßnahmen auf Braun- und Steinkohleanlagen steht im Ergebnis eines solchen Vorgehens ein in der Perspektive bis 2020 (leistungsbezogen) etwa gleichgewichteter Mix aus alten Braun- und Steinkohlekraftwerken. Im Zeitraum nach 2020 wird anteilig etwas mehr Braunkohlekapazität vom Markt genommen. Erzeugungsbezogen dominiert die Braunkohle über den gesamten Betrachtungszeitraum.
- Anfänglich sind ausschließlich relativ alte Kraftwerke von Stilllegungen betroffen. Sukzessive werden jedoch auch weniger alte Anlagen einbezogen. Der absolut dominante Anteil der betroffenen Anlagen (zwei Ausnahmen) wird jedoch über den Amortisationszeitraum hinaus betrieben werden können.
- Die vorliegende Studie hat keine detaillierten Analysen zum sogenannten Dominoeffekt vorgenommen, der nach Angaben der Braunkohlewirtschaft eintritt, wenn durch mehrere Braunkohlekraftwerke genutzte Tagebaue aufgrund einzelner Stilllegungen nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. In der Praxis müssten die verbleibenden Kohlekraftwerke einen größeren Anteil der fixen Betriebskosten des Tagebaus kompensieren. Dies würde nach Angaben der Braunkohlewirtschaft die wirtschaftlich bedingte Stilllegung weiterer Braunkohlekraftwerke zur Folge haben. In den hier vorgenommenen Modellierungen wurde dies nicht im Detail geprüft. Die verbleibenden Braunkohlekraftwerke weisen jedoch relevante Deckungsbeiträge auf, welche zur Deckung steigender Betriebskosten aufgewendet werden können. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass steigende Großhandelserlöse der nicht von Stilllegungen betroffenen Kraftwerke die höhere Betriebskostenumlage aus dem Tagebaubetrieb zumindest teilweise kompensieren können.<sup>57</sup>

### **Instrumentelle Ausgestaltung der Klimaschutzmaßnahmen:**

- Im Fokus der Modellierungen stand die Abbildung von Stilllegungen als eine Art Archetyp einer Klimaschutzmaßnahme entlang der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten. Eine Empfehlung für ein definiertes Instrument ist damit nicht verbunden.
- Die Mehrerlöse der Kraftwerksbetreiber über den insgesamt moderaten Anstieg des Großhandelspreises und die Verbesserung der Auslastung liegen in den hier durchgeführten Modellierungen in einer Größenordnung, die die Auszahlung einer zusätzlichen finanziellen Prämie für die Durchsetzung der Klimaschutzmaßnahme als nicht zwingend erscheinen lässt. Dies gilt zumindest für den Kraftwerksbestand insgesamt, wenngleich nicht zwangsläufig für jedes Betreiberportfolio. Insbesondere für die größeren Kraftwerksportfolios erscheint es jedoch nach den hier vorgelegten Ergebnissen als wahrscheinlich, dass die Portfolioeffekte die verloren gegangenen Deckungsbeiträge der stillgelegten Anlagen (über)kompensieren.
- Neben dem Instrument „Kraftwerksstilllegungen“ wurde in einem weiteren Szenario analysiert, welche Auswirkungen ein Verzicht auf Retrofitmaßnahmen haben könnte. Aus den Modellierungen wird deutlich, dass ein Verzicht auf Retrofitmaßnahmen auf mittlere Sicht und zeitlich befristet einen relevanten Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung leisten kann. Gleichzeitig wären Eingriffstiefe und Strompreiseffekte einer solchen Maßnahme, im Vergleich zu Stilllegungen, begrenzt.

sultierend aus der jeweiligen Wärmeversorgungsaufgabe, nicht kurzfristig ersetzbar.

<sup>57</sup> Dieser Effekt wurde in den Untersuchungen zum sogenannten Dominoeffekt nicht berücksichtigt, vgl. IG BCE (2015): *Potentielle Auswirkungen des „nationalen Klimaschutzbeitrags“ auf die Braunkohlewirtschaft. Draft, April 2015*



# 10 Zusammenfassung und Fazit

## 10.1 Kerneergebnisse der Modellierungen

Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse der Modellrechnungen zusammen:

Zentrale Ergebnisse der Marktszenarien

Tabelle 4

		Referenzszenario	Ohne-Retrofit-Szenario	Klimaschutzszenario
Prämissen	<b>Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisannahmen</b>	Identischer Prämissensatz (Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preise, Last, Erneuerbare-Energien-Ausbau, Interkonnektoren, Marktdesign etc.) basierend auf dem <i>New Policies Scenario</i> des WEO-2014, auf politischen Zielvorgaben und weiteren öffentlichen Studien		
	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	sinkende CO <sub>2</sub> -Emissionen, aber Verfehlung des sektoralen Zielpfades		Zielerreichung
Kerneergebnisse der Szenarien		Handlungslücke im Jahr: 2020 – 48 Mio. t 2030 – 55 Mio. t 2040 – 37 Mio. t	Handlungslücke im Jahr: 2020 – 48 Mio. t 2030 – 28 Mio. t 2040 – 35 Mio. t	Erreichung des Zielpfades mit kurzzeitiger Zielverfehlung nach dem Kernenergieausstieg
	<b>Kapazitäten</b>	wirtschaftliche Stilllegung von 4,8 GW Gas, modellendogener Neubau von Gaskapazitäten ab Mitte der 2020er-Jahre wirtschaftlich, 7 GW Kohle-Retrofits	wirtschaftliche Stilllegung von 4,8 GW Gas, stärkerer Neubau von Gaskapazitäten ab Mitte der 2020er-Jahre ggü. Referenz, Verzicht auf mehr als 7 GW Kohle-Retrofits	Nettostilllegung von max. 13,1 GW Braun- und Steinkohle ggü. Ohne-Retrofit-Szenario, höherer Neubau von Gaskapazitäten ab Mitte der 2020er-Jahre ggü. Ohne-Retrofit-Szenario (+ 3 GW )
		im Markt verbleibende Kohlekraftwerke (nur Kondensationskraftwerke):		
		2020: 19,7 GW Steinkohle 19,5 GW Braunkohle 2030: 13,2 GW Steinkohle 15,8 GW Braunkohle 2040: 9,5 GW Steinkohle 8,7 GW Braunkohle	2020: 19,7 GW Steinkohle 19,5 GW Braunkohle 2030: 10 GW Steinkohle 12,5 GW Braunkohle 2040: 8,5 GW Steinkohle 8,7 GW Braunkohle	2020: 12,7 GW Steinkohle 13,4 GW Braunkohle 2030: 6,5 GW Steinkohle 8,8 GW Braunkohle 2040: 5,0 GW Steinkohle 1,7 GW Braunkohle
	<b>Erzeugung und Nettoexporte</b>	abnehmende Erzeugungs- und Nettoexportentwicklung im Zuge des Kernenergieausstiegs, danach wieder ansteigend durch EE-Ausbau und Retrofits	abnehmende Erzeugungs- und Nettoexportentwicklung im Zuge des Kernenergieausstiegs, danach wieder ansteigend auf niedrigerem Niveau durch EE-Ausbau ggü. Referenz	sinkende Jahreserzeugung, und Nettoexportentwicklung bis 2026 durch Stilllegungen, danach wieder steigend, Nettoimporteur vom Anfang der 2020er- bis Anfang 2030er-Jahre
	<b>Basepreisentwicklung</b>	Preisanstieg 2017 bis Mitte der 2020er-Jahre aufgrund der Annahmen zu Weltmarktpreisen, weiterer Verlauf auf eingeschwungenem Niveau	höheres Basepreisniveau im Zeitraum der Retrofitmaßnahmen, maximaler Preisanstieg ggü. Referenzszenario um 3,6 €/MWh im Jahr 2025	höheres Basepreisniveau ab 2017 über den gesamten Modellierungszeitraum, maximaler Preisanstieg ggü. Referenzszenario um 4,8 €/MWh im Jahr 2027
Verteilungseffekte	<b>Kraftwerksbetreiber</b>	begrenzte Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des konventionellen Kraftwerksparks im Zeitverlauf	Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des konventionellen Kraftwerksparks insgesamt durch höhere Auslastung und Preissteigerung im Klimaschutzszenario, DB-II-Verluste der vorzeitig dem Markt entzogenen Anlagen werden überkompensiert	
	<b>Verbraucher</b>	Endkundenpreissteigerung von 0,2 bis 0,5 ct/kWh durch die Großhandelspreissteigerung bei gleichzeitiger EEG-Differenzkostenentlastung, nicht-EEG-privilegierte Letztverbraucher werden netto mit maximal 0,3 ct/kWh belastet		

Eigene Darstellung

## 10.2 Fazit

Zentrales Ziel der vorliegenden Studie war es, eine Strategie zur Schließung der Handlungslücke zur Erreichung eines Klimaschutzziels im Stromsektor von minus 40 Prozent CO<sub>2</sub> bis 2020 und minus 90 Prozent bis 2050 (mit linearem Zielpfad dazwischen) abzuleiten. Die Klimaschutzlücke sollte energiewirtschaftlich möglichst effizient geschlossen werden. Darüber hinaus wurden die aus einer entsprechend dimensionierten Klimaschutzmaßnahme resultierenden Belastungen für die Verbraucher und die wirtschaftlichen Effekte auf die Kraftwerksbetreiber analysiert.

Während bis zum Jahr 2020 ein hoher Anpassungsdruck besteht, da der aktuelle Rückstand auf das Klimaschutzziel 2020 innerhalb weniger Jahre korrigiert werden muss, verläuft der Zielpfad zwischen 2020 und 2040 flacher. Dennoch sind auch in diesem Zeitraum weiterhin und kontinuierlich korrigierende Eingriffe in den Kraftwerkspark notwendig, um die Zielerfüllung sicherzustellen. Zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen, wie beispielsweise vorzeitige Kraftwerksstilllegungen, bleiben also auch nach 2020 essenziell für den Erfolg der Energiewende im Erzeugungssegment. Das Beispiel der Niederlande zeigt, dass dies im Rahmen eines Strukturwandels, konsensual und ohne Brüche, möglich ist.<sup>58</sup>

Die aktuelle Diskussion um zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen sollte stärker als bisher die Mittel- und Langfristentwicklung jenseits des Jahres 2020 in den Blick nehmen. Denn unter den hier in der Referenzentwicklung zugrunde gelegten Annahmen wird es auch nach 2020 die Notwendigkeit von Eingriffen in den Kraftwerkspark geben, wenn die Klimaschutzziele eingehalten werden sollen. Für die Planungssicherheit der Unternehmen der Energiewirtschaft und insbesondere der betroffenen Braunkohleregionen ist dabei ein konsistentes, auch langfristig geltendes Klimaschutzinstrument wichtig.

Im Fokus der Modellierungen dieser Untersuchung standen vorgezogene Kraftwerksstilllegungen beziehungsweise

Marktaustritte als eine Art Archetyp von Klimaschutzmaßnahmen, ohne hiermit eine Empfehlung speziell von Stilllegungen vorzunehmen. Daneben wurde untersucht, welche Wirkungen ein Verzicht auf Retrofitmaßnahmen im Erzeugungssegment haben kann. Anhand dieser Szenarien lassen sich allgemeingültige Effekte analysieren. Im Ergebnis stehen begrenzte Großhandelspreisanstiege (maximal 0,48 Cent pro Kilowattstunde), die insgesamt nur moderate Verbraucherbelastungen nach sich ziehen.

Die Analysen zeigen, dass die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten ein geeignetes Kriterium für die energiewirtschaftlich verträgliche Minderung der Kohleverstromung sind.

Die Betreiber von Kraftwerken können – betrachtet über das Gesamtportfolio aller Anlagen – durch die untersuchten Stilllegungen beziehungsweise vorzeitigen Marktaustritte eine Verbesserung ihrer Deckungsbeiträge generieren.

Die Mehrerlöse der Kraftwerksbetreiber über den Anstieg des Großhandelspreises liegen in den hier durchgeführten Modellierungen in einer Größenordnung, die die Auszahlung einer zusätzlichen Kompensation zur Durchsetzung der Klimaschutzmaßnahme unter diesem Gesichtspunkt als nicht zwingend erscheinen lässt. Dies gilt insbesondere für den Kraftwerksbestand insgesamt, wenngleich nicht zwangsläufig für jedes einzelne Betreiberportfolio.

Gerade für die Gestaltung langfristiger Entwicklungen ist eine klare Zielstellung notwendig. In dieser Studie wurde eine Zielerreichung unter Minimierung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten betrachtet. Ergänzende Nebenfunktionen wie zum Beispiel die Minimierung der Verbraucherbelastung sind ebenfalls denkbar.<sup>59</sup> In jedem Fall kann eine klare Zieldefinition zu besserer Orientierung in einem Prozess verhelfen, der bisher stark von verhandlungstaktischen Einflussfaktoren und der Betroffenheit einzelner Akteure geprägt ist.

<sup>59</sup> In Richtung Minimierung der Verbraucherbelastung zielt etwa der ursprüngliche Vorschlag des Bundeswirtschaftsministeriums für einen Klimabeitrag des Stromsektors vom 21. März 2015.

<sup>58</sup> Social and Economic Council (2015)

# 11 Anhang

## 11.1 Sektorkaskadierung

Die nachfolgende Abbildung stellt entlang unterschiedlicher Sektordefinitionen die Emissionswerte des aktuellen Projektionsberichts der Bundesregierung vergleichend gegenüber.

Sektorkaskadierung und Treibhausgasemissionen am Beispiel des Projektionsberichts 2015 (BMUB (2015))

Tabelle 5

Emissionssektoren	Ist-Emissionen (Treibhausgas)		Projektion 2015	Sektoriales 40-%-Ziel	Handlungslücke 2020		Fundstelle Projektionsbericht (Achtung: Seiten können sich (da Word) verändern) [Seite / Tabelle]
	1990	2012	2020		% vs. 1990	Mio. t	
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t			
CO <sub>2</sub> -Emissionen der Stromerzeugung	358	313	257 - 267	215	12-15 %	42 - 52	UBA-Quelle / Konsistenz zu BMUB nicht sichergestellt; 2020 enervis-Schätzung
+ Emissionen KWK-Wärme und statistische Differenzen	98	59	45 - 55				Rechengröße; für 2020 enervis-Schätzung
CO <sub>2</sub> -Emissionen Stromsektor (Strom- und Wärmerzeugung aller Kraftwerke)	456	372	312	274	8,4 %	38	BMUB (2015)
+ andere Treibhausgase	4	5	5				BMUB (2015)
Treibhausgas-Emissionen "Stromsektor" (Strom- und Wärmerzeugung aller Kraftwerke)	459	377	317	276	9,0 %	41	BMUB (2015): S. 88 / Tabelle 3 - 10
- Emissionen Industriekraftwerke	68	44	44				BMUB (2015): S. 88 / Tabelle 3 - 10
+ Emissionen Umwandlungssektor	36	32	31				BMUB (2015): S. 97 / Tabelle 3 - 20
= Energiewirtschaft (nach Definition Projektionsbericht)	427	365	304	256	11,3 %	48	BMUB (2015): S. 19 / Tabelle 1 - 2
+ flüchtige Emissionen aus Energiesektoren	35	12	9				BMUB (2015): S. 19 / Tabelle 1 - 2
= Energiewirtschaft (nach BMUB-Definition)	462	377	313	277	7,7 %	36	BMUB (2015): S. 201 / Tabelle A-5
+ sonstige Treibhausgasemissionen	787	562	527	472	7,0%	55	Rechengröße
= Gesamtemissionen	1.249	939	841	749	7,3 %	91	BMUB (2015): S. 19 / Tabelle 1 - 2

Eigene Darstellung

## 11.2 Annahmen im Einzelnen

Brennstoffpreisannahmen

Tabelle 6

Brennstoffpreise (real 2015)	Einheit	2020	2030	2040
Öl	US\$/bbl	93	128	137
Erdgas TTF	€/MWh	27	32	34
Steinkohle	€/t <sub>SKÉ</sub>	81	98	102
CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis	€/EUA	12,7	28,8	39,1

Eigene Darstellung

Kuppelkapazitäten

Tabelle 7

Jahr	[MW]	AT	CH	CZ	DK <sub>w</sub>	DK <sub>e</sub>	FR	NL	NO	PL	SE
2020	von DE nach ...	3.775	1.205	1.598	1.950	575	2.742	3.230	1.400	2.089	454
	von ... nach DE	3.525	4.000	2.667	1.725	565	2.780	3.255	1.400	2.784	507
2030	von DE nach ...	3.775	1.647	1.598	1.950	575	2.940	4.592	1.400	2.790	566
	von ... nach DE	3.525	4.000	2.667	2.133	565	2.523	4.597	1.400	2.950	579
2040	von DE nach ...	3.775	2.123	1.598	1.950	575	3.143	6.066	1.960	3.540	685
	von ... nach DE	3.525	4.000	2.667	2.500	565	2.968	6.049	1.960	3.119	653

Eigene Darstellung

Ausbaupfad Erneuerbare Energien und Nettostromnachfrage

Tabelle 8

[TWh]	Laufwasser	Onshore-Windkraft	Photovoltaik	Offshore-Windkraft	Biomasse	Nettostromverbrauch
2020	23	87	40	20	44	520
2030	24	150	56	48	20	520
2040	25	209	72	58	20	520

Eigene Darstellung

---

# Literaturverzeichnis

---

**AG Energiebilanzen (2015):** *Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 – 2014*

**Agora Energiewende (2015):** *Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende – Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge*

**Agora Energiewende (2014):** *Stromspeicher in der Energiewende – Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz*

**Baten, Tina; Buttermann, Hans-Georg; Nieder, Thomas (2014):** *Gesamtbilanz der Kraft-Wärme-Kopplung 2003 bis 2012. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 2014, Bd. 64. Jg., Heft 5*

**BDEW (2014):** *Strompreisanalyse Juni 2014*

**BDI (2014):** *Aktionsprogramm Klimaschutz 2020: Konsequenzen potenzieller Kraftwerksstilllegungen*

**BMUB (2014):** *Aktionsprogramm Klimaschutz 2020*

**BMUB (2015)** *Projektionsbericht der Bundesregierung 2015*

**BMWi (2015):** *Eckpunkte-Papier „Strommarkt“ für die Energieklausur mit den Koalitionsfraktionen am 21. März 2015*

**BMWi (2014):** *Ein Strommarkt für die Energiewende (Grünbuch)*

**BMWi (2014):** *Leitstudie Strommarkt Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen*

**BMWi (2015):** *Non-paper: Weiterentwicklung des Klimabeitrages*

**Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2014):** *Monitoringbericht 2014*

**Bundesregierung (2010):** *Energiekonzept für eine umwelt-schonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*

**CDU, CSU und SPD (2013):** *Deutschlands Zukunft gestalten – Koalitionsvertrag*

[www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/koalitionsvertrag.pdf](http://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/koalitionsvertrag.pdf)

**CDU, CSU und SPD (2015):** *Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende*

**DIW (2014):** *Verminderte Kohleverstromung könnte zeit-nah einen relevanten Beitrag zum deutschen Klimaschutzziel leisten. DIW Wochenbericht. Bd. 47*

**enervis (2014):** *Strompreiseffekt einer Stilllegung von 10 GW Kohlekraftwerken läge bei etwa 5 €/MWh (0,5 Cent/kWh). Pressemeldung*

**enervis (2015):** *The cat is in the sack? Nationaler Klimaschutzbeitrag der deutschen Stromerzeugung nach der Vorstellung des BMWi. enerviews Newsletter-Artikel*

**Frontier (2015):** *Synopse: Effekte von Klimabeitrag, KVK und KWK-Ausbau – Kurzstudie im Auftrag von IG BCE und BDI*

**Handelsblatt (2015):** *Kohlegewerkschaft schlägt Stilllegung von Kohlekraftwerken vor*

[www.sueddeutsche.de/wirtschaft/energiewende-kohlegewerkschaft-schlaegt-stilllegung-von-kohlekraftwerken-vor-1.2492011](http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/energiewende-kohlegewerkschaft-schlaegt-stilllegung-von-kohlekraftwerken-vor-1.2492011)

**IG BCE/Frontier (2015):** *Energiewirtschaftliche Effekte einer Kapazitätsreserve für Versorgungssicherheit und Klimaschutz (KVK). Berechnungen im Auftrag von IG BCE und BDI*

**Prognos (2014):** *Letztverbrauch 2015: Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage*

**Sandbag (2015):** *Proposal for a Decision of the European Parliament and of the Council concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC*

[www.sandbag.org.uk/site\\_media/uploads/MSR-table\\_for\\_second\\_trilogue.pdf](http://www.sandbag.org.uk/site_media/uploads/MSR-table_for_second_trilogue.pdf)

**Umweltbundesamt (2014):** *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2014 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2012*

**Umweltbundesamt (2014):** *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2013*

[www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate\\_change\\_23\\_2014\\_komplett.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_23_2014_komplett.pdf)

**WWF (2014):** *Den europäischen Emissionshandel flankieren – Chancen und Grenzen unilateraler CO<sub>2</sub>-Mindestpreise*

---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## AUF DEUTSCH

### 12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

### Aktionsplan Lastmanagement

Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics

### Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 17. September 2014

### Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Welche Fragen sind zu prüfen?

### Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen

Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO<sub>2</sub>-Emissionen

### Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2014

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2015

### Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035

Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt

### Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende

Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge

### Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende

Status quo, Perspektiven und Weichenstellungen für einen sich wandelnden Strom- und Wärmemarkt

### Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage

Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

### Die Sonnenfinsternis 2015: Vorschau auf das Stromsystem 2030

Herausforderung für die Stromversorgung in System mit hohen Anteilen an Wind- und Solarenergie

### Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen

Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

### Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen

Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020

### Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

### Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign

### Energieeffizienz als Geschäftsmodell

Ein marktorientiertes Integrationsmodell für Artikel 7 der europäischen Energieeffizienzrichtlinie

### Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

### Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?

Stromerzeugungskosten neuer Wind- und Solaranlagen sowie neuer CCS- und Kernkraftwerke auf Basis der Förderkonditionen in Großbritannien und Deutschland

---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## [Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland](#)

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

## [Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen](#)

Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

## [Netzentgelte in Deutschland](#)

Herausforderungen und Handlungsoptionen

## [Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor](#)

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

## [Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien](#)

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

## [Stromexport und Klimaschutz in der Energiewende](#)

Analyse der Wechselwirkungen von Stromhandel und Emissionsentwicklung im fortgeschrittenen europäischen Strommarkt

## [Stromspeicher für die Energiewende](#)

Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

## [Transparenzdefizite der Netzregulierung](#)

Bestandsaufnahme und Handlungsoptionen

## **AUF ENGLISCH**

## [12 Insights on Germany's Energiewende](#)

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

## [A radically simplified EEG 2.0 in 2014](#)

Concept for a two-step process 2014-2017

## [Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector](#)

Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

## [Comparing Electricity Prices for Industry](#)

An elusive task – illustrated by the German case

## [Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?](#)

An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany

## [Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany](#)

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

## [Increased Integration of the Nordic and German Electricity Systems](#)

Modelling and Assessment of Economic and Climate Effects of Enhanced Electrical Interconnection and the Additional Deployment of Renewable Energies

## [Power Market Operations and System Reliability](#)

A contribution to the market design debate in the Pentilateral Energy Forum

## [The Danish Experience with Integrating Variable Renewable Energy](#)

Lessons learned and options for improvement

## [Understanding the Energiewende](#)

FAQ on the ongoing transition of the German power system

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

## Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

---



### **Agora Energiewende**

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 284 49 01-00

F +49 (0)30 284 49 01-29

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)

