



Politikberatung kompakt

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

2014

Szenarien einer nachhaltigen Kraftwerksentwicklung in Deutschland

Felix Reitz, Clemens Gerbaulet, Claudia Kemfert, Casimir Lorenz, Pao-Yu Oei, Christian von Hirschhausen

IMPRESSUM

© DIW Berlin, 2014

DIW Berlin
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
Mohrenstraße 58
10117 Berlin
Tel. +49 (30) 897 89-0
Fax +49 (30) 897 89-200
www.diw.de

ISBN-10 3-938762-81-0
ISBN-13 978-3-938762-81-3
ISSN 1614-6921
urn:nbn:de:0084-diwkompakt_2014-0908

Alle Rechte vorbehalten.
Abdruck oder vergleichbare
Verwendung von Arbeiten
des DIW Berlin ist auch in
Auszügen nur mit vorheriger
schriftlicher Genehmigung
gestattet.

DIW Berlin: Politikberatung kompakt 90

Felix Reitz *

Clemens Gerbaulet

Claudia Kemfert

Casimir Lorenz

Pao-Yu Oei

Christian von Hirschhausen

Szenarien einer nachhaltigen Kraftwerksentwicklung in Deutschland

Gutachten im Auftrag der Heinrich-Böll-Stiftung und der European Climate Foundation (ECF)



Berlin, November 2014

^(*) DIW Berlin, Abt. Energie, Verkehr, Umwelt (EVU) Mohrenstr. 58, 10117 Berlin, freitz@diw.de

Zusammenfassung

Die deutsche Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 40 Prozent gegenüber 1990 zu senken. Aktuelle Projektionen gehen davon aus, dass dieses Ziel ohne weitere Klimaschutz-Maßnahmen nicht erreicht wird. Im Jahr 2020 muss voraussichtlich eine zusätzliche Menge von etwa 70 Millionen Tonnen CO₂ reduziert werden. Dazu muss der Stromsektor – neben anderen Sektoren wie der Industrie, dem Verkehr, dem Handel oder den privaten Haushalten – einen relevanten Beitrag leisten. Derzeit entstehen etwa 85 Prozent der strombedingten Emissionen in Braun- und Steinkohlekraftwerken. Bestehende Kohlekraftwerke weisen eine hohe CO₂-Intensität sowie eine geringe Flexibilität der Stromerzeugung auf. Über die Hälfte der deutschen Steinkohlekapazitäten sind älter als 30 Jahre, auch viele Braunkohleblöcke sind sehr alt. Langfristig haben diese Kraftwerke keinen Platz mehr in einem kohlenstoffarmen, auf erneuerbaren Energien basierten Stromsystem.

Das Ziel, die jährlichen Treibhausgasemissionen in Deutschland bis zum Jahr 2020 um 40 Prozent zu reduzieren, droht verfehlt zu werden. Im Rahmen des derzeit von der Bundesregierung vorbereiteten Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 wird daher eine frühzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken diskutiert. Die Gelegenheit hierfür erscheint aufgrund der derzeit bestehen Überkapazitäten bei der Stromerzeugung in Deutschland und den damit einhergehenden niedrigen Großhandelspreisen sowie hohen Stromexporten günstig.

In der Studie wurden anhand eines detaillierten Modells des deutschen Strommarktes die Auswirkungen unterschiedlicher Szenarien der Schließung von Kohlekraftwerken ermittelt. Den Szenariorechnungen zufolge könnten im kommenden Jahr rund 23 Millionen Tonnen Kohlenstoffdioxid weniger ausgestoßen werden, wenn Steinkohlekraftwerke mit einer Kapazität von drei Gigawatt und Braunkohlekraftwerke mit einer Kapazität von sechs Gigawatt vom Netz genommen würden; dies entspricht immerhin einem Drittel der Stromlücke. Ein stärkerer Rückgang der Braunkohleverstromung (-40 TWh) stünde eine Zunahme der Erdgasverstromung (+ 26 TWh) gegenüber; auch die Steinkohleverstromung würde leicht zunehmen (+13 TWh); mit steigendem Börsenstrompreis sinkt die EEG-Umlage, sodass die Endkundenpreise nicht notwendigerweise steigen müssen.

Die Studie zeigt, dass die Stilllegung alter und ineffizienter Kohlekraftwerke das Erreichen der Klimaschutzziele in Deutschland erleichtert. Gleichzeitig kann die verbesserte Marktsituation kostspielige und möglicherweise sehr CO₂-intensive Kapazitätsmechanismen ersparen.

Executive Summary

The German government has set a greenhouse gas (GHG) reduction target for 2020 of 40 percent (basis: 1990). Current projections assume that this goal will be missed by about 7%-points, i.e. that a further reduction of about 70 mn. t per year is required. In order to reach the target, the electricity sector has to contribute substantially, in addition to other sectors such as industry, transport, the commercial sector, and private households. At present, about 85 percent of emissions from the electricity sector originate from hard coal and lignite power plants. More than half of the hard coal plants are older than 30 years, and many lignite plants are very old, too. In the longer-term, the renewables based German electricity system will work entirely without coal.

The German goal of a 40 percent GHG reduction in 2020 is likely to be missed. As a consequence, the German government is currently preparing an “Action Plan to Reach Climate Goals 2020”, which also discusses the reduction of output from coal power plants. This comes at an appropriate moment, because overcapacities loom large in the market, leading to low electricity prices and a record-high export of electricity.

In the study, a detailed model of the German electricity market is used to simulate different scenarios of closing down coal power plants. The main scenario consists of the additional closure of 3 GW of hard coal, and 6 GW of lignite plants, leading to about 23 mn. t of CO₂ that would be avoided; this corresponds to about one third of the climate gap. Lignite power would lose strongly (- 40 TWh), whereas natural gas would benefit (+ 26 TWh); hard coal, too, would slightly increase generation (+13 TWh). With increasing wholesale prices, the EEG surcharge declines, so that consumer prices do not necessarily have to increase.

The study concludes that a structured shut-down of old and inefficient coal plants facilitates the accomplishment of GHG reduction goals, while at the same time improving the market situation and preventing the need for CO₂-intensive and expensive capacity mechanisms.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen	2
2.1	CO ₂ -Lücke bis 2020 und das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020	2
2.2	Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“	6
3	Altersstruktur der deutschen Kohlekraftwerke	6
3.1	Steinkohlekraftwerke.....	6
3.2	Braunkohlekraftwerke	8
3.3	Notwendigkeit einer Anpassung der Erzeugungsstruktur.....	9
4	Modellrechnungen	11
4.1	Modellkalibrierung, Daten und Annahmen	11
4.2	Szenarien von Kraftwerksanpassungen	15
4.2.1	Basisszenario	15
4.2.2	Drei verschiedene Abschalt Szenarien	16
5	Ergebnisse der Szenarien	21
5.1	Beispielrechnungen für Szenario S3B6	21
5.1.1	Stromerzeugung und CO ₂ -Ausstoß im Szenario S3B6.....	21
5.1.2	Strompreise im Szenario S3B6.....	22
5.2	Weitere Szenariorechnungen für B3 und S3B10	23
5.2.1	Stromerzeugung und CO ₂ -Ausstoß in den Szenarien B3 und S3B10.....	23
5.2.2	Vergleich: Stromerzeugung und Emissionen in allen drei Szenarien	25
5.2.3	Strompreise in den Szenarien B3 und S3B10	25
5.3	Auswirkungen auf die Produzentenrenten und die Konsumentenpreise.....	26
5.3.1	Auswirkungen auf Produzentenrenten	26
5.3.2	Auswirkungen auf Verbraucher.....	28
6	Fazit	29
7	Referenzen	32

Abbildungen

Abbildung 1: Treibhausgasemissionen in Deutschland mit CO ₂ -Emissionen der Braun- und Steinkohle.....	3
Abbildung 2: Treibhausgasemissionen im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 (nach Sektoren)	4
Abbildung 3: Projektion der Stromerzeugung nach (Öko-Insitut 2013, Politikszenerien VI) im Aktuelle-Politik-Szenario sowie relative Änderungen 2015-2020	5
Abbildung 4: Altersstruktur der Steinkohlekraftwerke in Deutschland.....	7
Abbildung 5: Altersstruktur der Braunkohlekraftwerke in Deutschland	8
Abbildung 6: Regionale Verteilung, Alter und Wirkungsgrade der Braunkohlekraftwerke	9
Abbildung 7: Vergleich von Stromproduktion 2013 und Modellkalibrierung von ELMOD-MIP.....	14
Abbildung 8: Vergleich der Preisdauerlinien für 2013 und Modellkalibrierung von ELMOD-MIP	15
Abbildung 9: Änderung der Steinkohlekapazitäten zwischen 2014 und 2015 (links) und Kapazitätsstilllegungen in den einzelnen Szenarien (rechts)	17
Abbildung 10: Abschaltung von älteren Kohlekraftwerken in den Szenarien	18
Abbildung 11: Erzeugungsmengen für Szenario S3/B6.....	21
Abbildung 12: Veränderung der CO ₂ -Emissionen für Szenario S3B6.....	22
Abbildung 13: Veränderung der Preisdauerlinie im Szenario S3B6 im Vergleich zum Basisszenario	23
Abbildung 14: Veränderung der Strommengen nach Energieträger in drei Szenarien	24
Abbildung 15: Verbleibende CO ₂ -Emissionen und Veränderung in den Szenarien relativ zum Basisszenario.....	24
Abbildung 16: Änderungen der Stromerzeugungen (links) und der Emissionen (rechts) im Vergleich zum Basisszenario	25
Abbildung 17: Veränderung der Preisdauerlinie der drei Szenarien	26
Abbildung 18: Produzentenrenten für alle Technologien in den Szenarien.....	27
Abbildung 19: Entwicklung der Strompreise seit 2005 (Phelix Spot Base)	27

Tabellen

Tabelle 1: Vergleich der verwendeten Ausprägungen der ELMOD-Modellgruppe	12
Tabelle 2: Übersicht der Abschaltung von Steinkohlekraftwerken in den verschiedenen Szenarien	19
Tabelle 3: Übersicht der Abschaltung von Braunkohlekraftwerken in den verschiedenen Szenarien	20

1 Einleitung

Für die Erreichung des deutschen Klimaschutzziels im Jahr 2020 (Reduktion der Treibhausgase um 40 Prozent zum Basisjahr 1990) ist eine Reduzierung der Stromerzeugung aus Kohle nötig. Die Entwicklungen der letzten Jahren zeigen jedoch einen Anstieg der Treibhausgasemissionen sowohl im Stromsektor als auch insgesamt. So gehen Projektionen der Emissionsminderungen bis zum Jahr 2020 von (Öko-Institut u. a. 2013) und (EWI u. a. 2014) auch von einem deutlichen Verfehlen des 2020-Ziels aus. Die Studien kommen zu dem Ergebnis, dass ein Teil des zusätzlichen Minderungsbedarfs aus der Energiewirtschaft kommen muss.¹

Die skizzierten Forderungen erfordern einen fundamentalen Strukturwandel des konventionellen Kraftwerksparks bis zum Jahr 2050. Wie das Resultat einer solchen Anpassung im Stromsektor aussehen könnte, analysieren Hilmes und Herrmann (2014) in ihrer Studie über den „idealen Kraftwerkspark“. Mögliche Maßnahmen zur Erreichung von Etappenzielen im Stromsektor wurden von Oei u. a. (2014a) zusammengetragen.²

Die vorliegende Studie analysiert die Auswirkungen einer Stilllegung von alten Kohlekraftwerken als Maßnahme zusätzlicher Emissionsminderungen. Im Zentrum des Interesses stehen dabei die Auswirkungen auf die brennstoffspezifischen Stromerzeugungsmengen, die CO₂-Emissionen sowie die Strompreiseffekte. Hierfür werden in Abschnitt 2 Optionen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 dargestellt und die Bedeutung des Stromsektors für die Treibhausgasemissionen eingeordnet. Abschnitt 3 beschreibt die Altersstruktur der bestehenden Stein- und Braunkohlekraftwerke und diskutiert die Gründe, die eine Anpassung des Kraftwerksparks nötig machen. Abschnitt 4 legt das verwendete Berechnungsmodell und die Szenarien der Kraftwerksstilllegungen dar, Abschnitt 5 die Ergebnisse der Modellrechnungen; Abschnitt 6 schließt.

¹ Vgl. Agora Energiewende (2014): Klimaschutz und Energiewende: Welchen Beitrag muss die Energiewirtschaft zum Klimaschutzaktionsplan 2020 leisten?, Hintergrundpapier, Oktober 2014.

² Für weitere Beiträge in der Debatte vgl. BUND (2014): Der BUND-Abschaltplan: Laufzeitbegrenzung für die ältesten Braunkohleblöcke bis 2020, Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland, 29. August 2014; BEE (2014): Aktiver Klimaschutz im Rahmen der Energiewende: Erneuerbare statt Kohle, Bundesverband Erneuerbare Energie, 11. November 2014.

2 Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen

2.1 CO₂-Lücke bis 2020 und das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020

Die Große Koalition hat sich im Koalitionsvertrag vom Januar 2014 auf die Beibehaltung der Klimaschutzziele verständigt, die im Energiekonzept vom September 2010 festgelegt wurden: Bis zum Jahr 2020 sollen die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 40 Prozent zurückgehen, bis 2050 um 80-95% (Abbildung 1). Entgegen der Zielvorgabe sind die Treibhausgasemissionen in Deutschland im Verlauf der letzten Jahre jedoch wieder angestiegen: Nach dem Rekordtief des Jahre 2009 (913 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent) führte ein durchschnittlicher Anstieg von jährlich 1,1 Prozent zu einem Emissionsniveau von 951 Millionen Tonnen. Um das deutsche Klimaschutzziel 2020 zu erreichen, sind somit jährliche Einsparungen von durchschnittlich 3,4 Prozent nötig.

Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung lagen im Jahr 2013 bei etwa 317 Millionen Tonnen. Dabei war die Stromerzeugung aus Braunkohle für die Emission von etwa 167 Millionen Tonnen CO₂ verantwortlich, Steinkohleverstromung für 102 Millionen Tonnen. Damit sind etwa 85 Prozent der energiebedingten Emissionen der kohlebasierten Stromerzeugung zurückzuführen, obwohl Stein- und Braunkohle nur einen Anteil von 45 Prozent an der Bruttostromerzeugung aufweisen.³

Das Bundesumweltministerium (BMUB) erwartet einen sektorübergreifenden Emissionsrückgang bis zum Jahr 2020 (Öko-Institut u. a. 2013). Die Prognose geht jedoch von einer Deckungslücke in Höhe von sieben Prozentpunkten relativ zum ausgewiesenen Ziel aus. Statt der nötigen Emissionsminderung um 200 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent (Stand 2013) würden demnach nur etwa 80 Millionen Tonnen erreicht; die Zielmarke von 750 Millionen Tonnen verbleibender jährlicher Treibhausgasemissionen würde deutlich verfehlt werden.

Vor diesem Hintergrund erarbeitet die Bundesregierung unter Federführung des BMUB ein „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“. Im April 2014 wurden hierzu Eckpunkte vorgelegt. Das vollständige Programm soll im Dezember 2014 vom Bundeskabinett beschlossen und

³ Vgl. Umweltbundesamt (2014): Energiebedingte Emissionen und ihre Auswirkungen, <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/energiebedingte-emissionen-ihre-auswirkungen>, abgerufen am 17. November 2014; AG Energiebilanzen (2014): Stromerzeugung n. Energieträger, http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20141022_brd_stromerzeugung1990-2013.pdf, abgerufen am 17. November 2014.

veröffentlicht werden. Dabei werden voraussichtlich sektorale Einsparungsziele ausgegeben, die neben Landwirtschaft, Handelsgewerbe, Haushalten, Verkehrssektor und Industrie auch die Energiewirtschaft adressieren dürften.

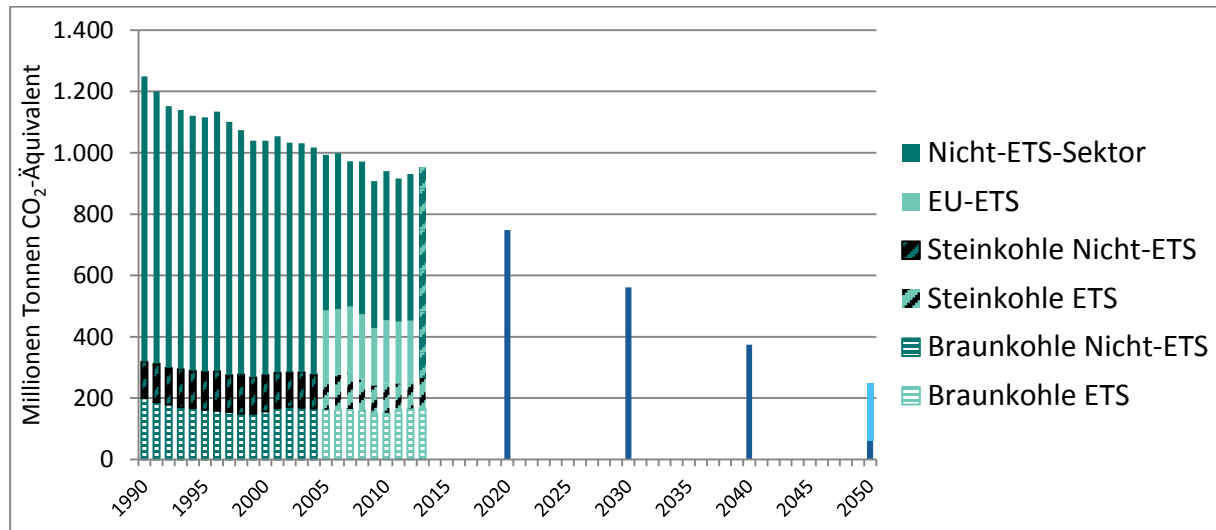


Abbildung 1: Treibhausgasemissionen in Deutschland mit CO₂-Emissionen der Braun- und Steinkohle

Quelle: (Umweltbundesamt 2014)⁴

Im Eckpunktepapier des BMUB wird die Einbettung des nationalen Klimaschutzziels (Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40 Prozent gegenüber 1990) und der nationalen Maßnahmen in den europäischen Kontext skizziert. Dabei ist das EU-weite Reduktionsziel für Treibhausgasemissionen um 20 Prozent gegenüber 1990 von zentraler Bedeutung.⁵ Dieses ist unterteilt in ein gesamteuropäisches Reduktionsziel im Emissionshandelsbereich (ETS) sowie in nationale Ziele für nicht vom ETS erfasste Bereiche. Dem Emissionshandel unterliegen insbesondere die Energiewirtschaft und Teile der Industrie.

Die Handlungsmöglichkeiten der Bundesregierung zur Erreichung des strengeren nationalen Klimaschutzziels lassen sich demnach drei verschiedenen Bereichen zuordnen. Erstens können verstärkte Maßnahmen im Bereich außerhalb des Emissionshandels durchgeführt werden, beispielsweise im Gebäudebereich, bei privaten Haushalten, der Landwirtschaft oder im Verkehr. Zweitens kann die Regierung auf ambitionierte Strukturreformen des Emissions-

⁴ Vgl. auch Umweltbundesamt (2014): Energiebedingte Emissionen und ihre Auswirkungen, <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/energiebedingte-emissionen-ihre-auswirkungen>, abgerufen am 17. November 2014.

⁵ Vgl. Europäische Kommission (2014): The 2020 climate and energy package. ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm, abgerufen am 14. November 2014.

handels hinwirken. In Hinblick auf das 2020-Ziel erscheinen die Möglichkeiten hier jedoch begrenzt, da die Änderungen zu spät wirksam würden und der erwartete CO₂-Preiseffekt unzureichend sein dürfte (Oei u. a. 2014b; Acworth 2014). Drittens können ergänzende Maßnahmen im Kontext der Energiewende vorgenommen werden, die sich indirekt auch auf

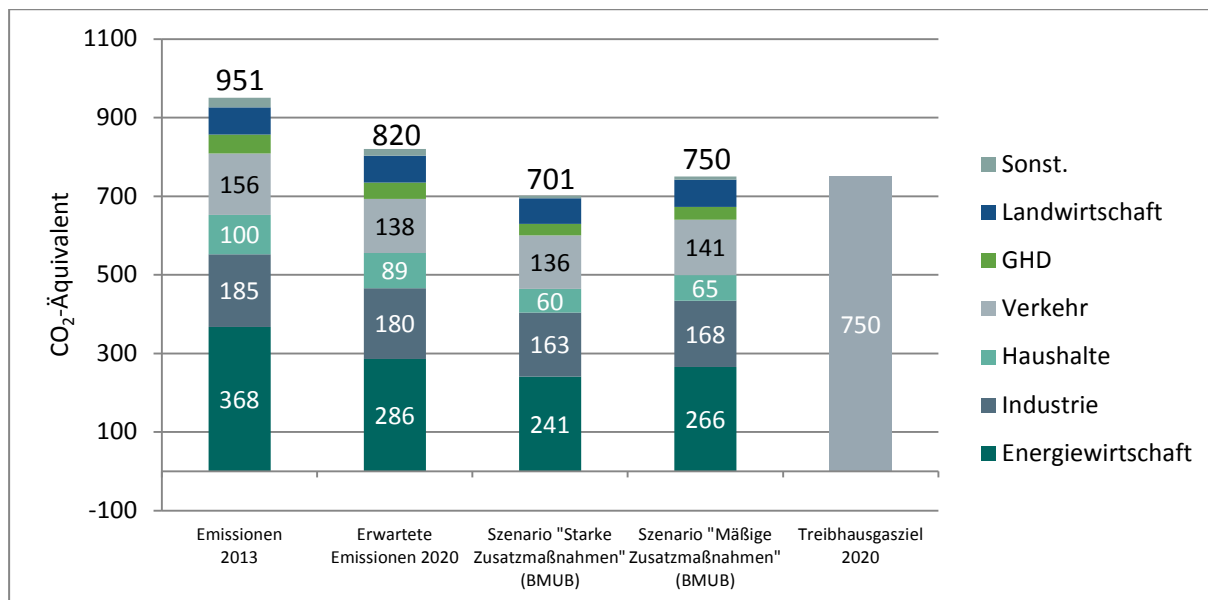


Abbildung 2: Treibhausgasemissionen im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 (nach Sektoren)⁶

Quelle: (Schafhausen 2014; Öko-Institut u. a. 2013)

den ETS-Bereich auswirken, insbesondere auf die Energiewirtschaft. Das BMUB geht davon aus, dass Maßnahmen in allen drei Bereichen sowie in sämtlichen Wirtschaftssektoren erforderlich sind.

Für die Energiewirtschaft werden – neben einer anspruchsvollen Reform des ETS bereits vor 2020 – mehrere zentrale Klimaschutzmaßnahmen identifiziert. Dazu gehört der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien, eine verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung, eine Steigerung der Energieeffizienz insbesondere im Strombereich sowie ein mit der Energiewende verträglicher Entwicklungspfad des konventionellen Kraftwerksparks im Sinne eines Abbaus fossiler Stromerzeugung.

Abbildung 2 zeigt neben den nach Sektoren aufgeschlüsselten Treibhausgasemissionen das für das Jahr 2020 erwartete Emissionsniveau des Aktuelle-Politik-Szenarios von Öko-Institut u. a. (2013). Dieses Szenario bildet die Grundlage für die vom BMUB erwarteten 33 Prozent

⁶ Im etwas älteren Projektionsbericht 2013, der an die europäische Kommission übermittelt wurde, wird bis 2020 gegenüber dem Basisjahr eine etwas geringere Einsparung von 32 Prozent prognostiziert.

Treibhausgaseminderungen bis 2020. Die Energiewirtschaft, zu der die Stromwirtschaft mit 317 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr 2013 etwa 85 Prozent beisteuert, senkt in dieser Projektion ihre Emissionen um 82 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent. Dieser Rückgang basiert vorrangig auf einem starken Rückgang der Nettostromerzeugung aus Braunkohle, die ihre Erzeugung um 37 TWh bzw. 25 Prozent zurückfährt. Die Steinkohleverstromung geht nur um etwa 7 Prozent zurück. Damit stellt das Szenario eine Entwicklung dar, die derzeit nicht absehbar ist: Es sind die Steinkohlekraftwerke, deren sinkende Wirtschaftlichkeit gegenwärtig vermehrt zu Abschaltungen führt. Die emissionsintensiveren Braunkohlekraftwerke hingegen profitieren weiterhin von niedrigen Brennstoffkosten und von bis auf absehbare Zeit

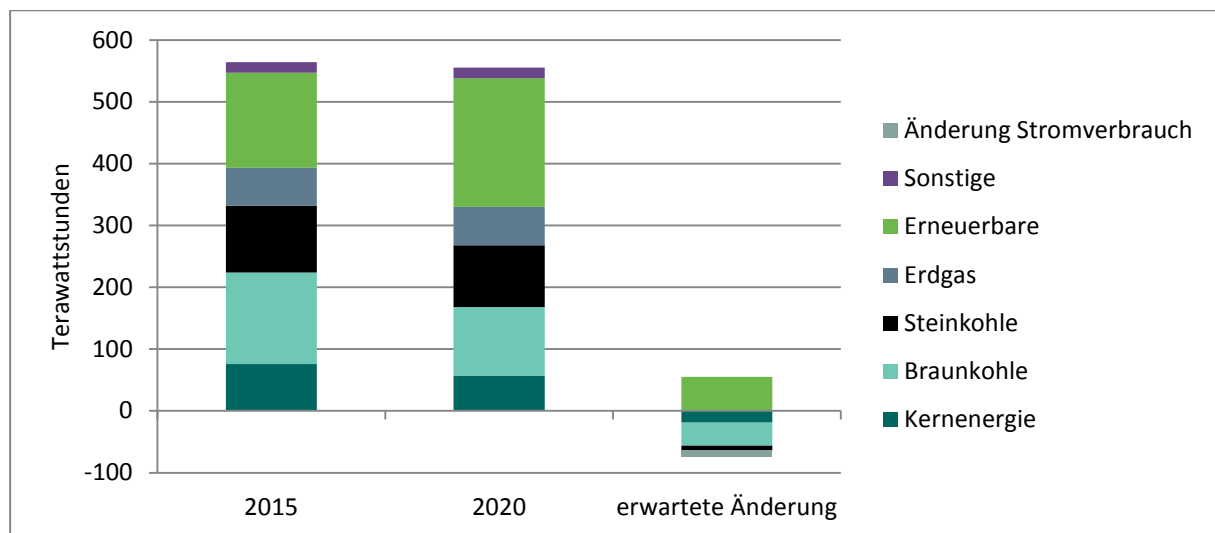


Abbildung 3: Projektion der Stromerzeugung nach (Öko-Institut 2013, Politikszenerien VI) im Aktuelle-Politik-Szenario sowie relative Änderungen 2015-2020

Quelle: (Öko-Institut u. a. 2013)

geringen Preisen für CO₂-Emissionszertifikate. Eine wirtschaftlich bedingte Reduzierung der Stromerzeugung aus Braunkohle ist deshalb in der Perspektive 2020 unwahrscheinlich. Vielmehr existieren Pläne für den Aufschluss neuer Tagebaue im Lausitzer Braunkohlerevier und für Ertüchtigungsmaßnahmen für die ältesten Kraftwerke im Rheinischen Revier (sog. „Retrofit“).⁷ Somit sind auch die offiziell erwarteten Emissionsminderungen alles andere als gesi-

⁷ Die Projektion geht von der Abschaltung bestehender Kraftwerke mit Erreichen eines Alters von 45 Jahren aus. Diese Stilllegungen sind maßgeblich für die Emissionsreduktionen verantwortlich (Abbildung 3). Angesichts bevorstehender Nachrüstungen sind altersbedingte Stilllegungen im Braunkohlebereich nicht gesichert, vgl. (Oei u. a. 2014b, Kasten).

chert.⁸ Das bedeutet für den Stromsektor insgesamt, dass der nötige CO₂-Minderungsbeitrag mit großer Wahrscheinlichkeit nicht aus allein wirtschaftlich bedingten Stilllegungen erreicht werden wird. Selbst die offiziell erwarteten Minderungen sind mit den aktuellen Entwicklungen auf dem Strommarkt nur schwer zu erzielen.

2.2 Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“

Auch das vom Bundeswirtschaftsministerium Ende Oktober 2014 vorgelegte Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“, das bis zum März 2015 öffentlich konsultiert wird, thematisiert eine klimafreundliche Stromerzeugung. Es weist darauf hin, dass es bei der Ausgestaltung zukünftiger Marktstrukturen darum geht, die unterschiedlichen Ziele des Energiewirtschaftsgesetzes und der Energiewende möglichst umfassend zu adressieren: Neben der Versorgungssicherheit und der Kostengünstigkeit muss ein zukünftiger Kraftwerkspark auch explizit mit den Klimaschutzziele kompatibel sein. So enthält es auch eine entsprechende Forderung, der zufolge die CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung langfristig deutlich sinken müssen (BMWi 2014, S. 36). Für das Jahr 2050 fordert das Grünbuch flexibel einsetzbare konventionelle Kraftwerke, die auch mit geringen Benutzungsstunden profitabel sein können und eine geringe CO₂-Intensität sowie eine hohe Brennstoffausnutzung vorweisen.

Dies trifft weder für Stein- noch für Braunkohlekraftwerke zu. Konsequenterweise sieht das Grünbuch vor, dass die schrittweise Anpassung des Kraftwerksparks durch „Stilllegung bzw. den reduzierten Betrieb emissionsintensiver Altanlagen und den Neubau von Gaskraftwerken“ ermöglicht werden soll.

3 Altersstruktur der deutschen Kohlekraftwerke

3.1 Steinkohlekraftwerke

Der deutsche Kraftwerkspark basiert seit seiner Entwicklung auf der Nutzung des fossilen Brennstoffs Kohle. Im Jahr 2013 hatte die Braunkohle nach Angaben der AG Energiebilanzen einen Anteil von etwa 25 Prozent an der Bruttostromerzeugung, Steinkohle kam auf etwa 19

⁸ Verstärkte Stilllegungen der Steinkohlekraftwerke können diesen Effekt nicht mindern, da Steinkohle nicht so CO₂-intensiv ist wie Braunkohle. Zusätzlich gilt: Steinkohlekraftwerke, die aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt werden, erzeugen bereits heute nur relativ selten Strom, da sie erst nach Atomkraft-, Braunkohle und effizienteren Steinkohlekraftwerken abgerufen werden.

Prozent. Etwa 48 Prozent der Steinkohlekapazitäten liegen in Nordrhein-Westfalen, insbesondere im Ruhrgebiet, dem Zentrum der deutschen Kohlewirtschaft. Bis zum Auslaufen der Subventionen im Jahr 2018 wird in den Bergwerken des Ruhrgebiets auch noch deutsche Steinkohle gefördert und in den Kraftwerken energetisch genutzt. Der Rest der Steinkohlekraftwerke befindet sich überwiegend im Saarland und an mit Schiffen gut erreichbaren

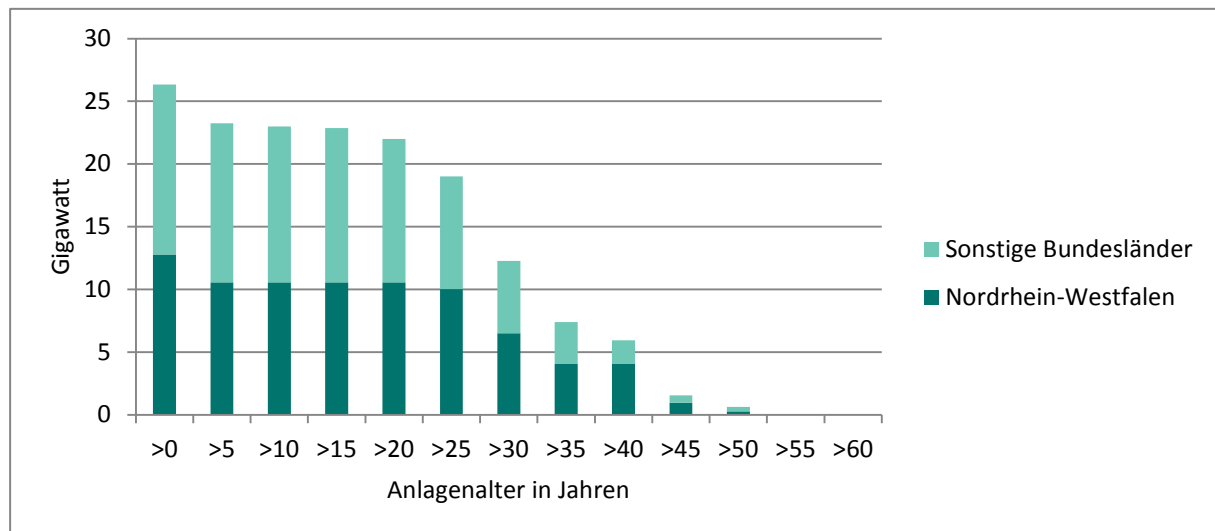


Abbildung 4: Altersstruktur der Steinkohlekraftwerke in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (BNetzA 2014).

Orten wie der Rheinschiene und den Küsten. Die deutschen Steinkohleimporte kommen hauptsächlich aus Russland, Kolumbien, den Vereinigten Staaten, Australien und Polen.

Abbildung 4 zeigt die Altersstruktur der deutschen Steinkohlekraftwerke. Mehr als die Hälfte der Kapazität von 26,5 Gigawatt (GW) sind älter als 30 Jahre. Nach einer längeren Phase mit wenigen Zubauten kam es zuletzt vermehrt zum Neubau von Steinkohlekraftwerken. Gegenwärtig sind ca. drei GW an Steinkohlekraftwerkskapazität in Bau, die zeitnah ans Netz gehen dürften.⁹ Weitere drei GW alter Kapazitäten sind bei der Bundesnetzagentur zur Stilllegung angemeldet.¹⁰

⁹ Es handelt sich hierbei um die Neubauprojekte Moorburg (2 x 830 MW), Großkraftwerk Mannheim/Block 9 (843 MW) sowie Wilhelmshaven (731 MW).

¹⁰ In der neuesten Stilllegungsliste der BNetzA vom 29.10.2014, die erst nach den Modellberechnungen veröffentlicht wurde, ist die Anzahl der zur Stilllegung von den Betreibern angemeldeten Steinkohlekapazitäten auf 4 GW angepasst worden.

3.2 Braunkohlekraftwerke

In Deutschland sind derzeit Braunkohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von knapp 21 GW in Betrieb, die sich auf die Reviere im Rheinland (rund zehn GW), in Mitteldeutschland und Helmstedt (rund drei GW) sowie in der Lausitz (rund sieben GW) konzentrieren (Abbildung 5). Der Zubau der Braunkohlekapazitäten erfolgte kontinuierlicher als bei der Steinkohle. Die den drei deutschen Tagebaurevieren zugeordneten Regionen weisen jedoch erhebliche Unterschiede in der Altersstruktur auf.

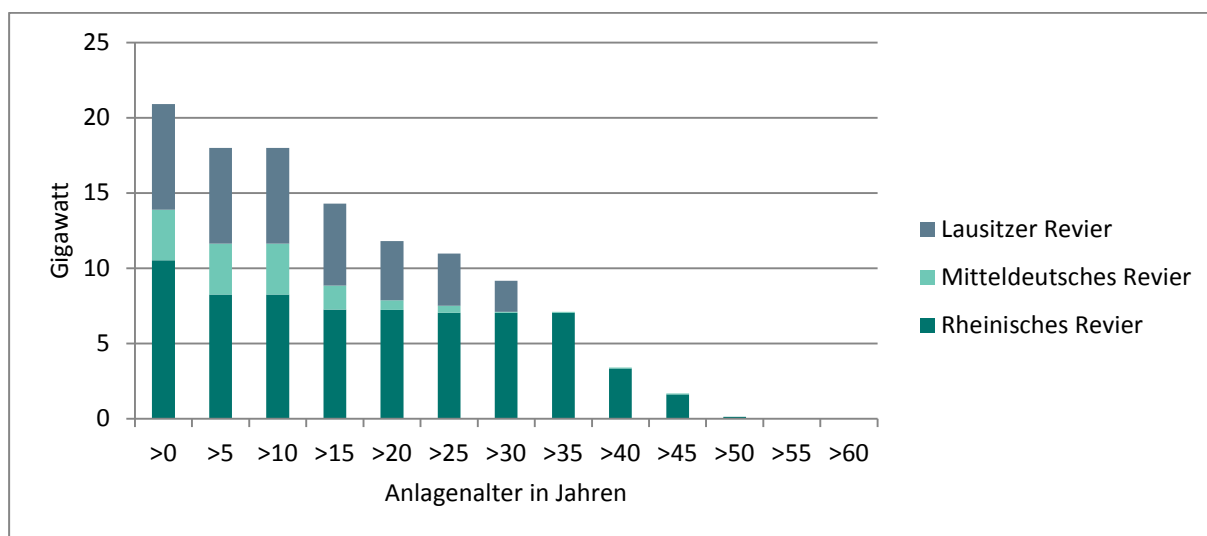


Abbildung 5: Altersstruktur der Braunkohlekraftwerke in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (BNetzA 2014).

In Nordrhein-Westfalen sind sieben GW installierter Leistung älter als 35 Jahre. Im Rheinischen Revier steht somit das älteste Drittel der deutschen Braunkohlekapazitäten. Zubau fand dort in den vergangenen Jahren nur vereinzelt statt. Kraftwerksneubauten, zum Beispiel am Standort Neurath, wo im Jahr 2012 zwei neue Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von 2,1 GW in Betrieb genommen wurden, bilden die Ausnahme. Hingegen sind die Kraftwerke des Mitteldeutschen Reviers überwiegend jünger als 20 Jahre. Im Lausitzer Braunkohlerevier wiederum stehen sowohl neuere als auch ältere Kraftwerke. Die ältesten Blöcke des Lausitzer Reviers befinden sich an den Standorten Boxberg und Jänschwalde, sie stammen noch aus den späten 1970er bzw. den 1980er Jahren. Diese Kraftwerke weisen allerdings ähnlich geringe Wirkungsgrade auf wie erheblich ältere Kraftwerke im Rheinland (Abbildung 6).

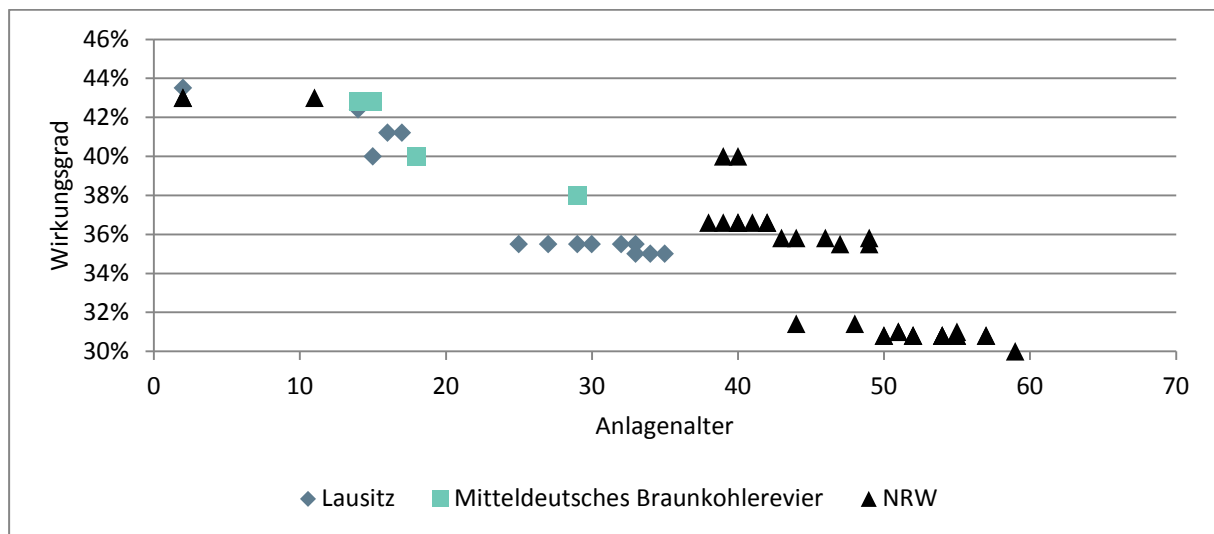


Abbildung 6: Regionale Verteilung, Alter und Wirkungsgrade der Braunkohlekraftwerke
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (BNetzA 2014) und eigenen Annahmen.

3.3 Notwendigkeit einer Anpassung der Erzeugungsstruktur

Da die Zusammensetzung eines Kraftwerksparks nur sehr langsam geändert werden kann, beeinflussen die vorhandenen Kapazitäten die CO₂-Emissionen für viele Jahre. Der deutsche Kraftwerkspark ist dabei noch immer geprägt von der Zeit der Gebietsmonopole des 20. Jahrhunderts, als erhebliche Überkapazitäten aufgebaut wurden. Etwa seit Beginn dieses Jahrzehnts lässt sich jedoch beobachten, dass die im Jahr 1998 eingeführte Marktliberalisierung, einhergehend mit der Auflösung der Gebietsmonopole, sowie der dynamische Zubau erneuerbarer Energien den Wettbewerb auf der Stromerzeugungsebene verschärfen. Inzwischen ist Strom auf der Großhandelsebene so günstig, dass Steinkohlekraftwerke an der Grenze der Wirtschaftlichkeit betrieben werden. Die Situation hat sich mit dem Jahr 2013 verschärft, da die Stromversorger seit diesem Jahr die Emissionszertifikate des EU-Emissionshandels komplett ersteigern müssen. Einstige Mitnahmeeffekte (engl. „windfall profits“), die in der jüngeren Vergangenheit eine Stütze für die Energieversorgungsunternehmen waren, fallen seitdem aus und machen wirtschaftlich bedingte Stilllegungen von Steinkohlekraftwerken in der nahen Zukunft wahrscheinlicher.

Eine Erholung der Großhandelspreise ist unter gegenwärtigen Bedingungen in der näheren Zukunft nicht zu erwarten. Gleichzeitig exportieren deutsche Erzeuger immer mehr Strom

ins Ausland. Im Jahr 2013 wurde mit einem Exportsaldo von 33,8 TWh ein neuer Rekord aufgestellt; dies entspricht über 5 Prozent der deutschlandweiten Nachfrage eines Jahres.

Die gegenwärtige Situation bietet die Chance einer Marktberreinigung. Eine kontrollierte und begrenzte Abschaltung von Kohlekapazitäten könnte die CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft verringern. Dabei würde der Großhandelspreis für Strom steigen. In der Folge könnte sich die Profitabilität von Erdgas-basierten Kraftwerken verbessern. Diese sind vergleichsweise emissionsarm und können zudem flexibler im Zusammenspiel mit fluktuierenden erneuerbaren Energien betrieben werden. Eine aus umweltpolitischen Gründen forcierte Abschaltung von Kohlekraftwerken bietet sich daher aufgrund der vorhandenen Überkapazitäten und der niedrigen Großhandelspreise derzeit an.

Neben Steinkohlekraftwerken sollte diese Marktberreinigung vor allem Braunkohlekraftwerke betreffen (vgl. Abschnitt 2.1), zumal die älteren Braunkohleblöcke die unflexibelsten, ineffizientesten und zudem CO₂-intensivsten Kraftwerke in Deutschland sind.¹¹ Eine Abschaltung dieser Kraftwerke würde zu einer Aufwertung der gegenwärtig weniger stark eingesetzten Kraftwerke führen und vergleichsweise wenig Erzeugungskapazität abziehen. Damit würden hohe Emissionsminderungen bei vergleichsweise geringem Einfluss auf die installierte Leistung erzielt. Durch die Stilllegung älterer Braunkohlekraftwerke, die neben den Altanlagen im Rheinischen Revier auch den Bestand in der Lausitz reduziert, könnte der Aufschluss neuer Tagebaue verzögert oder verhindert werden.

Bei einer Aufrechterhaltung des gegenwärtigen Niveaus der Braunkohleverstromung müssten in den nächsten Jahren 3.300 Menschen in der Lausitz und dem Mitteldeutschen Raum sowie über 3.000 Menschen in NRW ihre Wohnorte für den Tagebaubetrieb räumen (Oei u. a. 2014a). Da die Mehrheit der externen Kosten der Kohleverstromung nicht eingepreist ist, bleibt zu befürchten, dass alte Braunkohlekraftwerke durch technische Maßnahmen noch länger am Netz gehalten werden.¹² Selbst die offiziell erwarteten Rückgänge der CO₂-Emissionen der Elektrizitätswirtschaft, die hauptsächlich auf einem Rückgang der Stromerzeugung aus Braunkohle beruhen, wären dann nicht mehr zu erreichen (Abschnitt 2.1). Die

¹¹ Diese Braunkohleblöcke haben Wirkungsgrade von 32-37 Prozent sowie spezifische CO₂-Emissionen von 1200-1300 g/kWh_{el}.

¹² Zu den nicht internalisierten Kosten des CO₂-Ausstoßes zählen insbesondere die nur teilweise monetarisierbaren Auswirkungen von Luftschadstoffemissionen (Stickoxide, Schwefeloxide, Feinstaub, Quecksilber), Eingriffen in den Wasserhaushalt, großflächigen Landschaftsverbrauch und Umsiedlungen für neue Tagebaue.

wirtschaftlich bedingten Stilllegungen älterer Steinkohlekraftwerke, die zum Abbau der Überkapazitäten im deutschen Markt führen, können nur einen kleinen Beitrag zur Dekarbonisierung des Stromsektors beitragen. Um das Minderungsziel für 2020 zu erreichen, muss daher zwingend ein Fokus auch auf die Reduzierung der Stromerzeugung aus Braunkohle gelegt werden.

4 Modellrechnungen

4.1 Modellkalibrierung, Daten und Annahmen

Die Modellierung der Preis- und Mengeneffekte von Kraftwerksstilllegungen kann mit unterschiedlichem Detaillierungsgrad durchgeführt werden. Im vorliegenden Gutachten kamen unterschiedliche Spezifizierungen der ELMOD-Modellfamilie zum Einsatz. ELMOD (ELEktrizi-tätsMODell) löst ein technisch-ökonomisches Optimierungsproblem, das sowohl für Kraftwerkseinsatzberechnungen als auch dynamischen Kraftwerksausbau eingesetzt werden kann (Leuthold u. a. 2012). In der Anwendung auf Deutschland mit einer Detailtiefe von 438 Netzknoten sowie einer blockscharfen Abbildung des Kraftwerksparks sowie einer hochdetaillierten Abbildung der Auslandsverbindungen stellt die ELMOD-Modellfamilie heute den aktuellen Rand der Forschung dar und ist durch eine Vielzahl von referierten Fachaufsätzen international bewährt (u.a. Egerer u. a. 2013; Kunz 2013). Sowohl die verwendeten Daten als auch der Modellansatz sind transparent publiziert und verwenden öffentlich zugängliche Daten, die in ausführlichen Datendokumentationen beschrieben sind (Egerer u. a. 2014; Schröder u. a. 2013).

Tabelle 1 zeigt die drei im Rahmen des Gutachtens verwendeten Modelle:

- ELMOD-LP ist ein lineares Kraftwerkseinsatzmodell, das einen stündlichen kostenminimalen Kraftwerkseinsatz einer gegebenen Residuallast mit historisch festgesetzten Import- und Exportwerten abbildet; eine ausführliche Darstellung findet sich in der Data Documentation von (Egerer u. a. 2014). Das Modell wird insbesondere zur Ermittlung von Benchmarks verwendet und ist bei Vernachlässigung der Netznebenbedingungen mit ca. 10 Minuten Rechenzeit pro Szenario sehr nutzerfreundlich;
- ELMOD-MIP (mixed-integer programming) ist ein gemischt-ganzzahliges Modell, das durch Minimierung der Systemkosten den Kraftwerkseinsatz berechnet, und beinhal-

tet eine wesentlich genauere Darstellung der An- und Abfahrvorgänge einzelner Kraftwerksblöcke sowie des Zusammenspiels mit dem Regelenergiemarkt; eine genauere Erläuterung des Modells findet sich in Lorenz und Gerbaulet (2014). ELMOD-MIP wird mit einer Vorlösung aus ELMOD-LP gestartet, sodass die Rechenzeit parallelisiert ca. 2 Stunden pro Szenario beträgt. Dabei werden 53 Wochenblöcke werden separat gelöst;

- für detaillierte Berechnungen eignet sich „rolling ELMOD“, bei dem der gesamte zeitliche Ablauf entlang Day-ahead, Intraday- sowie Regelenergiemärkten berücksichtigt wird. Aufgrund der Komplexität wird hier eine Rechenlaufzeit von bis zu 30 Stunden benötigt (vgl. DIW Discussion Paper 1301, (Abrell und Kunz 2013)).

Modell	ELMOD-LP	ELMOD-MIP	Rolling Elmod
Typ	Dispatch	Unit Commitment + Dispatch +Regelenergie	Unit Commitment + Dispatch + Regelenergie [Intraday, Redispatch]
Modell	deterministisch, lineares Problem (LP)	deterministisch, gemischt-ganzzahlig (MIP)	deterministisch, gemischt-ganzzahlig (MIP)
Modellhorizont	8760h / 53x168h (bei Berücksichtigung von Netznebenbedingungen)	53x168h basierend auf LP-Preolve	36h (rollierend)
Region	DE + fixe Ex-/Importe	DE + fixe Ex-/Importe	DE + fixe Ex-/Importe
Basisjahr	2012	2013	2012
Kraftwerke	blockscharf	Blockscharf	Blockscharf
Erneuerbare	Zeitreihen von ÜNB	Min. Erzeugung, Start-up Kosten, min./max. Ausschalt Dauern, Ramping Zeitreihen von ÜNB	Min. Erzeugung, Start-up Kosten, min./max. Ausschalt dauern Erzeugungskapazität basierend auf Zeitreihen von ÜNB
KWK	Mindestlast mit stündlichem Profil	Tagesmitteltemperaturabhängige Mindestlast, Reduktion der Maximallast bei kalter Temperatur	Mindestlast mit stündlichem Profil
Rechenlaufzeit	ca. 10 Min.	ca. 2h (parallelisiert)	ca. 30h (inkl. Intraday und Redispatch)
Referenz	DIW Data Documentation 72	DIW Discussion Paper 1400	DIW Discussion Paper 1301

Tabelle 1: Vergleich der verwendeten Ausprägungen der ELMOD-Modellgruppe

Quelle: Eigene Darstellung.

Da in diesem Gutachten die Preis- und Mengeneffekte in Deutschland im Vordergrund stehen, beschränkt sich die Darstellung des Auslands auf feste stündliche Import- und Exportwerte. Des Weiteren wird auf eine räumliche Darstellung und Interaktion mit dem Stromnetz verzichtet. Die Datendokumentation des ELMOD-LP Modells beinhaltet weitere Daten und Annahmen, insbesondere für diesen Fall wichtige Parameter wie Kraftwerksverfügbarkeiten, Emissionen und Wirkungsgrade (Egerer, et al., 2014).

ELMOD-MIP ist ein blockscharfes Kraftwerkseinsatzmodell. Es wird hier auf einen Datensatz für Deutschland angewendet. Bei gegebenen Inputdaten zu Kraftwerken und deren technischen Eigenschaften, Nachfragedaten, der Verfügbarkeit erneuerbarer Energie sowie Austauschflüssen mit dem Ausland wird der Einsatz (Dispatch) der Kraftwerke und Pumpspeicher unter Unit-Commitment-Restriktionen ermittelt. Dieses ermöglicht die Abbildung der Anfahr- und Abfahrvorgänge einzelner Kraftwerksblöcke, die auch mit entsprechenden Kosten berücksichtigt werden. Die Flexibilität einzelner Kraftwerksblöcke wird über maximale Laständerungsgradienten- und Kosten und Minimallastrektionen abgebildet. Weiterhin werden die Dauern der An- und Abschaltvorgänge über minimale An- und Ausschalt Dauern modelliert. Die Zeitreihen zu Nachfrage und Erneuerbaren stammen von den Übertragungsnetzbetreibern (50Hertz 2014; Amprion 2014; ENTSO-E 2013; TenneT 2014; TransnetBW 2014).

Der in dem Modell ermittelte Kraftwerkseinsatz wird von einer Reihe von Parametern beeinflusst. Einerseits determiniert die Stromnachfrage die insgesamt erzeugte Strommenge. Gleichzeitig stellen viele KWK-Kraftwerke Wärme bereit. Bei geringen Temperaturen müssen sie angeschaltet sein und dabei gleichzeitig Strom erzeugen. Sie sind daher inflexibler gegenüber Kraftwerken, die lediglich Strom bereitstellen. Die Abbildung dieser Restriktionen erfolgt für diese Kraftwerke über temperaturabhängige Nebenbedingungen, die eine Mindestenergieerzeugung für Kraftwerke mit Wärmeauskopplung darstellen. Dies erhöht vor allem die Erzeugung von Gaskraftwerken, da diese aufgrund ihrer vergleichsweise hohen Grenzkosten in Stunden geringer Stromnachfrage nicht produzieren würden. Innerhalb des Modelles gibt es keine Unsicherheit bezüglich der Variabilität der Nachfrage oder Einspeisung erneuerbarer Energien. Das Modell wird in 53 unabhängigen Wochenblöcken gelöst, deren Startwerte auf einer linearen Gesamtbetrachtung des ganzen Jahres beruhen.

Abbildung 7 sowie Abbildung 8 zeigen repräsentativ für das Modell ELMOD-MIP die Kalibrierung für das Jahr 2013, d.h. die tatsächlichen Mengen bzw. Preisdauerlinie sowie die Ergebnisse des Modells. Die Übereinstimmung zwischen Modell und realen Daten im Kernbereich ist außerordentlich hoch; die größte Abweichung der Modelldaten zum Benchmark ist bei Steinkohlekraftwerken zu beobachten.¹³

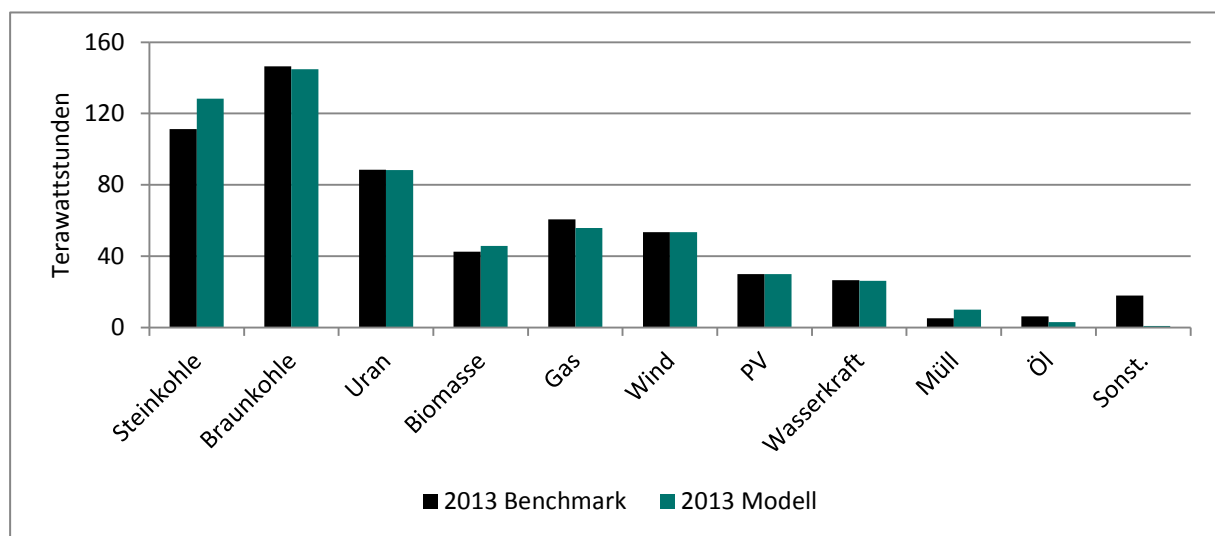


Abbildung 7: Vergleich von Stromproduktion 2013 und Modellkalibrierung von ELMOD-MIP

Quelle: Eigene Berechnungen.

Der Vergleich der tatsächlich in 2013 beobachteten Preisdauerlinie und den Modellergebnissen in Abbildung 8 zeigt ebenfalls eine sehr gute Übereinstimmung. Der Durchschnittspreis im Jahr 2013 lag bei 37,78 €/MWh (Phelix Base Spot), im Modell bei 35,60 €/MWh. Diese leichte Unterschätzung ergibt sich durch die Modellannahme perfekten Wettbewerbes und fehlender Unsicherheit bezüglich der Zukunft. Darüber hinaus sind die berechneten Preise eine mathematische Interpretation des Kraftwerkseinsatzes und stellen eine Approximation dar, die einige Einflussfaktoren nicht einbeziehen kann, wie z.B. Start- bzw. Lastwechselkosten. An den Rändern der Preisdauerlinie gibt es größere Abweichungen, durch nur schwer im Modell abbildbare negative Preise (im rechten Bereich) sowie leichte Ungenauigkeiten durch fixierten Außenhandel (im linken Bereich) erklärt werden können.

¹³ Die beobachtete Differenz bei der Steinkohle ist auf eine unterschiedliche Abgrenzung zurückzuführen, da ein Teil der „Sonstigen“ Kapazitäten de facto Steinkohlekraftwerke sind; vgl. BMWi (2014): Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi. Darüber hinaus haben KWK-Nebenbedingungen und andere Faktoren nicht im Modell abbildbare Einflüsse auf den Kraftwerkseinsatz.

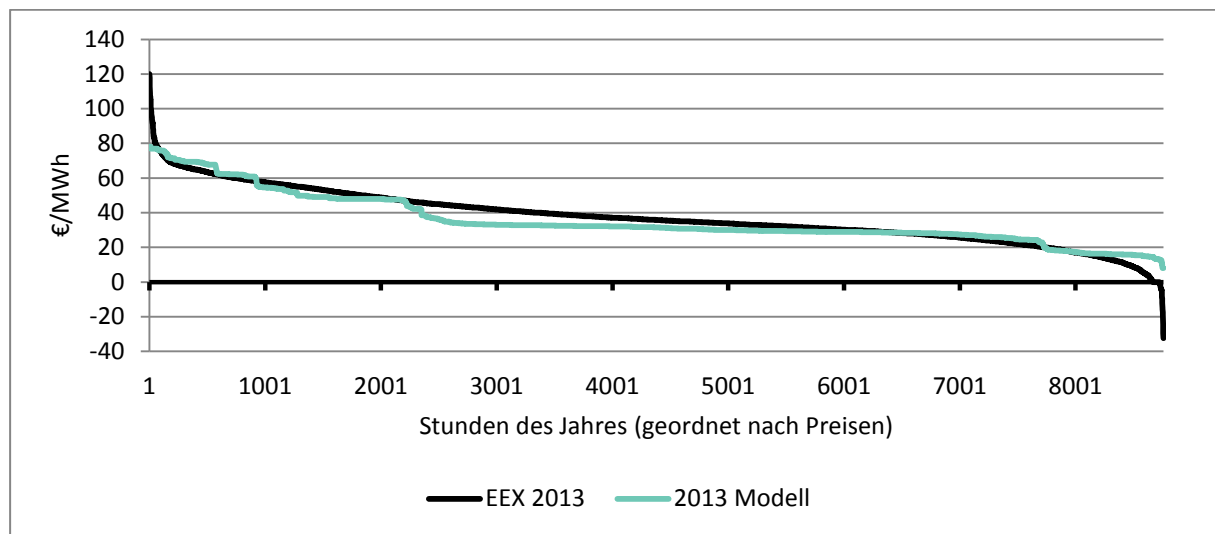


Abbildung 8: Vergleich der Preisdauerlinien für 2013 und Modellkalibrierung von ELMOD-MIP

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.2 Szenarien von Kraftwerksanpassungen

4.2.1 Basisszenario

Um die Folgen von Kraftwerksstilllegungen abschätzen zu können, wurden im Rahmen der Studie mehrere Modellrechnungen durchgeführt und die aus unterschiedlichen Szenarien resultierenden Auswirkungen berechnet. Im Fokus standen dabei Erzeugungsmengen und CO₂-Emissionen in Deutschland sowie die Auswirkungen auf die Erzeugungskosten. In den folgenden Abschnitten werden die Auswirkungen der Szenarien dieser Kraftwerksanpassung dargestellt. Es wird nicht unterschieden, welche Instrumente zu dieser Kraftwerksanpassung führen, z.B. freiwilliger Rückbau, spezifische Emissionsgrenzwerte (Ziehm u. a. 2014) oder Kohleausstiegsgesetz; eine umfassende Diskussion möglicher Instrumente findet sich bei Oei u. a. (2014a).

Unter Einbeziehung der bereits öffentlich angemeldeten Kraftwerksabschaltungen und der für die kommenden Jahre noch erwarteten Kraftwerkszubauten wurden ein Basisszenario und drei weitere Szenarien definiert. Im Basisszenario wird unterstellt, dass die bei der Bundesnetzagentur zur Stilllegung angemeldeten Steinkohlekraftwerke tatsächlich vom Netz gehen. Bei der Braunkohle wird lediglich 0,1 GW (Goldenberg in Hürth) abgeschaltet. Darüber hinaus erfolgen keine zusätzlichen Stilllegungen. In allen Szenarien werden außerdem drei GW an neuen Steinkohlekapazitäten hinzugefügt, die in den nächsten Jahren ans Netz

gehen sollen; somit ändert sich die installierte Kohlekapazität im Vergleich zu 2014 praktisch nicht.

4.2.2 Drei verschiedene Abschaltscenarien

Neben dem Basisszenario wurden drei hypothetische Entwicklungspfade definiert, die jeweils unterschiedliche zusätzliche Kraftwerksstilllegungen annehmen, um somit zur Erreichung des Klimaschutzziels für 2020 beizutragen. Aufgrund der fehlenden Marktanreize ist zu befürchten, dass alte Braunkohlekraftwerke durch technische Maßnahmen noch länger am Netz bleiben und dadurch die Ziele der Energiewende behindern. Daher werden in den verschiedenen Szenarien neben Steinkohlekapazitäten insbesondere verstärkt Braunkohlekapazitäten aus dem Markt genommen, um die Klimaziele zu erreichen (Abschnitt 2.1).

Die Szenarionamen spezifizieren die Kapazität an Steinkohle (S) bzw. Braunkohle (B) in Gigawatt, die dem Markt (relativ zum Basisszenario) durch zusätzliche Stilllegungen entzogen werden. Die Abbildung 9 zeigt die Änderung der Steinkohlekapazitäten zwischen 2014 und dem verwendeten Basisszenario (links) sowie die zusätzlichen Kapazitätsstilllegungen in den einzelnen Szenarien (rechts). Die drei Szenarien sind:

- B3: wie Basisszenario, zusätzliche Stilllegung von etwa drei GW Braunkohle;
- S3B6: wie Basisszenario, zusätzliche Stilllegung von etwa drei GW Steinkohle und sechs GW Braunkohle;
- S3B10: wie Basisszenario, zusätzliche Stilllegung von etwa drei GW Steinkohle und zehn GW Braunkohle.

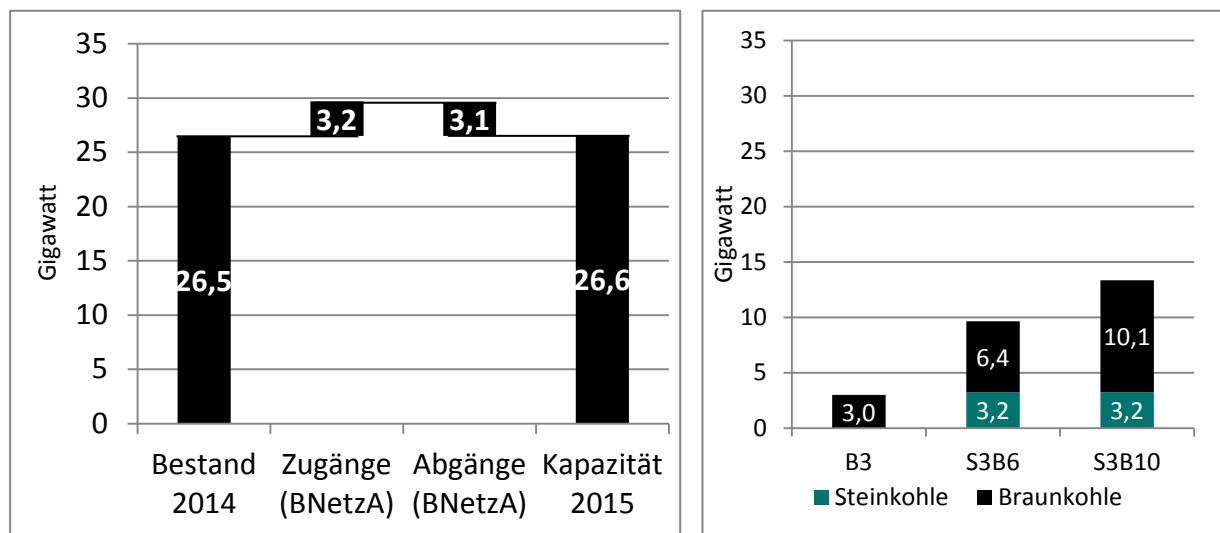


Abbildung 9: Änderung der Steinkohlekapazitäten zwischen 2014 und 2015 (links) und Kapazitätsstilllegungen in den einzelnen Szenarien (rechts)

Quelle: Eigene Rechnungen und Annahmen basierend auf BNetzA (2014).

Für die zusätzlichen Kraftwerkstilllegungen werden die ältesten Kraftwerke mit entsprechend niedrigen Wirkungsgraden ausgewählt.¹⁴ Grund für diese Auswahl ist, dass diese Kraftwerke grundsätzlich vergleichsweise hohe variable Kosten, hohe spezifische Emissionen und eine geringe Flexibilität der Erzeugung aufweisen. Im Bereich der Braunkohle wurden sowohl alte Blöcke aus dem Rheinischen als auch vergleichbar ineffiziente Blöcke aus dem Lausitzer Revier aus dem Markt genommen. Tabelle 2 und Tabelle 3 geben die Kraftwerksblöcke an, die für die Szenariorechnungen vom Markt genommen wurden. In Abbildung 10 ist zu erkennen, dass sich ein Großteil der Kraftwerke in Norddeutschland und insbesondere in Nordrhein-Westfalen befindet.

¹⁴ Es werden bei der Berechnung nur Kraftwerke mit einer Mindestgröße von 100 MW betrachtet.

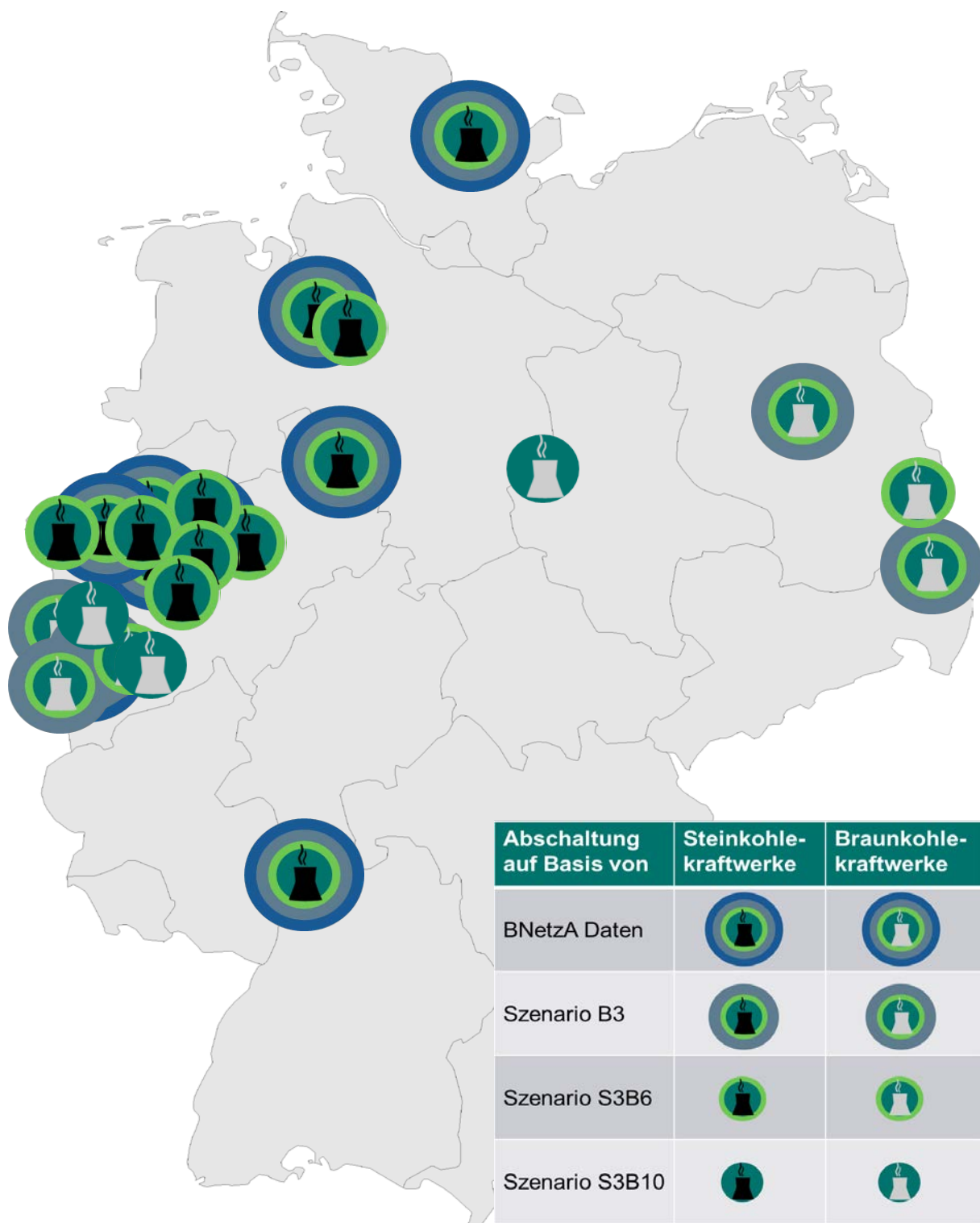


Abbildung 10: Abschaltung von älteren Kohlekraftwerken in den Szenarien

Quelle: Eigene Darstellung

Kraftwerk	Kapazität [MW]	Inbetrieb- nahme	Basis	B3	S3 B6	S3 B10	Grundlage
Bremen-Hafen Block 5	127	1968	x	x	x	x	BNetzA
Gemeinschaftskraftwerk Kiel	323	1970	x	x	x	x	BNetzA
Gemeinschaftskraftwerk Veltheim Block 3	303	1970	x	x	x	x	BNetzA
Großkraftwerk Mannheim Block 3	203	1966	x	x	x	x	BNetzA
Großkraftwerk Mannheim Block 4 ¹⁵	203	1970	x	x	x	x	BNetzA
Herne Block 2 ¹⁵	133	1963	x	x	x	x	BNetzA
Knepper Block C	345	1971	x	x	x	x	BNetzA
Scholven Block D	345	1970	x	x	x	x	BNetzA
Scholven Block E	345	1971	x	x	x	x	BNetzA
Scholven Block F	676	1979	x	x	x	x	BNetzA
Walsum Block 7	129	1959	x	x	x	x	BNetzA
Farge	350	1969	-	-	x	x	Szenario
Gersteinwerk	658	1984	-	-	x	x	Szenario ¹⁶
Herne Block 3	280	1966	-	-	x	x	Szenario
Lünen Block 7	324	1969	-	-	x	x	Szenario
Scholven Block B	345	1968	-	-	x	x	Szenario
Scholven Block C	345	1969	-	-	x	x	Szenario
Voerde-West 1	322	1971	-	-	x	x	Szenario
Voerde-West 2	318	1971	-	-	x	x	Szenario
Westfalen Block C	305	1969	-	-	x	x	Szenario ¹⁶

Tabelle 2: Übersicht der Abschaltung von Steinkohlekraftwerken in den verschiedenen Szenarien

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BNetzA (2014).

¹⁵ Bereits endgültig stillgelegt.¹⁶ Wurden auch in der neuesten Stilllegungsliste der BNetzA vom 29.10.2014 aufgenommen. RWE hatte im August 2014 angekündigt den Block C des Kraftwerkes Westfalen in Hamm ab Anfang 2016 sowie den Steinkohleanteil des Gersteinwerkes in Werne ab dem ersten Quartal 2017 aus wirtschaftlichen Gründen vom Netz zu nehmen.

Kraftwerk	Kapazität [MW]	Inbetrieb- nahme	Basis	B3	S3B6	S3B10	Grund- lage
Goldenberg E + F (Hürth)	151	1992/93	x	x	x	x	BNetzA
Boxberg Block III-N	489	1979	-	x	x	x	Szenario
Boxberg Block III-P	489	1980	-	x	x	x	Szenario
Frimmersdorf Block P	284	1966	-	x	x	x	Szenario
Frimmersdorf Block Q	278	1970	-	x	x	x	Szenario
Klingenberg	164	1981	-	x	x	x	Szenario
Niederaußem Block C	294	1965	-	x	x	x	Szenario
Niederaußem Block D	297	1968	-	x	x	x	Szenario
Weisweiler Block E	312	1965	-	x	x	x	Szenario
Weisweiler Block F	304	1967	-	x	x	x	Szenario
Jänschwalde Block A	465	1981	-	-	x	x	Szenario
Jänschwalde Block B	465	1982	-	-	x	x	Szenario
Jänschwalde Block C	465	1984	-	-	x	x	Szenario
Jänschwalde Block D	465	1985	-	-	x	x	Szenario
Jänschwalde Block E	465	1987	-	-	x	x	Szenario
Jänschwalde Block F	465	1989	-	-	x	x	Szenario
Niederaußem Block E	295	1970	-	-	x	x	Szenario
Niederaußem Block F	299	1971	-	-	x	x	Szenario
Buschhaus Block D	352	1985	-	-	-	x	Szenario
Neurath Block A	277	1972	-	-	-	x	Szenario
Neurath Block B	288	1972	-	-	-	x	Szenario
Neurath Block C	292	1973	-	-	-	x	Szenario
Neurath Block D	607	1975	-	-	-	x	Szenario
Neurath Block E	604	1976	-	-	-	x	Szenario
Niederaußem Block G	653	1974	-	-	-	x	Szenario
Niederaußem Block H	648	1974	-	-	-	x	Szenario

Tabelle 3: Übersicht der Abschaltung von Braunkohlekraftwerken in den verschiedenen Szenarien

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BNetzA (2014).

5 Ergebnisse der Szenarien

5.1 Beispielrechnungen für Szenario S3B6

Im Folgenden werden die Modellergebnisse dargestellt. Der Fokus liegt dabei auf Szenario S3B6, da es eine ausgewogene Balance aus Emissionsminderung und Kraftwerksstilllegungen darstellt. Dieses Szenario sieht die Abschaltung von 3 GW Steinkohle- und 6 GW Braunkohlekraftwerken vor. Dafür wurden Kraftwerksblöcke mit den niedrigsten Wirkungsgraden bzw. den höchsten spezifischen CO₂-Emissionen herangezogen; darüber hinaus wurde auch auf eine gleichmäßige regionale Verteilung geachtet (Tabelle 2 und Tabelle 3).

5.1.1 Stromerzeugung und CO₂-Ausstoß im Szenario S3B6

In den folgenden Abschnitten werden die Veränderungen der Stromerzeugungsstruktur sowie die entsprechenden Änderungen der CO₂-Ausstöße dargestellt. Im Vergleich zum Basisszenario geht die Braunkohleverstromung deutlich um 40 TWh zurück; sie wird weitgehend durch eine Steigerung von Steinkohle- (+13 TWh) und Erdgasverstromung (+26 TWh) ersetzt (Abbildung 11). Die erhöhte Produktion der Steinkohlekraftwerke ist Resultat einer höheren Auslastung der verbliebenen Kapazitäten.

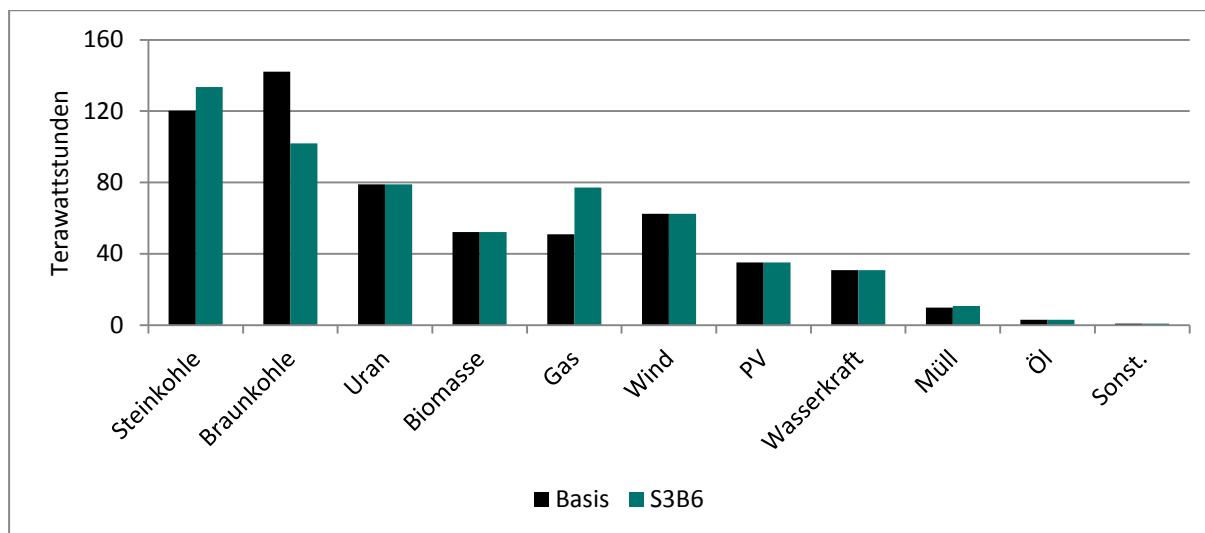


Abbildung 11: Erzeugungsmengen für Szenario S3/B6

Quelle: Eigene Berechnungen.

Dementsprechend verändern sich auch die Emissionen der einzelnen Brennstoffgruppen. Die höchste CO₂-Emissionsreduktion gegenüber dem Basisszenario ergibt sich mit 46 Millionen Tonnen durch den Rückgang der Braunkohleverstromung (Abbildung 12). Gleichzeitig stei-

gen die Emissionen der Steinkohle um elf Millionen Tonnen; auch die Emissionen der Erdgaskraftwerke steigen mit einem Plus von elf Millionen Tonnen leicht an. Insgesamt ergibt sich eine CO₂-Reduktion von 23 Millionen Tonnen gegenüber dem Basisszenario, in dem abgesehen von offiziell angemeldeten Abgängen keine weiteren Kraftwerke stillgelegt werden. Diese Emissionsminderung entsteht allein aufgrund der Kraftwerksstilllegungen der Szenarien. Durch die Stilllegung von ohnehin abgemeldeten Kohlekraftwerken (drei GW) werden weitere Emissionsminderungen erzielt.

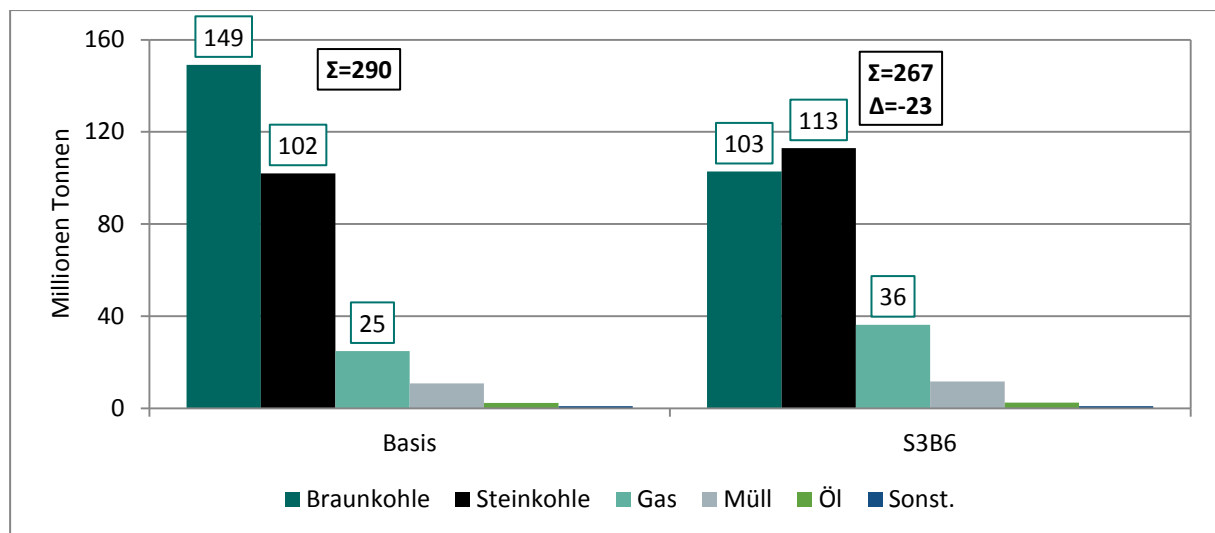


Abbildung 12: Veränderung der CO₂-Emissionen für Szenario S3B6

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.1.2 Strompreise im Szenario S3B6

Abbildung 13 zeigt die Veränderung der Preisdauerlinie für das Szenario S3B6 im Verhältnis zum Basisszenario. Da durch die exogenen Kraftwerksabschaltungen vorrangig Kapazitäten mit geringen variablen Kosten außer Betrieb genommen werden, steigt der Preis in den meisten Stunden des Jahres an. Der durchschnittliche Großhandelspreis steigt gegenüber dem Basisszenario von knapp 38 €/MWh auf 51 €/MWh um gut 13 €/MWh beziehungsweise um ein Drittel.

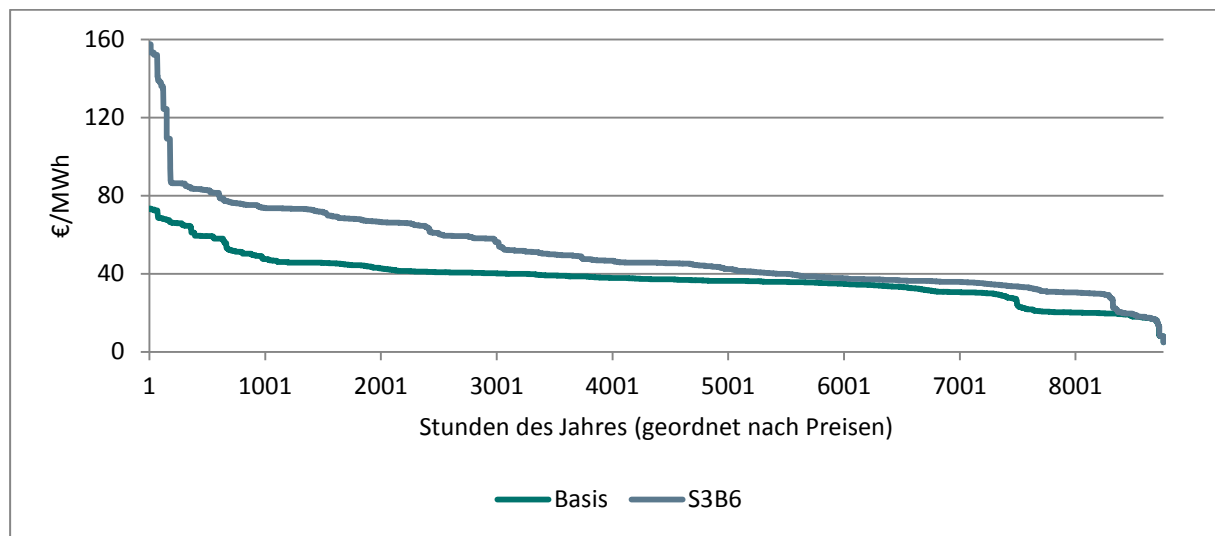


Abbildung 13: Veränderung der Preisdauerlinie im Szenario S3B6 im Vergleich zum Basisszenario

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.2 Weitere Szenariorechnungen für B3 und S3B10

5.2.1 Stromerzeugung und CO₂-Ausstoß in den Szenarien B3 und S3B10

Die beiden anderen Szenarien zeigen dieselben Tendenzen in Bezug auf Strommengen und CO₂-Einsparungen, jedoch fallen die Effekte unterschiedlich stark aus. Die Höhe der Veränderung ist ein Indikator für die Sensitivität der Modellergebnisse. Abbildung 14 zeigt die Strommengen aller gerechneten Szenarien. Im Szenario B3 werden „nur“ 3 GW Braunkohlekraftwerke vom Netz genommen. Stärkere Effekte lassen sich im Szenario S3B10 beobachten wo neben 3 GW Steinkohle 10 GW Braunkohlekapazitäten vom Markt genommen werden.

Werden nur drei GW Braunkohlekraftwerke vom Netz genommen (B3), geht die Braunkohleverstromung gegenüber dem Basisszenario um 19 TWh zurück, die Steinkohleverstromung nimmt um zwölf TWh zu (Abbildung 14). Gaskraftwerke profitieren nur wenig von der Abschaltung, da Braunkohleerzeugung hauptsächlich durch Steinkohle ersetzt wird. In Szenario S3B10 tritt hingegen in vielen Stunden des Jahres eine Saturierung der Steinkohleverstromung auf, sodass zunehmend Gaskraftwerke zur Kompensation der Braunkohlestromreduktion eingesetzt werden. In diesem Fall ginge die Braunkohleverstromung gegenüber dem Basisszenario um 66 TWh zurück; neben der Steinkohle (+ 22 TWh) würde vor allem die Erdgasverstromung mit zusätzlich 41 TWh profitieren.

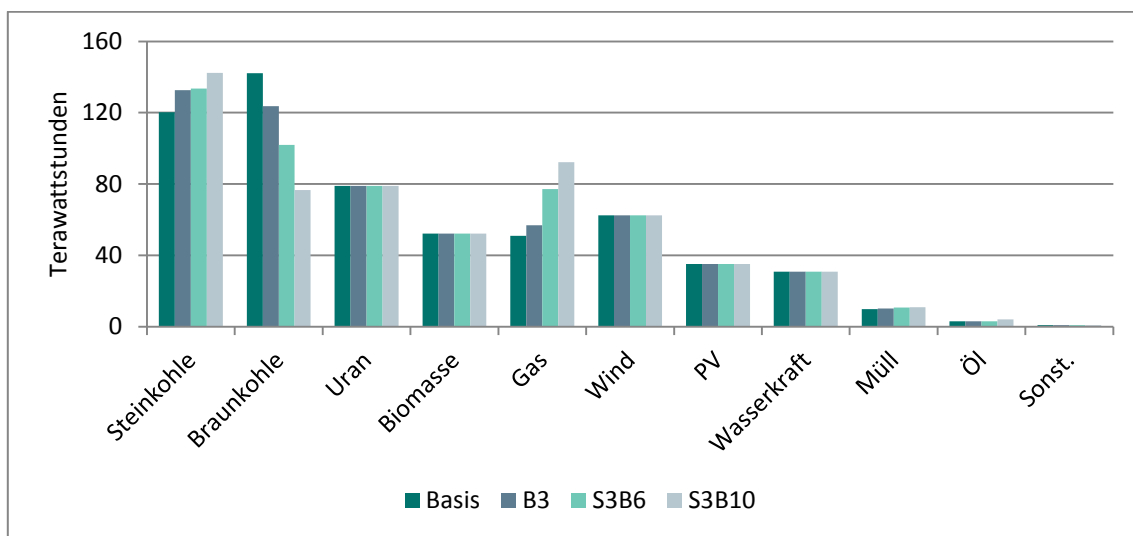


Abbildung 14: Veränderung der Strommengen nach Energieträger in drei Szenarien

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Emissionen der Szenarien sind in Abbildung 15 dargestellt; die dargestellten Differenzen beziehen sich auf das Basisszenario. Im Szenario B3 fallen die CO₂-Einsparungen mit 7 Mt moderat aus. Durch erhöhte Steinkohleverstromung ergibt sich eine Veränderung der Emissionen von +11 Mt, ebenso bei den Gaskraftwerken. Die Reduktion der Braunkohleemissionen im Szenario S3B6 ist erwartungsgemäß mit 74 Megatonnen am höchsten. Die Steinkohleemissionen (+18 Mt) und Gas (+19 Mt) nehmen gegenüber 2019 zu, sodass sich eine Gesamteinsparung von 35 Mt einstellt.

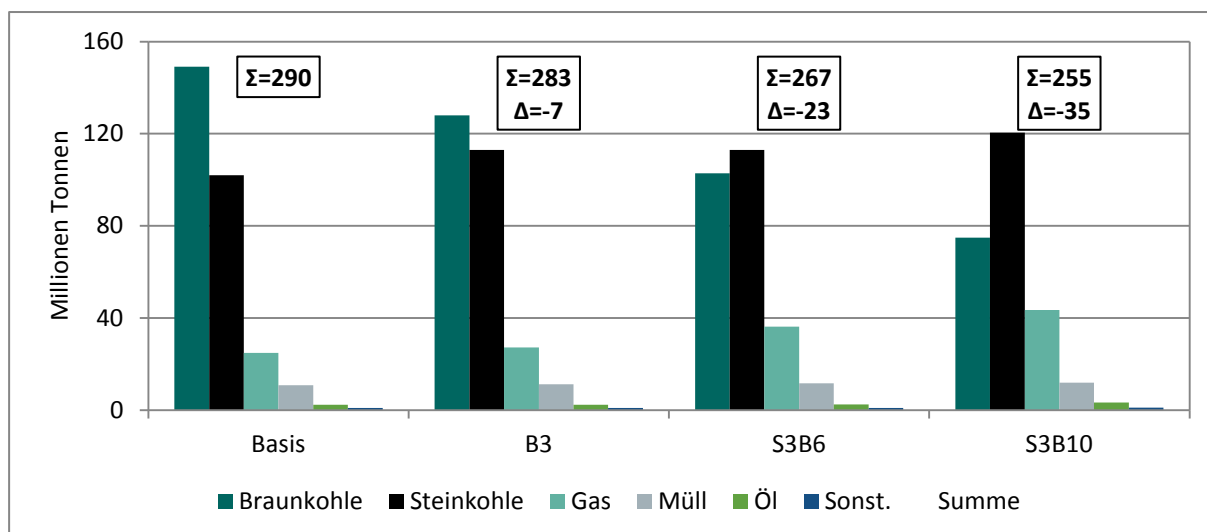


Abbildung 15: Verbleibende CO₂-Emissionen und Veränderung in den Szenarien relativ zum Basisszenario

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.2.2 Vergleich: Stromerzeugung und Emissionen in allen drei Szenarien

In allen betrachteten Szenarien wird die Sensitivität der Abschaltung von Braunkohlekraftwerken auf die Erzeugungsmengen von Steinkohle- und Gaskraftwerken deutlich (Abbildung 16). Während im Szenario B3 der Anstieg der Steinkohleverstromung gegenüber Gas am höchsten ist, ist ein umgekehrter Effekt beim Übergang von Szenario S3B6 zu S3B10 zu erkennen. Dies liegt an der Platzierung der Kraftwerke innerhalb der Merit Order. Im Szenario S3B10 sind Gaskraftwerke somit zunehmend preisbestimmend, was zu einem Preisanstieg führt.

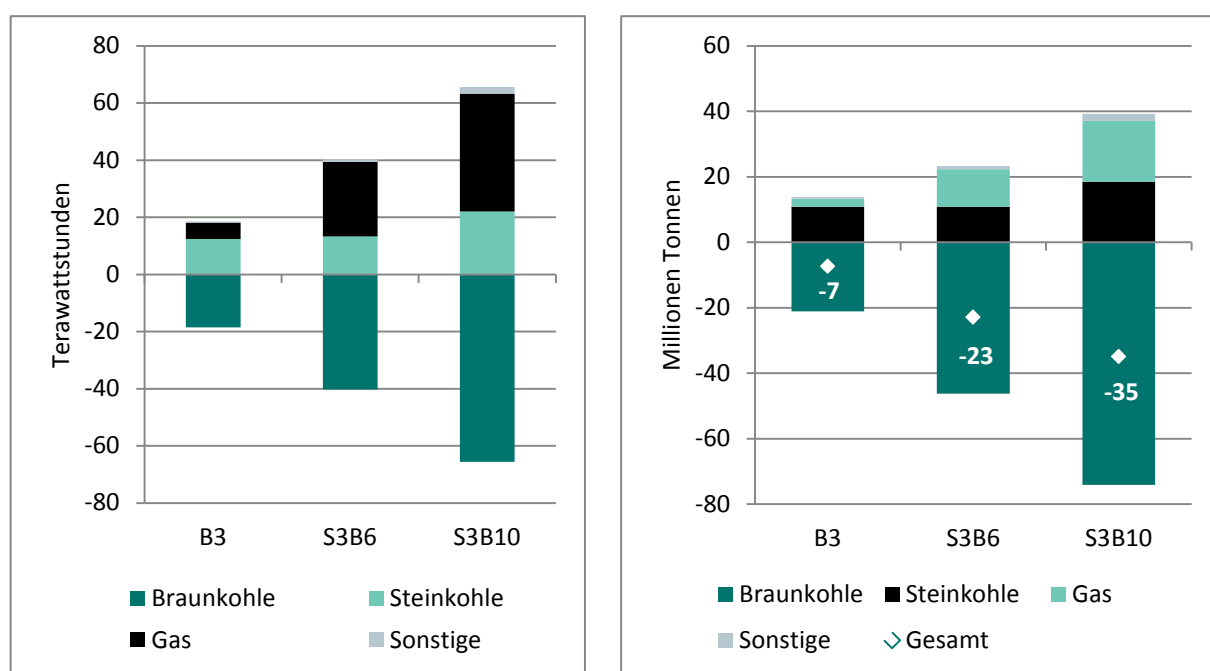


Abbildung 16: Änderungen der Stromerzeugungen (links) und der Emissionen (rechts) im Vergleich zum Basisszenario

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.2.3 Strompreise in den Szenarien B3 und S3B10

Abbildung 17 zeigt die Preisdauerlinien aller Szenarien. Gegenüber dem Basisszenario ist der Preisanstieg des Szenario B3 mit 3,62 €/MWh (0,362 Ct/kWh) relativ klein. Modellinduzierte Sondereffekte wie Preisspitzen sind erwartungsgemäß nicht zu beobachten. Die starke Reduktion der Braunkohleverstromung im Szenario S3B10 führt zu einer Preissteigerung um 24,43 €/MWh (2,443 Ct/kWh). Da in diesem Szenario zunehmend Gaskraftwerke preissetzend sind, ist der Preisanstieg deutlicher zu beobachten als in den anderen Szenarien, insbe-

sondere in der linken Hälfte der Preisdauerlinie, in der die Preise stärker ansteigen als in den anderen Szenarien. Dies zeigt sich an der Überschreitung von 50 €/MWh schon ab ca. 4000 Stunden. Innerhalb des Modelles werden Im- und Exporte als exogen gegeben und keine Flexibilität auf der Nachfrageseite angenommen.¹⁷ Es ist davon auszugehen, dass sich die hohen angenommenen Nettoexporte von 33,8 TWh im Szenario S3B10 nicht aufrechterhalten lassen. Bei den auf Deutschland fokussierten Modellrechnungen ergeben sich in diesem Szenario relativ deutliche Knappheitspreise. Diese dürften jedoch bei Berücksichtigung des Auslands durch Exportrückgang abgedämpft werden. Trotzdem erlauben die Ergebnisse den Schluss, dass das Stilllegungsvolumen des Szenarios S3B10 einen verstärkten Kapazitätsbedarf anderer konventioneller Erzeugung, zum Beispiel von neuen Gaskraftwerken, verlangt.

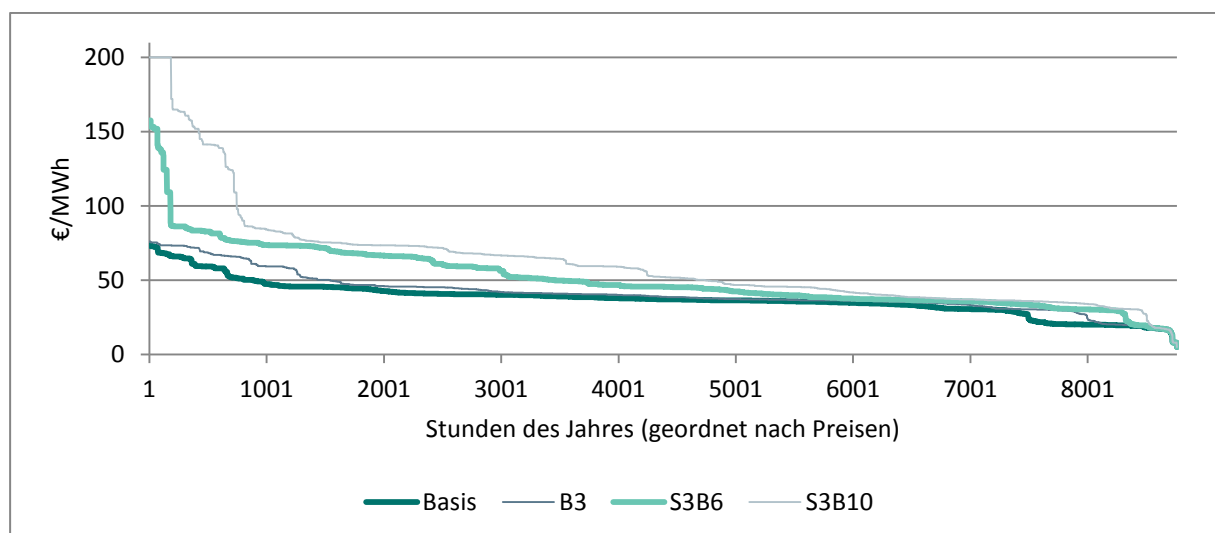


Abbildung 17: Veränderung der Preisdauerlinie der drei Szenarien

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.3 Auswirkungen auf die Produzentenrenten und die Konsumentenpreise

5.3.1 Auswirkungen auf Produzentenrenten

Durch den Preisanstieg verbessern sich auch die Produzentenrenten der Stromerzeuger, d.h. die Erlöse korrigiert um die variablen Kosten der Stromerzeugung. Diese kraftwerksspezifischen Profite wurden aus der stündlichen Differenz zwischen Großhandelspreis, Grenz-, Start- und Laständerungskosten bestimmt. Bei einem gestiegenen Großhandelspreis und

¹⁷ Dies hat zur Folge, dass die Austauschflüsse durch die Abschaltzenarien nicht beeinflusst werden. Somit ergeben sich aufgrund dieser Austauschflüsse in ca. 180 Stunden Preisspitzen in diesem Szenario für die ein Preis von 200€/MWh als Obergrenze angenommen wird.

zudem höheren Vollaststunden ergeben sich ceteris paribus über alle Technologien hinweg höhere Renten.

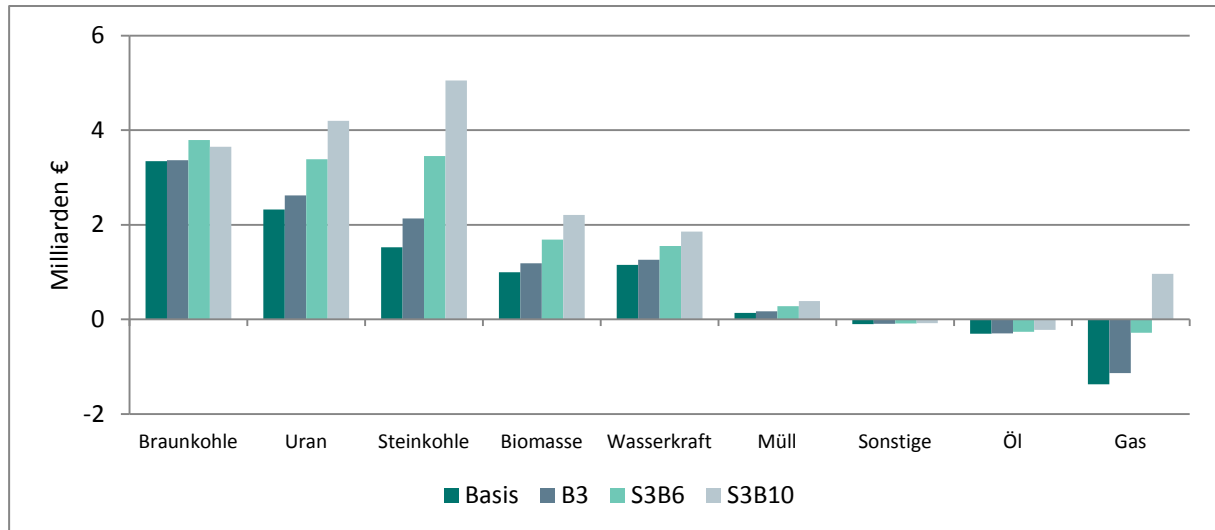


Abbildung 18: Produzentenrenten für alle Technologien in den Szenarien

Quelle: Eigene Berechnungen.

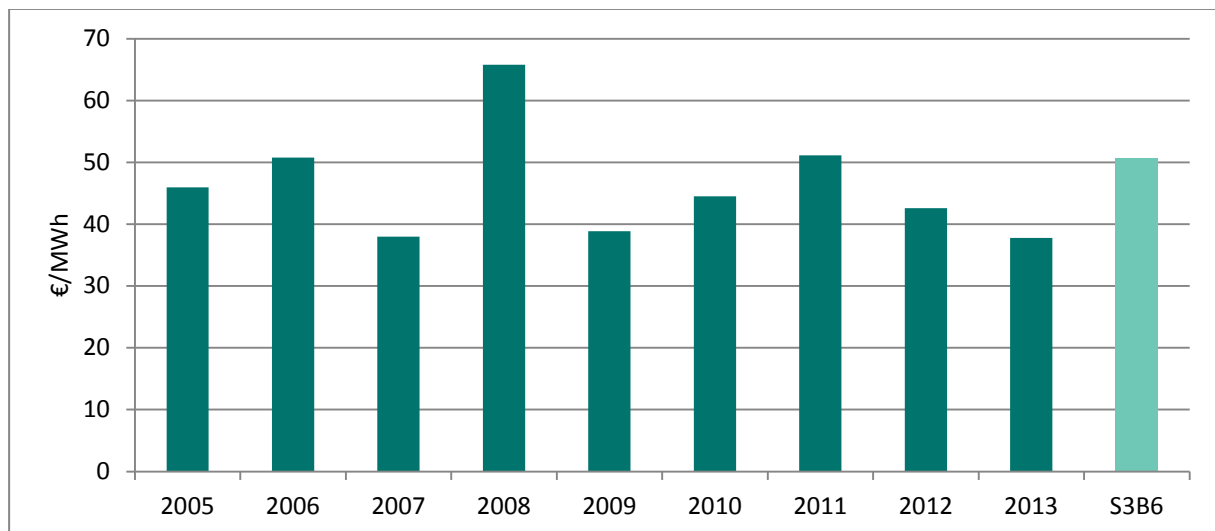


Abbildung 19: Entwicklung der Strompreise seit 2005 (Phelix Spot Base)

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf EEX (2014)

Durch den Preisanstieg verbessern sich auch die Produzentenrenten der Stromerzeuger, d.h. durch die veränderten Kosten der Stromerzeugung variieren ebenso die die Gewinne. Diese kraftwerksspezifischen Profite wurden aus der stündlichen Differenz zwischen Großhandelspreis, Grenz-, Start- und Laständerungskosten bestimmt. Bei einem gestiegenen Großhandelspreis und zudem höheren Vollaststunden ergeben sich ceteris paribus über alle Technologien hinweg höhere Renten.

Der Großhandelspreis war in den vergangenen Jahren aufgrund hoher Strom- Angebots-Überkapazitäten der noch immer im Einsatz befindlichen Kraftwerke und einem Zubaus erneuerbarer Energien und rückläufiger CO₂-Preise von durchschnittlich über 50 €/MWh auf heute ca. 35 €/MWh gesunken (Abbildung 19). Durch einen steigenden Großhandelspreis steigt ebenso die Wirtschaftlichkeit der im Einsatz befindlichen Kraftwerke. Gesamtwirtschaftlich zeigen sich mit zunehmenden Kraftwerksabschaltungen steigende Produzentenrenten im Bereich von 1,5–10,3 Mrd. €. Im Szenario S3B6 steigen die Produzentenrenten um 5,8 Mrd. €. Sogar die Braunkohlekraftwerke können das Niveau ihrer Deckungsbeiträge insgesamt halten. Steinkohlekraftwerke würden überproportional profitieren. Bedingt durch geringfügige Exportrückgänge, die mit Kraftwerksstilllegungen einhergehen dürften, würde der Anstieg der Deckungsbeiträge geringer ausfallen.

5.3.2 Auswirkungen auf Verbraucher

Für die Stromverbraucher ergeben sich unterschiedliche Preiseffekte: Die stromintensive Industrie ist größtenteils von EEG-Umlage, Netzentgelten und anderen Abgaben befreit. Diese Verbraucher hätten auch den höchsten prozentualen Anstieg bei den Stromkosten zu erwarten. Allerdings profitierte die energieintensive Industrie auch vom Preisverfall der letzten Jahre. So lag der durchschnittliche Strompreis an der Strombörse im Jahr 2011 noch bei 51,12 €/MWh; nach einem kontinuierlichen Preisverfall lag er im Jahr 2013 bei nur noch 37,78 €/MWh (Phelix Spot Base). Für die stromintensive Industrie, die von der EEG-Umlage befreit ist und nur den Großhandelspreis zahlt, ergibt sich in den einzelnen Szenarien eine leichte Preissteigerung. Im Hauptszenario S3B6 steigt der Börsenpreis um etwa 1,3 Cent/kWh. Der daraus resultierende Preis von 5,07 Cent/kWh liegt immer noch unterhalb der historischen Werte von 2011. Ein geringerer Anstieg der Preise ist wahrscheinlich, da geringfügige Exportrückgänge einen bedeutenden Teil des Preisanstiegs reduzieren dürften. Bei den nicht-privilegierten Letztverbrauchern wie den Haushaltskunden ergibt sich der Effekt auf den Endkundenpreis einerseits aus dem Anstieg des Großhandelspreises, andererseits aus der damit verbundenen Senkung der EEG-Umlage, die schätzungsweise 40 Prozent der Börsenpreissteigerung egalisiert. Zudem beinhaltet der Endkundenpreis zahlreiche wei-

tere Bestandteile wie Steuern, Abgaben und Netzentgelte, die den Preisanstieg auf dem Großhandelsmarkt relativieren.

6 Fazit

Die deutsche Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 40 Prozent gegenüber 1990 zu senken. Aktuelle Projektionen gehen davon aus, dass dieses Ziel ohne weitere Klimaschutz-Maßnahmen nicht erreicht wird. Für das Jahr 2020 erwartet das BMUB einen zusätzlichen Emissionsminderungsbedarf von 70 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent. Dazu muss der Stromsektor – neben anderen Sektoren wie der Industrie, dem Verkehr, dem Handel oder den privaten Haushalten – einen relevanten Beitrag leisten. Mögliche Maßnahmen im Strombereich umfassen eine ambitionierte Reform des europäischen Emissionshandels, einen verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien sowie eine weitere Verbesserung der Energieeffizienz. Als kurzfristig wirksame Maßnahme sollte jedoch auch der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland angepasst werden.

Derzeit entstehen etwa 85 Prozent der strombedingten Emissionen in Braun- und Steinkohlekraftwerken. Bestehende Kohlekraftwerke weisen eine hohe CO₂-Intensität sowie eine geringe Flexibilität der Stromerzeugung auf. Über die Hälfte der deutschen Steinkohlekapazitäten sind älter als 30 Jahre, auch viele Braunkohleblöcke sind sehr alt. Langfristig haben diese Kraftwerke keinen Platz mehr in einem kohlenstoffarmen, auf erneuerbaren Energien basierten Stromsystem. Im Rahmen des derzeit von der Bundesregierung vorbereiteten Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 wird daher eine frühzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken diskutiert. Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken sind nötig, um zumindest die erwarteten Emissionsminderungen des Stromsektors zu erzielen. Sollten die gegenwärtigen Entwicklungen unverändert weitergeschrieben werden, sind Laufzeitverlängerungen gerade der ältesten Braunkohlekraftwerke in Nordrhein-Westfalen zu erwarten. Die Emissionsminderungen des Stromsektors werden dann marginal ausfallen. Die Gelegenheit für Kraftwerksstilllegungen erscheint aufgrund der derzeit bestehen Überkapazitäten in Deutschland und den damit einhergehenden niedrigen Großhandelspreisen sowie hohen Stromexporten günstig.

Szenariorechnungen für das deutsche Stromsystem des Jahres zeigen, dass die Abschaltung der ältesten und CO₂-intensivsten Kohlekraftwerke einen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung leisten kann. Bei einer zusätzlichen Stilllegung von rund 3 GW Steinkohlekraftwerken und 6 GW Braunkohlekapazitäten ergibt sich eine CO₂-Reduktion von 23 Millionen Tonnen. Dies entspricht einem Drittel der bis 2020 erwarteten Lücke zur Erreichung des 40%-Ziels. Angesichts bestehender Überkapazitäten im deutschen Stromsystem wäre bei diesen Maßnahmen keine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit zu befürchten.

Durch die Marktberreinigung und dem Abbau der Überkapazitäten steigen die Börsenstrompreise an. Im Hauptszenario S3B6 steigt der Börsenstrompreis auf 5,1 Cent/kWh. Dieser Preis liegt unterhalb des Werts von 2011. Mit steigenden Großhandelspreisen sinkt die EEG-Umlage. Würden die heutigen niedrigen Großhandelspreise an die privaten Haushalte weitergegeben werden, wäre der Endkundenpreis deutlich niedriger als heute. Insgesamt sind somit Preissteigerungen für private Stromkunden kaum zu erwarten. Für die stromintensive Industrie, die von der EEG-Umlage befreit ist und weitestgehend nur den Großhandelspreis zahlt, ergeben sich jedoch leichte Preissteigerungen.

Durch einen gestiegenen Großhandelspreis und zudem höhere Volllaststunden ergeben sich somit ceteris paribus über alle Technologien hinweg höhere Renten pro Kraftwerk. Insgesamt erhöhen sich die Deckungsbeiträge im Hauptszenario um 5,8 Mrd. €. Dies ist insbesondere im Hinblick auf die aktuelle Debatte zu Deckungsbeiträgen von Kraftwerken und notwendigen Kapazitätsmechanismen entscheidend.

Zu klären verbleiben Fragen der europäischen Interaktionen und der instrumentellen Ausgestaltung von forcierten Kraftwerksstilllegungen in Deutschland. Es ist zu erwarten, dass eine genauere Abbildung des europäischen Strommarktes zu einer Reduktion der derzeitigen Nettoexporte Deutschlands führt. Somit sind die errechneten Preiseffekte - ebenso wie der Einsatz von Gaskraftwerken – wahrscheinlich leicht überschätzt. Eine Reduktion des Nettoexports würde auch zu einer weiteren Reduktion der nationalen CO₂-Emissionen führen.

Eine Erreichung der deutschen Klimaziele ist insbesondere mit Blick auf die internationale Position von Deutschland bei weiteren Klimaverhandlungen ausschlaggebend. In den letzten Wochen haben mit den USA und China die beiden größten Wirtschaftsmächte CO₂-Ziele für

die kommenden Jahre verfasst. Wenn Deutschland seine Rolle als Vorreiter der Energiewende nicht verlieren will, muss die Bundesregierung daher einen strukturierten Fahrplan entwerfen, wie CO₂-Einsparungen von 40 Prozent bis 2020 erreicht werden sollen. Ohne eine Reduktion der Stein- und insbesondere der Braunkohleverstromung wird die Erreichung des 2020-Ziels allerdings nahezu unmöglich.

7 Referenzen

50Hertz (2014): *Netzkennzahlen*. <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen>.

Abrell, Jan; Kunz, Friedrich (2013): „Integrating intermittent renewable wind generation: A stochastic multi-market electricity model for the European electricity market“. In: *DIW Discussion Paper*. (DIW Berlin), (1301).

Acworth, William (2014): *DIW Roundup Politik im Fokus; Can the Market Stability Reserve Stabilise the EU ETS: Commentators Hedge Their Bets*. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung.

Amprion (2014): *Netzkennzahlen*. <http://www.amprion.net/netzkennzahlen>.

BDEW (2014): *BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014*. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Haushalte und Industrie).

BMWi (2014): *Ein Strommarkt für die Energiewende, Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch)*. Berlin.

BNetzA (2014): *Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur*. Stand: 16. Juli 2014.

EEX (2014): *Phelix Month Base Electricity Prices*. Leipzig: European Energy Exchange.

Egerer, Jonas; Gerbaulet, Clemens; Ihlenburg, Richard; u. a. (2014): *Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling: Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets*. (Nr. 72) Berlin: DIW (Data Documentation).

Egerer, Jonas; Kunz, Friedrich; Hirschhausen, Christian von (2013): „Development scenarios for the North and Baltic Seas Grid – A welfare economic analysis“. In: *Utilities Policy*. 27 , S. 123–134, doi: 10.1016/j.jup.2013.10.002.

ENTSO-E (2013): „Consumption Data“. Abgerufen am 24.04.2013 von <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/>.

EWI; GWS; Prognos (2014): *Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose*. (Nr. Projektnummer 57/12).

Hilmes, Uwe; Herrmann, Nicolai (2014): *Der „ideale Kraftwerkspark“ der Zukunft; Flexibel, klimafreundlich, kosteneffizient – Maßstab für einen optimierten Entwicklungspfad der Energieversorgung bis 2040; Energiewirtschaftliche Untersuchung*. Berlin: enervis energy advisors GmbH.

Kunz, Friedrich (2013): „Improving Congestion Management: How to Faciliate the Integration of Renewable Generation in Germany“. In: 34 (4), S. 55–78.

- Leuthold, Florian; Weigt, Hannes; von Hirschhausen, Christian (2012): „A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market“. In: *Networks and Spatial Economics*. 12 (1), S. 75–107, doi: 10.1007/s11067-010-9148-1.
- Lorenz, Casimir; Gerbaulet, Clemens (2014): „New Cross-Border Electricity Balancing Arrangements in Europe“. In: *DIW Discussion Paper*. (DIW Berlin), (1400).
- Oei, Pao-Yu; Kemfert, Claudia; Reitz, Felix; u. a. (2014a): *Braunkohleausstieg - Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende*. (Nr. 84) Berlin: DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V. (Politikberatung kompakt).
- Oei, Pao-Yu; Kemfert, Claudia; Reitz, Felix; u. a. (2014b): *Kohleverstromung gefährdet Klimaschutzziele: Der Handlungsbedarf ist hoch*. (DIW Wochenbericht Nr. 26/2014) Berlin: DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.
- Öko-Institut; Forschungszentrum Jülich; DIW Berlin; u. a. (2013): *Politiksznarien für den Klimaschutz VI - Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*. Dessau-Roßlau.
- Schafhausen, Franzjosef (2014): *Foliensatz beim Workshop „Aktionsprogramm Klimaschutz“ des BMUB. 6. Juni 2014*. Berlin.
- Schröder, Andreas; Kunz, Friedrich; Meiß, Jan; u. a. (2013): *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050*. (Nr. 68) Berlin: DIW Berlin (DIW Data Documentation).
- TenneT (2014): *Netzkennzahlen*.
<http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen>.
- TransnetBW (2014): *Kennzahlen*. <http://www.transnetbw.de/de/kennzahlen>.
- Umweltbundesamt (2014): *Treibhausgasausstoß in Deutschland 2013, vorläufige Ergebnisse aufgrund erster Berechnungen und Schätzungen des Umweltbundesamtes*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Ziehm, Cornelia; Kemfert, Claudia; Oei, Pao-Yu; u. a. (2014): *DIW Berlin: Politikberatung kompakt 82; Entwurf und Erläuterung für ein Gesetz zur Festsetzung nationaler CO₂-Emissionsstandards für fossile Kraftwerke in Deutschland*. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW).