



Analyse der Effekte des Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis und weiterer Stromkostenkomponenten von Industrieunternehmen sowie Entwicklung möglicher Ausgleichsmechanismen

Eine Analyse basierend auf den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“

Im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Metalle e.V.

Gutachten, März 2020

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100
Fax: +49 (0)221 277 29-400
www.ewi.uni-koeln.de

Übergabe an Auftraggeber: September 2019
Veröffentlichung: März 2020

AUTOREN

Dr. Simon Schulte
Fabian Arnold
David Schlund

Über das EWI:

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung und damit eine 100-prozentige Tochter der Stiftung. Des Weiteren wird der wissenschaftliche Betrieb neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber durch eine institutionelle Förderung des Landes Nordrhein-Westfalen finanziert.

INHALTSVERZEICHNIS

Glossar	1
Executive Summary	4
1 Einleitung.....	8
1.1 Hintergrund und Motivation	8
1.2 Studienaufbau	9
2 Übersicht der betrachteten Stromkostenbestandteile	10
3 Effekt auf den Großhandelsstrompreis.....	11
3.1 Theoretische Analyse.....	11
3.2 Methodenentwicklung zur Quantifizierung des Effekts	20
4 Effekte auf weitere Stromkostenbestandteile	38
4.1 Strompreiskompensation.....	38
4.2 Netzentgelte.....	43
4.3 EEG-Umlage.....	46
5 Zusammenfassung der Effekte auf die Stromkosten stromintensiver Industrieunternehmen	48
6 Mögliche Implementierung eines Ausgleichsmechanismus.....	50
Literaturverzeichnis.....	54
Abkürzungsverzeichnis.....	58
Abbildungsverzeichnis	59
Tabellenverzeichnis	60
Anhang	61
A.1 Studienergebnisse Effekt auf den Großhandelsstrompreis	61
A.2 Annahmen zur Bestimmung der Merit-Order 2018	62
A.3 Annahmen zur Bestimmung der Merit-Order 2016 und 2017	64
A.4 Verteilung der Residualnachfrage 2015-2017.....	65

GLOSSAR

Emissionsfaktor	Der Emissionsfaktor beschreibt zum einen die CO ₂ -Intensität der Stromerzeugung. Im Zuge der „Leitlinie für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012“ bezeichnet das Wort Emissionsfaktor außerdem einen Faktor in der Berechnungsformel der Strompreiskompensation. Dieser soll den realen Emissionsfaktor der preisbildenden Grenzkraftwerke abbilden und ist aktuell auf den Wert von 0,76 tCO ₂ /MWh festgelegt.
Emissionszertifikatspreis	Preis für die Berechtigung zur Emission einer Tonne CO ₂ -Äquivalente im europäischen Emissionshandel.
Engpassmanagement	Als Engpassmanagement werden Maßnahmen bezeichnet, die Übertragungsnetzbetreiber ergreifen, um Engpässe beim Stromtransport zu vermeiden oder zu beheben.
Großhandelsstrompreis	Der Großhandelsstrompreis für Strom ist der reine Beschaffungspreis für Strom. Die Börsenstrompreise gelten dabei als guter Indikator für die allgemeinen Großhandelsstrompreise. Im vorliegenden Gutachten werden die Day-Ahead Börsenstrompreise daher als Großhandelsstrompreise definiert.
Güte	Die Güte ist ein Kriterium zur Bewertung der Quantifizierungsmethoden in Kapitel 3.2. Anhand der Zielgröße der Güte wird die Methode hinsichtlich der möglichst realitätsnahen Abbildung der Preisbildungsmechanismen bewertet.
Kapazitätsreserve	Reserveleistung nach §13e EnWG, die von Übertragungsnetzbetreibern in einer wettbewerblichen Ausschreibung beschafft wird und auf deren Anweisung eingesetzt wird. Wird erstmals für den Winter 2020/21 zur Sicherung der Markträumung ausgeschrieben und ist derzeit auf 2 GW limitiert.
Kraftwerkspark	Als Kraftwerkspark wird die Gesamtheit der in Deutschland vorhandenen Erzeugungskapazitäten bezeichnet. Im Gutachten werden unter dem Begriff Kraftwerkspark nur die konventionellen Erzeugungskapazitäten, die sich am Markt befinden, subsumiert.
Market Clearing Price	Der Market Clearing Price bezeichnet den Preis, der sich am Day-Ahead Markt aus dem Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurve ergibt. Der Preis entspricht dem Preis des zuletzt bezuschlagten Gebots. Im Merit-Order-Modell entspricht dies den Grenzkosten des preissetzenden Kraftwerks. Der Market Clearing Price gilt für alle bezuschlagten Marktteilnehmer.

Markträumung	Markträumung entsteht in einem Markt, wenn Angebot und Nachfrage im Gleichgewicht übereinstimmen und sich der Marktpreis entsprechend dem Gleichgewichtspreis einstellt. Im Stromsystem findet dies an der Börse statt.
Merit-Order	Als Merit-Order wird die Einsatzreihenfolge der an der Strombörse anbietenden Kraftwerke bezeichnet. Sie orientiert sich dabei an den Grenzkosten der Kraftwerke, diese werden aufsteigend sortiert. Es handelt sich um eine Annäherung an die tatsächlichen Angebotskurven an der Strombörse.
Nettoexporte	Als Nettoexport (oder auch -import) wird die Summe der deutschen Stromexporte und -importe über einen bestimmten Zeitraum bezeichnet.
Nettozertifikatsstilllegung	Im Zuge der Reform des EU ETS im Jahr 2018 wurde die Möglichkeit geschaffen, dass Mitgliedsstaaten nationale Zusatzmaßnahmen zur Reduzierung der Kohleverstromung mit der gleichzeitigen Stilllegung von Emissionsrechten verbinden. Im Kontext des deutschen Kohleausstiegs bezeichnet Nettozertifikatsstilllegung die Stilllegung genau der Menge an Zertifikaten, die für die Kohleverstromung aufgewandt worden wären, abzüglich der Zertifikate, die benötigt werden, um den Wegfall der Kohleverstromung mithilfe von konventionellen Kraftwerken im In- und Ausland zu kompensieren.
Netzreserve	Erzeugungsanlagen nach §13d EnWG, die auf Anweisung der Übertragungsnetzbetreiber ins Netz einspeisen, um Netzstabilität zu gewährleisten. Die Anlagen befinden sich nicht am Markt, ihre Kosten werden erstattet und auf die Netzentgelte umgelegt.
Praktikabilität	Die Praktikabilität ist ein Kriterium zur Bewertung der Quantifizierungsmethoden in Kapitel 3.2. Praktikabilität wird definiert als Maß dafür, wie komplex und aufwendig die Anwendung der Methodik ist.
Realisierte Entwicklung / Ist-Entwicklung	Im vorliegenden Gutachten ist die realisierte/Ist-Entwicklung definiert als die zukünftige Entwicklung unter der Annahme, dass der beschleunigte Kohleausstieg entsprechend des Beschlusses der WSBK umgesetzt wird.
Reduzierter Großhandelsstrompreis	Der Begriff reduzierter Großhandelsstrompreis wird im Rechenbeispiel in Kapitel 4.1 verwendet. Damit wird der Großhandelsstrompreis abzüglich der Strompreiskompensation bezeichnet. Also der Anteil des Großhandelsstrompreises, den kompensationsberechtigte Industrieunternehmen de-facto zahlen.

Referenzentwicklung / kontrafaktische Entwicklung	Im vorliegenden Gutachten wird die Entwicklung, die ohne einen beschleunigten Kohleausstieg eintreten würde als Referenzentwicklung bezeichnet. Da sie - unter der Annahme, dass der beschleunigte Kohleausstieg umgesetzt wird - nicht der beobachtbaren Realität entsprechen wird, wird sie auch als „kontrafaktisch“ bezeichnet.
Residualnachfrage	Als Residualnachfrage wird die Stromnachfrage in Deutschland abzüglich der Erzeugung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen bezeichnet. Sie ist also der Teil der Stromnachfrage, der durch steuerbare, konventionelle Anlagen gedeckt werden muss.
Stromkosten	Als Stromkosten werden in diesem Gutachten die Kosten des Strombezugs der betrachteten Industrieunternehmen. Dabei wird unterstellt, dass sich der Strombezug nicht ändert. Die Stromkosten lassen sich in €/MWh beziffern.
Stromkostenkomponenten	Im vorliegenden Gutachten werden verschiedene Komponentendiskutiert, die die Stromkosten von Industrieunternehmen determinieren. Betrachtet werden der Großhandelsstrompreis, die Netzentgelte, die Strompreiskompensation und die EEG-Umlage.
Strompreis	Unter dem Begriff des Strompreises werden die Endverbrauchersstrompreise zusammengefasst, die sich zwischen den verschiedenen Endverbrauchern unterscheiden. Im Gutachten wird insbesondere der Strompreis untersucht, den (stromintensive) Industrieunternehmen zahlen. Dieser setzt sich aus den Beschaffungskosten sowie je nach Entlastungsmöglichkeiten des individuellen Unternehmens aus Netzentgelten und EEG-Umlage zusammen.
Strompreiskompensation	Der Begriff der Strompreiskompensation beschreibt die Beihilfen zur Entlastung stromintensiver Industrieunternehmen von indirekten CO ₂ -Kosten im Strompreis. Die Möglichkeit zur Gewährung von Beihilfen zum Ausgleich der indirekten CO ₂ -Kosten wird den Mitgliedsstaaten in der Richtlinie des EU ETS Artikel 10a Absatz 6 eingeräumt. Die „Leitlinie für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012“ spezifiziert die konkrete Ausgestaltung dieser Beihilfen für den Zeitraum der Jahre 2013 bis 2020. Auf nationaler Ebene werden die Vorgaben der europäischen Union in Deutschland durch die „Förderrichtlinie für Beihilfen für indirekte CO ₂ -Kosten“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie umgesetzt.
Transparenz	Die Transparenz ist ein Kriterium zur Bewertung der Quantifizierungsmethoden in Kapitel 3.2. Bewertung der Methode hinsichtlich der Nachvollziehbarkeit und Reproduzierbarkeit der Ergebnisse.

EXECUTIVE SUMMARY

Die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSBK) legte im Januar 2019 ihren Abschlussbericht mit den Empfehlungen zu einer schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung vor. Im Beschluss der Kommission werden zusätzlich zum vorgeschlagenen Zeitplan des beschleunigten Kohleausstiegs Maßnahmen benannt, die dafür sorgen sollen, dass mögliche Zusatzbelastungen für Stromendverbraucher möglichst gering ausfallen. Dabei werden neben Entlastungsmöglichkeiten für Haushalte und Gewerbe auch Ausgleichsmechanismen für stromintensive Industrieunternehmen genannt. Im Zuge dessen stellt die Quantifizierung der Effekte des beschleunigten Kohleausstiegs auf die Stromkostenkomponenten eine große Herausforderung dar. Ziel des vorliegenden Gutachtens ist es zu untersuchen, welchen Einfluss der im Beschluss vorgeschlagene, beschleunigte Kohleausstieg auf die einzelnen Komponenten der Stromkosten von Industrieunternehmen hat. Dabei steht das theoretische Verständnis der Zusammenhänge und Wirkungsweisen im Vordergrund. Zusätzlich werden Methoden erarbeitet, um den Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis zukünftig in der Retrospektive quantifizieren zu können. Diese Methoden können als Grundlage für die mögliche Implementierung eines Ausgleichsmechanismus dienen, welcher die Zusatzbelastung stromintensiver Unternehmen durch den beschleunigten Kohleausstieg begrenzt. Dabei ist eine Untersuchung inwiefern entsprechende Ausgleichsmaßnahmen notwendig sind, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit von deutschen Industrieunternehmen zu gewährleisten, nicht Bestandteil des Gutachtens.

Zunächst werden die für Industrieunternehmen relevanten Stromkostenkomponenten, die von einem beschleunigten Kohleausstieg betroffen wären, identifiziert. Dabei handelt es sich um den Großhandelsstrompreis, die Strompreiskompensation, die Netzentgelte und die EEG-Umlage. Für bestimmte Unternehmen gelten dabei individuelle Entlastungsregelungen. Anschließend wird analysiert, wie sich der beschleunigte Kohleausstieg auf die einzelnen Stromkostenkomponenten auswirken könnte. Die zentralen Erkenntnisse dieser Analyse werden im Folgenden zusammengefasst:

Großhandelsstrompreis

Die Höhe des Großhandelsstrompreises wird insbesondere durch die Zusammensetzung des Kraftwerksparks determiniert. Durch die Stilllegung von Braun- und Steinkohlekraftwerken und dem dadurch notwendigen Zubau von Gaskraftwerken wird die Merit-Order der am Markt befindlichen Kraftwerke verändert. Wenn dadurch häufiger Kraftwerke mit höheren Grenzkosten der Stromerzeugung preissetzend werden, führt dies, im Vergleich zu einer Referenzentwicklung (ohne beschleunigten Kohleausstieg), zu höheren Großhandelsstrompreisen. Im Zuge der Analyse wird dabei unterstellt, dass der Ausbau von Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) und deren Erzeugung vom Kohleausstieg unabhängig ist, da der Ausbau der EE-Anlagen insbesondere von regulatorischen Maßnahmen und Zielgrößen abhängig ist. Zusätzlich muss der Effekt auf den Stromaußenhandel berücksichtigt werden. Gehen die Stromexporte durch den veränderten Kraftwerkspark zurück, dämpft dies den Anstieg der Großhandelsstrompreise.

Zusätzlich zur theoretischen Analyse werden drei Methoden erarbeitet, um den Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis möglichst exakt zu quantifizieren. Dieser Effekt wird definiert als die Preisdifferenz zwischen der realisierten Entwicklung und einer Referenzentwicklung ohne beschleunigten Kohleausstieg. Bei den Methoden handelt es sich (1) um die Verwendung eines computergestützten europäischen Strommarktmodells, (2) um die Verwendung eines Merit-Order-Modells und (3) um eine Vereinfachung des Merit-Order-Modells durch die Approximation der Merit-Order durch stetige oder abschnittsweise stetige Funktionen. Diese drei Methoden werden anschließend anhand der drei Zielgrößen Güte, Transparenz und Praktikabilität bewertet. Das Kriterium der Güte bewertet dabei, inwieweit die Methode die Preisbildung an der Strombörse und somit die tatsächlich auftretenden Effekte des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis wiedergibt. Anhand des Kriteriums der Transparenz werden die Nachvollziehbarkeit der Methode sowie die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse bewertet. Die Praktikabilität spiegelt die Komplexität der Methodik in der Anwendung wider.

Die erste Methode zur Abschätzung des Effekts des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis ist der Einsatz eines computergestützten Modells für den europäischen Strommarkt (1). Computergestützte Strommarktmodelle zeichnen sich dadurch aus, dass es mit ihnen möglich ist, die komplexen Zusammenhänge und Interaktionen der Einflussgrößen durch mathematische Gleichungen abzubilden. Die Verwendung eines europäischen Strommarktmodells wird hinsichtlich des Kriteriums der Güte daher am höchsten bewertet. Die Transparenz dieser Methode ist dadurch eingeschränkt, dass Strommarktmodelle auf diversen Annahmen basieren und bei der Implementierung des Modells gewisse Freiheitsgrade bestehen. Während die zugrundeliegenden Annahmen transparent dargelegt werden können, lässt sich die konkrete Implementierung des Modells nur mit entsprechendem Fachwissen nachvollziehen. Die computergestützte Strommarktmodellierung ist hinsichtlich der Praktikabilität dadurch eingeschränkt, dass für die Anwendung des Strommarktmodells die jährliche Kalibrierung des Modells auf die realen Daten notwendig ist. Die Vorbereitung und Durchführung der Modellrechnung kann mit erheblichem Zeitaufwand verbunden sein und erfordert entsprechendes Fachwissen.

Als zweite Methode wird das Merit-Order-Modell diskutiert (2). Im Zuge der Methode wird die durchschnittliche Angebotskurve für den Referenz- und den Ist-Fall als Merit-Order der am Markt befindlichen Kraftwerke hergeleitet. Auf Basis der jeweiligen Angebotskurven sowie der stündlichen realisierten Residualnachfrage werden die mittleren Großhandelsstrompreise für die realisierte und die Referenzentwicklung abgeschätzt. Die Verwendung des Merit-Order-Modells weist eine hohe Transparenz auf. Das zugrundeliegende Modell ist einfach verständlich und die Definition der Merit-Order ist, bei Verwendung öffentlich verfügbarer Daten, nachvollziehbar. Darüber hinaus ist die Methode praktikabel: In jedem Jahr wird die durchschnittliche Merit-Order für beide Entwicklungen bestimmt. Dies erfordert die Recherche entsprechender Daten aus öffentlich verfügbaren Quellen. Die Methode weist dabei eine geringere Güte als die Verwendung eines europäischen Strommarktmodells auf, da u.a. der Einfluss des Stromaußenhandels auf die Preisbildung nicht ohne weiteres abgebildet werden kann.

Die dritte Methode ist die Vereinfachung der Merit-Order, durch die Approximation der Merit-Order durch stetige oder abschnittsweise stetige Funktionen (3). Sind die Parameter der Verteilung der Residualnachfrage sowie die entsprechenden Angebotsfunktionen bekannt, lassen sich die mittleren Großhandelsstrompreise der beiden Entwicklungen mit einer einfachen Formel berechnen. Die Praktikabilität der Methode wird insbesondere erhöht, wenn die Merit-Order nicht jährlich bestimmt wird. Hinsichtlich der Güte verfügt die Methode dabei über dieselben Einschränkungen wie Methode 2. Zusätzlich geht die Approximation der Merit-Order und der Residualnachfrageverteilung mit weiterem Informationsverlust einher. Durch die Approximation der Merit-Order mittels Regressionen wird die Transparenz ggf. reduziert, da die Zusammenhänge, die die Regressionskoeffizienten beschreiben, nicht ohne weiteres analytisch nachvollziehbar sind und bei der Umsetzung gewisse Freiheitsgrade bestehen.

Strompreiskompensation

Stromintensive Industrieunternehmen erhalten bereits heute Kompensationen für indirekte CO₂-Kosten im Großhandelsstrompreis. Diese sollen der Gefahr der Verlagerung von CO₂-Emissionen (sogenanntes Carbon Leakage) auf Standorte außerhalb des räumlichen Anwendungsbereichs der EU-Emissionshandelsrichtlinie vorbeugen. Der beschleunigte Kohleausstieg kann einen Einfluss auf die Höhe dieser Strompreiskompensation und damit auf die Stromkosten stromintensiver Industrieunternehmen haben. Maßgeblich ist hierbei die mögliche Anpassung des Emissionsfaktors, der zur Berechnung der Strompreiskompensation verwendet wird und inwiefern diese Anpassung auf den beschleunigten Kohleausstieg zurückgeführt werden kann. Industrieunternehmen, die Strompreiskompensationen erhalten, zahlen de-facto um diese Kompensation reduzierte Strombeschaffungspreise. Je höher der zur Berechnung gewählte Emissionsfaktor, desto höher fällt die Kompensation aus. Wird der Emissionsfaktor aufgrund des beschleunigten Kohleausstiegs reduziert, führt dies zu einer über den Anstieg der Großhandelsstrompreise hinausgehenden Erhöhung der Stromkosten für die kompensationsberechtigten Unternehmen. Da der Emissionsfaktor für die Jahre nach 2020 noch nicht definiert ist, kann dieser Effekt nicht abschließend bewertet werden. Für eine mögliche Quantifizierung des Effekts muss außerdem bekannt sein, auf welche Höhe der Emissionsfaktor ohne den beschleunigten Kohleausstieg festgesetzt worden wäre.

Netzentgelte

Ein beschleunigter Kohleausstieg kann die Netzkosten in den Bereichen Netzausbau, Engpassmanagement und die Sicherung der Markträumung beeinflussen. Im Zuge der Energiewende und der damit einhergehenden Integration von Strom aus EE-Anlagen in die deutsche Netzinfrastruktur steht das Übertragungsnetz vor einem Wandel. Dass der beschleunigte Kohleausstieg in diesem Kontext Auswirkungen auf die Kosten des Netzausbaus haben kann, ist nicht auszuschließen. Im Bereich der Kosten des Engpassmanagements könnte es durch den beschleunigten Kohleausstieg zu verstärkenden Effekten auf die Netzengpässe (z.B. rheinisches Revier, Süddeutschland), aber auch zu einer Abschwächung (z.B. Lausitz) führen. Um die Markträumung im Strommarkt zu gewährleisten, empfiehlt die WSBK die Kapazitätsreserve gegebenenfalls auszubauen. Da die Kosten der Kapazitätsreserve auf die Netzentgelte umgelegt werden, wäre ein Anstieg der Netzentgelte

aufgrund dessen zu erwarten. Sollten zusätzliche Mechanismen zur Sicherstellung der Markträumung eingeführt werden, hängt deren Kostenwirkung für Industrieunternehmen von der konkreten Ausgestaltung der Finanzierung ab. Zu welchen Teilen die Kosten der genannten Effekte und Maßnahmen auf einen beschleunigten Kohleausstieg zurückzuführen sind, ist zum jetzigen Zeitpunkt schwierig zu quantifizieren und daher nicht Bestandteil dieses Gutachtens.

EEG-Umlage

Die EEG-Umlage finanziert den Differenzbetrag zwischen Börsenstrompreis und EEG-Vergütung (über die Einspeisevergütung oder das Marktprämienmodell). Unter der Annahme, dass ein beschleunigter Kohleausstieg keinen Einfluss auf die Kapazität und die Erzeugung erneuerbarer Energien hat, beeinflusst der Kohleausstieg die Höhe der Umlage nur über den Strompreis. Steigt der Großhandelsstrompreis aufgrund des beschleunigten Kohleausstiegs an, sinkt der auszugleichende Differenzbetrag. In der Konsequenz sinkt die EEG-Umlage, wobei dies keiner allgemeingültigen Prognose zur Entwicklung der EEG-Umlage entspricht, sondern sich ausschließlich auf die Auswirkungen eines beschleunigten Kohleausstiegs auf die Umlage bezieht. Wenn der beschleunigte Kohleausstieg die Höhe der EEG-Umlage nur über die Veränderung des Großhandelsstrompreises beeinflusst, kann der Effekt basierend auf den Methoden zur Quantifizierung des Effekts auf den Großhandelsstrompreis abgeschätzt werden.

Im Anschluss auf die theoretische Diskussion der für Industrieunternehmen relevanten Stromkostenkomponenten wird diskutiert, inwiefern die erarbeiteten Methoden in der Praxis in ein mögliches Ausgleichsinstrument überführt werden können. Dabei liegt der Fokus auf der Erläuterung notwendiger Daten und Annahmen zur Quantifizierung des Effekts eines vorzeitigen Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis im Kontext eines solchen Mechanismus.

1 EINLEITUNG

1.1 Hintergrund und Motivation

Am 6. Juni 2018 hat die Bundesregierung die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSBK) einberufen. Ziel der Kommission war es unter anderem, einen nationalen Plan zur schrittweisen Reduktion und Beendigung der Kohleverstromung zu erarbeiten. Am 26. Januar 2018 legte die WSBK ihren Abschlussbericht vor. Im Zeitraum von 2018 bis 2022 soll demnach die Leistung der Braun- und Steinkohlekraftwerke im Markt auf jeweils 15 GW reduziert werden. Bis 2030 soll die Leistung der Kohlekraftwerke im Markt auf maximal 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle verringert werden. Als Abschlussdatum für die Kohleverstromung empfiehlt die Kommission das Ende des Jahres 2038 (WSBK, 2019).

Im Beschluss der Kommission werden zusätzlich zum vorgeschlagenen Zeitplan des beschleunigten Kohleausstiegs Maßnahmen benannt, welche diesen begleiten sollen. Diese umfassen beispielsweise Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit, Maßnahmen zur sozialverträglichen Umsetzung des Strukturwandels und Maßnahmen, die dafür sorgen sollen, dass mögliche Zusatzbelastungen für Stromendverbraucher möglichst gering ausfallen. Als Ausgleich für private und gewerbliche Endverbraucher wird ein „Zuschuss auf die Übertragungsnetzentgelte oder eine wirkungsgleiche Maßnahme zur Dämpfung des durch die beschleunigte Reduzierung der Kohleverstromung verursachten Strompreisanstieges“ vorgeschlagen. Für stromintensive Unternehmen, die von einem großen Teil der Netzentgelte entlastet sind, ist eine Minderung des Effekts über eine Reduzierung der Übertragungsnetzentgelte nicht möglich. Hier schlägt die Kommission ein nicht näher spezifiziertes Instrument vor. Das Instrument soll „die energieintensiven Unternehmen [...] von Preissteigerungen [...] entlasten, die durch die politisch beschleunigte Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung entstehen“.¹ Die Quantifizierung der Effekte des beschleunigten Kohleausstiegs auf die Stromkostenkomponenten stellt, aufgrund der hohen Komplexität, eine große Herausforderung dar.

Dabei lassen sich die Preissteigerungen für Industrieunternehmen, durch den beschleunigten Kohleausstieg, aufteilen in mögliche Steigerungen des Großhandelsstrompreises², der Netzentgelte und der EEG-Umlage. Gleichzeitig beeinflusst der beschleunigte Kohleausstieg ggf. die Höhe der zur Berechnung der Strompreiskompensation verwendeten Emissionsfaktoren. Dies hat Einfluss auf die Strompreiskompensationen, welche stromintensive Industrieunternehmen zur Kompensation von indirekten CO₂-Kosten erhalten.

Im vorliegenden Gutachten wird der Einfluss des beschleunigten Kohleausstiegs auf die Stromkostenkomponenten von Industrieunternehmen untersucht. Ziel ist es, die zugrundeliegenden Zusammenhänge theoretisch zu untersuchen und aufzubereiten. Darüber hinaus sollen Methoden zur

¹ Die zitierten Textstellen sind entnommen aus WSBK (2019) S. 77

² Der mögliche Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis wurde bereits in verschiedenen Szenariuntersuchungen abgeschätzt. Eine Übersicht entsprechender Studienergebnisse für das Jahr 2030 befindet sich in Anhang A.1.

quantitativen Abschätzung des Effekts des beschleunigten Kohleausstiegs auf die Kostenbestandteile entwickelt werden. Diese Methoden können als Grundlage für die mögliche Implementierung eines Ausgleichsmechanismus dienen, welcher die Zusatzbelastung stromintensiver Unternehmen durch den beschleunigten Kohleausstieg begrenzt. Dabei ist eine Untersuchung inwiefern entsprechende Ausgleichsmaßnahmen notwendig sind, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit von deutschen Industrieunternehmen zu gewährleisten, nicht Bestandteil des Gutachtens.

1.2 Studienaufbau

Um die Auswirkungen des beschleunigten Kohleausstiegs auf die Stromkosten von Industrieunternehmen zu untersuchen, wird in Kapitel 2 zunächst erläutert, wie sich diese Stromkosten zusammensetzen. Basierend auf exemplarischen Betrieben der Metallindustrie werden der Großhandelsstrompreis, die Netzentgelte, die EEG-Umlage und die Strompreiskompensation als relevante Stromkostenkomponenten identifiziert.

In Kapitel 3 wird analysiert, welchen Einfluss ein beschleunigter Kohleausstieg auf den Großhandelsstrompreis hat. Hierfür werden in Kapitel 3.1 zunächst grundlegende Mechanismen der Preisbildung im Strommarkt erläutert. Anschließend wird theoretisch erläutert, wie sich der Kohleausstieg auf die Preisbildung an den Strombörsen auswirkt. In Kapitel 3.2 werden die Herausforderungen zur Quantifizierung dieses Effekts erläutert. Anschließend werden drei Methoden diskutiert, mit denen die beschriebenen Effekte des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis abgeschätzt werden können. Die Methoden werden anhand der Zielgrößen Güte, Transparenz und Praktikabilität bewertet.

Da der beschleunigte Kohleausstieg nicht nur Einfluss auf den Großhandelsstrompreis hat, werden in Kapitel 4 die Effekte des beschleunigten Kohleausstiegs auf die anderen zuvor definierten Stromkostenkomponenten analysiert. Neben dem Effekt auf die Strompreiskompensation (Kapitel 4.1) werden die Auswirkungen des Kohleausstiegs auf die Netzentgelte (Kapitel 4.2) und die EEG-Umlage (Kapitel 4.3) diskutiert.

Der Gesamteffekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf die Stromkosten stromintensiver Industrieunternehmen setzt sich somit aus den diskutierten Effekten auf den Großhandelsstrompreis, die Strompreiskompensation, die Netzentgelte und die EEG-Umlage zusammen. In Kapitel 5 werden die Effekte des beschleunigten Kohleausstiegs auf die Kostenkomponenten zusammengefasst.

Kapitel 6 widmet sich der möglichen Implementierung eines Ausgleichsmechanismus entsprechend der Ausführungen der WSBK. Dabei werden insbesondere mögliche Datengrundlagen und Annahmen für die Quantifizierung des Effekts auf den Großhandelsstrompreis diskutiert und kritisch beleuchtet.

2 ÜBERSICHT DER BETRACHTETEN STROMKOSTENBESTANDTEILE

Die Strompreise, die Endverbraucher zahlen, setzen sich aus mehreren Komponenten zusammen. Die Umsetzung der von der WSBK beschlossenen Beschleunigung des Kohleausstiegs hat Einfluss auf die zukünftige Entwicklung dieser verschiedenen Kostenkomponenten. Aufgrund der unterschiedlichen Zusammensetzung der Strompreise gilt dies für Haushalte, Gewerbe und Industrieunternehmen in unterschiedlichem Maße. Die Strompreise beispielhafter Industrieunternehmen der Metallindustrie setzen sich entsprechend Abbildung 1 zu einem großen Teil aus dem Großhandelsstrompreis (als zentraler Bestandteil der Beschaffungskosten), den Netzentgelten und der EEG-Umlage zusammen. Die Höhe der Netzentgelte und der EEG-Umlage hängen dabei insbesondere von den Möglichkeiten der Betriebe ab, Entlastungsmöglichkeiten zu nutzen.³ Für in besonderem Maße stromintensive Prozesse, wie die Aluminiumelektrolyse, setzt sich der Strompreis daher fast ausschließlich aus den Strombeschaffungskosten zusammen.

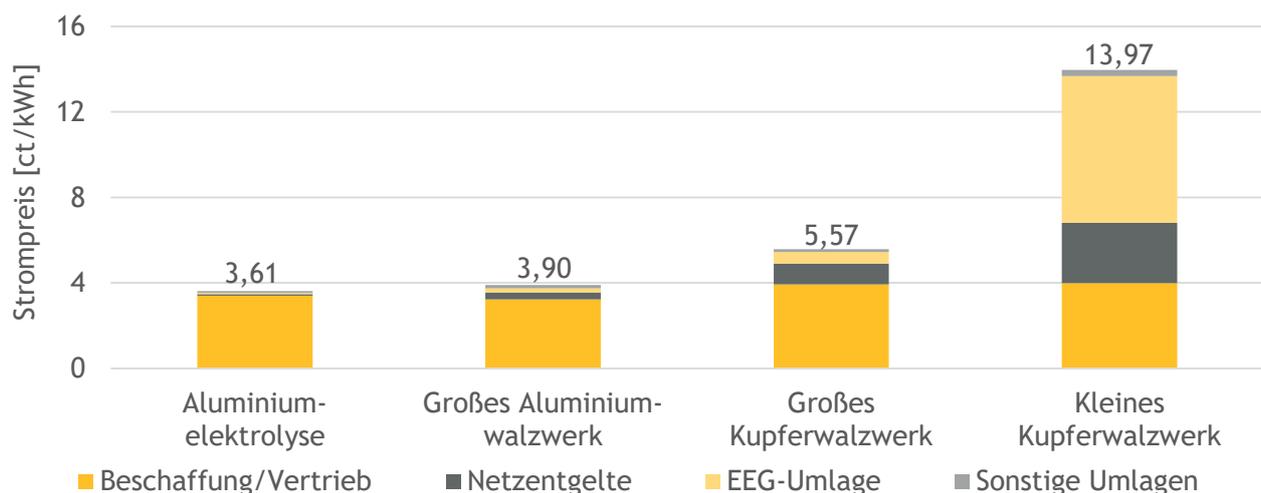


ABBILDUNG 1: STROMPREISKOMPONENTEN AUSGEWÄHLTER BETRIEBE FÜR 2017

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf EWI (2019a)

Bestimmte stromintensive Unternehmen haben darüber hinaus die Möglichkeit Kompensationen für die im Großhandelsstrompreis enthaltenen indirekten CO₂-Kosten zu erhalten.⁴ Bei der Abschätzung des Effekts der Beschleunigung des Kohleausstiegs auf die Stromkosten dieser Unternehmen muss dies berücksichtigt werden.

Im vorliegenden Gutachten werden daher die Effekte des beschleunigten Kohleausstiegs auf die folgenden Stromkostenkomponenten untersucht: Großhandelsstrompreis (Kapitel 3), Strompreiskompensation (Kapitel 4.1), Netzentgelte (Kapitel 4.2) und EEG-Umlage (Kapitel 4.3).

³ Für weiterführende Informationen zur Strompreiszusammensetzung und den Entlastungsmöglichkeiten in der NE-Metallindustrie wird auf die Studie „Stromkosten in der NE-Metallindustrie - Eine Sensitivitätsanalyse“ EWI (2019a) verwiesen.

⁴ Für eine detaillierte Erläuterung der Berechnung und Ausgestaltung der Strompreiskompensation sowie der kompensationsberechtigten Branchen wird auf die Studie „Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO₂-Emissionen und ausgewählte Industrien“ EWI (2019b) (Kapitel 6) verwiesen.

3 EFFEKT AUF DEN GROßHANDELSSTROMPREIS

Im folgenden Kapitel wird der Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis untersucht. Entsprechend der Ausführungen in Kapitel 2 stellt der Großhandelsstrompreis einen zentralen Bestandteil der Stromkosten stromintensiver Industrieunternehmen dar. Zunächst wird theoretisch analysiert, wie der beschleunigte Kohleausstieg auf die Höhe der sich einstellenden Großhandelsstrompreise wirkt. Anschließend werden verschiedene Methoden diskutiert und entwickelt, um diesen Effekt auf die Großhandelsstrompreise zu quantifizieren.

3.1 Theoretische Analyse

3.1.1 Preisbildung an der Strombörse: Angebot und Nachfrage

Strom kann in Deutschland zum einen an Strombörsen und zum anderen außerbörslich in Form bilateraler Verträge („Over-the-Counter“, OTC) gehandelt werden. Der bilaterale Handel ist dabei weniger transparent als der Handel an den Strombörsen, denn die Vertragspartner müssen die gehandelten Preise und Volumina nicht offenlegen. Als Referenzpreis für den OTC-Handel kann der Strompreis an den Strombörsen angesehen werden. Die Preisbildung des Großhandelsstrompreises findet in Deutschland daher maßgeblich an den Strombörsen statt. An den Strombörsen werden verschiedene standardisierte Produkte gehandelt, welche sich beispielsweise in der Vorlaufzeit vom Kauf bis zur tatsächlichen Lieferung unterscheiden. Terminprodukte mit mehrjähriger Vorlaufzeit werden beispielsweise an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig gehandelt. Mit Hilfe dieser langfristigen Verträge können sich Käufer beispielsweise gegen das Risiko steigender Preise versichern. Vorlaufzeiten dieser Terminprodukte reichen bis zu sechs Jahre in die Zukunft (EEX, 2019a). Im Gegensatz dazu werden an der EPEX Spot in Paris kurzfristige Produkte gehandelt. Dabei lassen sich grundsätzlich zwei Produktklassen unterscheiden: Day-Ahead und Intraday Kontrakte. Der Day-Ahead Handel dient den Marktteilnehmern zur täglichen Optimierung ihrer Portfolios. Täglich um 12 Uhr werden die Handelsvolumina und Preise für jede Stunde oder Stundenblöcke des Folgetages durch eine Auktion ermittelt. Zusätzlich existiert die Intraday Auktion für den Handel von 15-Minutenintervallen des Folgetages. Im anschließenden kontinuierlichen Intraday Handel kann Strom bis zu 5 Minuten vor physikalischer Lieferung gehandelt werden, um beispielsweise Prognosefehler oder Kraftwerksausfälle auszugleichen (EPEX, 2019). Abbildung 2 zeigt schematisch den zeitlichen Ablauf der einzelnen Märkte und Handelsmöglichkeiten bis zum Lieferzeitpunkt.⁵

⁵ Dabei handelt es sich um eine vereinfachte Darstellung, in der auf die Darstellung und Erläuterung der Intraday-Auktionen verzichtet wird.

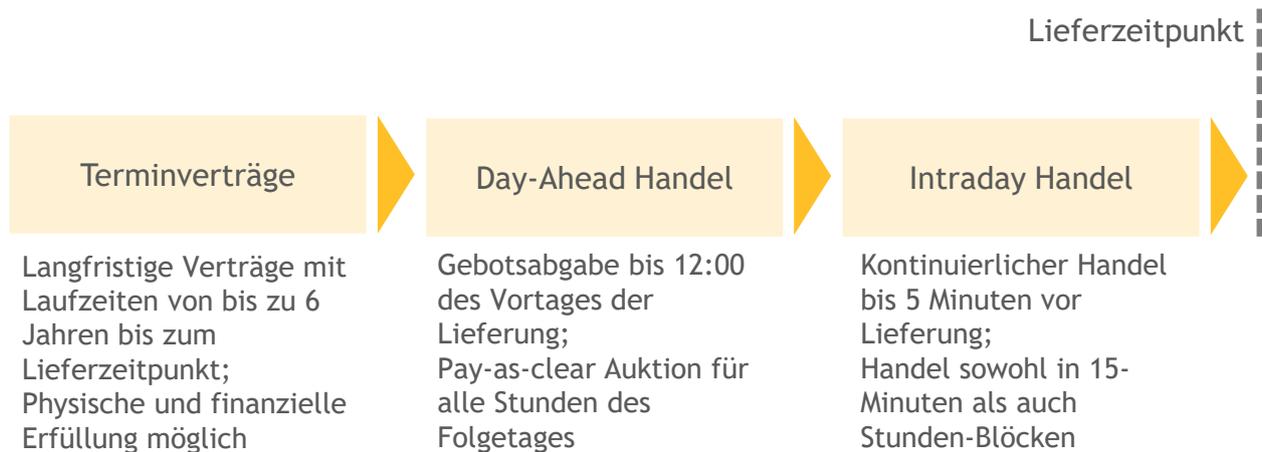


ABBILDUNG 2: ZEITLICHE DARSTELLUNG DES STROMHANDELS MIT BÖRSENPRODUKTEN

Quelle: Eigene Darstellung

Der Day-Ahead ermittelte Strompreis gilt als wichtigster Referenzwert im Strommarkt. So wird der Day-Ahead Strompreis beispielsweise als Abrechnungspreis für an der EEX gehandelte Terminprodukte für Deutschland verwendet (EEX, 2019b). Im Folgenden wird dieser Strompreis daher vereinfachend als Großhandelsstrompreis bezeichnet und steht im Mittelpunkt der Analyse.

Day-Ahead Handel und Merit-Order

Im Day-Ahead Handel geben die Marktteilnehmer ihre Gebote bis um 12:00 Uhr des Vortages der Lieferung ab. Die Angebotsabgabe erfolgt anonym über ein geschlossenes Orderbuch. Der Preis für jede Lieferstunde des Folgetages wird anhand der aus allen Geboten ermittelten Angebots- und Nachfragekurven ermittelt. Der Schnittpunkt der beiden Kurven bildet den markträumenden Gleichgewichtspreis, auch Market Clearing Price (MCP) genannt. Es handelt sich bei der Auktion um eine sogenannte Pay-as-clear Auktion, d.h. alle bezuschlagten Marktteilnehmer erhalten den Market Clearing Price. Das Verfahren wird daher auch als Einheitspreisauktion bezeichnet. Auf Grund dieses Preisbildungsmechanismus wird für die Verkäufer ein Anreiz geschaffen ihren Strom zu den Grenzkosten der Stromproduktion anzubieten. Die Angebotskurve lässt sich daher durch die Grenzkosten der am Markt verfügbaren Erzeugungsanlagen, die sogenannte Merit-Order, der jeweiligen Stunde annähern. Abbildung 3 zeigt schematisch den Preisbildungsmechanismus der Day-Ahead Auktion für eine beispielhafte Stunde. Die Angebotskurve wird hierbei durch die Merit-Order (Grenzkostenkurve) der verfügbaren Anlagen dargestellt.

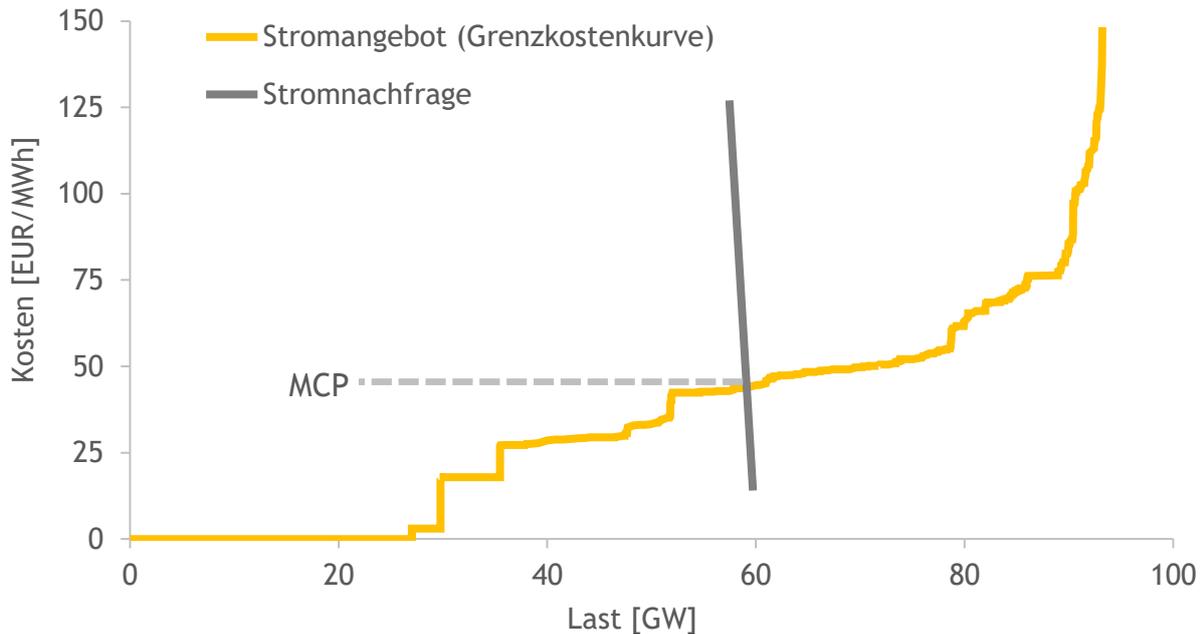


ABBILDUNG 3: PREISBILDUNG IN DER DAY-AHEAD AUKTION
 Quelle: Eigene Darstellung

Am linken Ende der Grenzkostenkurve ordnen sich die EE-Anlagen ein. Diese verfügen über sehr geringe Grenzkosten nahe null. Da die Einspeisung von EE-Anlagen von Stunde zu Stunde stark variiert, variiert auch ihr Einfluss auf die Preisbildung. Die Grenzkosten konventioneller Anlagen hängen neben der Effizienz der einzelnen Anlagen stark vom Brennstoffpreis sowie dem Preis für Emissionszertifikate ab. In der Abbildung wird deutlich, dass für die beispielhafte Stunde am Schnittpunkt der Grenzkostenkurve und der Stromnachfrage ein Grenzkraftwerk existiert, dessen Grenzkosten den Market Clearing Price für alle Marktteilnehmer bestimmen. Inframarginale Kraftwerke, deren Grenzkosten unter dem Market Clearing Price liegen, können daher positive Deckungsbeiträge erwirtschaften. Nicht bezuschlagte Kraftwerke weisen höhere Grenzkosten als den Market Clearing Price auf.

Durch die Merit-Order nicht abgebildete Effekte

Bei der Darstellung der Angebotskurve durch die Merit-Order der Grenzkosten handelt es sich um eine Annäherung realen Bieterverhaltens am Day-Ahead Markt. Die im Folgenden beschriebenen Aspekte werden dabei nicht betrachtet.

EE-Anlagen, die eine fixe EEG-Vergütung erhalten, speisen in das Netz ein, unabhängig davon, welcher Preis am Markt erzielt werden kann. Ähnliches gilt in abgeschwächter Form für EE-Anlagen, die mittels Marktprämie gefördert werden. Die Betreiber dieser Anlagen vermarkten ihre Anlagen eigenständig (oder über einen Direktvermarkter) an der Strombörse und erhalten zusätzlich eine Marktprämie. Für die EE-Anlagenbetreiber besteht aufgrund der Förderung ein Anreiz in

der Day-Ahead Auktion Preise unter null zu bieten.⁶ Zudem sind konventionelle Kraftwerke, bspw. Braunkohlekraftwerke aufgrund technischer Restriktionen in ihrer Lastwechselgeschwindigkeit, mit der die Einspeiseleistung von einer Stunde auf die nächste variiert werden kann, beschränkt. Auch das Hochfahren einer Anlage aus dem kalten Zustand kann bspw. bei Braunkohlekraftwerken bis zu 10 Stunden dauern (Agora, 2017). Für die Betreiber dieser Anlagen kann es daher beispielsweise in Situationen niedriger Strompreise sinnvoll sein, Strompreise unterhalb der eigenen Grenzkosten zu bieten (auch unterhalb von null), um das vollständige Herunterfahren der Anlage zu vermeiden. In einer solchen Situation kann es zu negativen Strompreisen in der Day-Ahead Auktion kommen, welche durch das allgemeine Merit-Order-Modell nicht erklärt werden können.

Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) erzeugen neben Strom als zweites Endprodukt Wärme, die zum Beispiel in Nah- oder Fernwärmenetze zur Raumwärmenutzung in Haushalten oder als Prozesswärme in der Industrie genutzt wird. KWK-Anlagen haben damit eine andere Kostenstruktur als rein stromgeführte Kraftwerke und weisen ein anderes Bieterverhalten am Strommarkt auf. Die Merit-Order kann damit zwar die Optimierung von KWK-Anlagen entsprechend ihrer Stromerzeugung abbilden, vernachlässigt jedoch den kombinierten Einsatz der Kraftwerke für die Strom- und Wärmeerzeugung.

Eine weitere Besonderheit stellen Speicher (z.B. Pumpspeicherkraftwerke, Großbatteriespeicher) dar, da sie je nach Großhandelsstrompreis als Erzeuger oder als Nachfrager in Erscheinung treten. So würde ein Speicherbetreiber in Stunden hoher Strompreise seinen Speicher entleeren (sofern Energie im Speicher enthalten ist) und damit als Erzeuger in der Merit-Order erscheinen. Im Gegensatz dazu würde ein Speicherbetreiber während niedriger Strompreise tendenziell als Nachfrager Strom konsumieren, um den Speicher mit Energie zu füllen. Entsprechend der Höhe der Großhandelsstrompreise sind Speicher also nur in gewissen Stunden Teil der Merit-Order. Bei statischer Betrachtung der Merit-Order wird dieses dynamische Verhalten unzureichend abgebildet.

Import/Export

Bis hierhin wurde der Einfluss der Nachbarländer Deutschlands auf die Bildung des deutschen Strompreises vernachlässigt. Aufgrund der Integration der europäischen Stromnetze und -märkte greift die bisherige Beschreibung der Preisbildung in der Day-Ahead Auktion daher zu kurz. Zwischen dem deutschen Marktgebiet (inkl. Luxemburg) und den Marktgebieten der Nachbarstaaten existieren Übertragungskapazitäten, die es erlauben in Deutschland produzierten Strom auch im Ausland zu verkaufen bzw. deutsche Stromnachfrage durch Stromimporte aus dem Ausland zu decken. Die Höhe der Strommengen, die im Ausland verkauft werden können, hängt von der Verfügbarkeit der transnationalen Übertragungskapazitäten ab. Die Höhe der Übertragungskapazität wird von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelt und an die Strombörse übermittelt. Abhängig von den maximal verfügbaren Übertragungskapazitäten werden die Angebote der Marktteilnehmer an der Strombörse nicht national betrachtet, sondern zu grenzüberschreitenden Angebots- und

⁶ Beispielsweise wenn die zu erwartende Marktprämie höher ist als die erzielten Verluste an der Strombörse. Diese Situation wird durch die „6-Stunden-Regelung“ des §51 EEG adressiert.

Nachfragekurven aggregiert. Ziel dieser Marktkopplung ist es, die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten möglichst effizient zu allokatieren. Abbildung 4 stellt den Effekt auf die Strompreisbildung schematisch dar. Während in der oberen Darstellung keine Grenzkapazitäten zwischen den zwei Marktgebieten bestehen, findet in den beiden unteren Darstellungen ein Austausch zwischen den beiden Marktgebieten statt. Das bedeutet, dass die Nachfragekurve im exportierenden Marktgebiet (A) bis zur maximal verfügbaren Übertragungskapazität verschoben wird. Im importierenden Markt (B) wird die Angebotskurve in gleichem Maße verschoben. Im Ergebnis gleichen sich die Preise an: Im exportierenden Marktgebiet steigen die Strompreise, während sie im importierenden Marktgebiet sinken. (PCR, 2018)

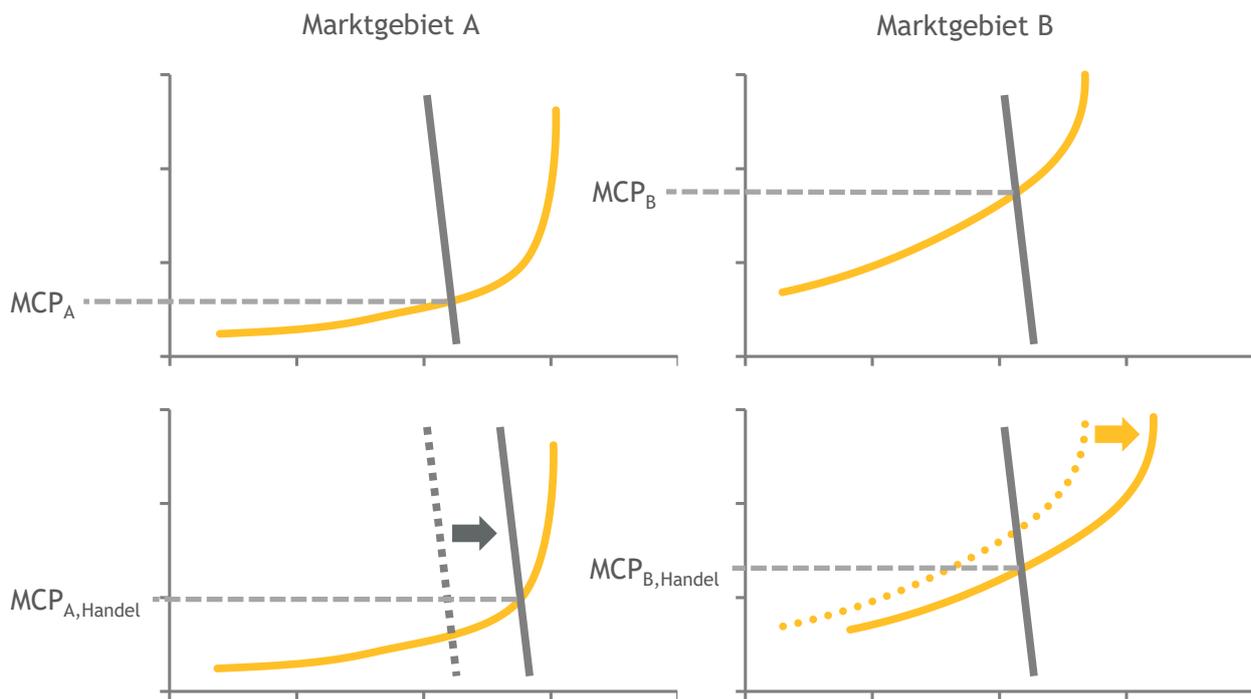


ABBILDUNG 4: EFFEKT DER MARKTKOPPLUNG AUF DIE PREISBILDUNG
Quelle: Eigene Darstellung

3.1.2 Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf die Merit-Order

Um den Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis zu analysieren, ist zunächst der Einfluss dieser Entscheidung auf den Kraftwerkspark zu betrachten. Im Folgenden wird anhand des in Kapitel 3.1.1 erläuterten Merit-Order-Modells gezeigt, wie die Veränderung des Kraftwerksparks die Preisbildung beeinflusst. Dazu wird die schematische mittlere Merit-Order eines Jahres betrachtet, jeweils für den Fall der Umsetzung des beschleunigten Kohleausstiegs und für den Fall der Referenzentwicklung, in der der Beschluss der WSBK nicht umgesetzt wird. Im Gutachten wird die Annahme getroffen, dass die Brennstoffpreise und die Preise für Emissionszertifikate im EU ETS in beiden Entwicklungen identisch sind.

Letzteres gilt nur, wenn die Beschleunigung des Kohleausstiegs mit einer Nettostillegung von Zertifikaten einhergeht. Das heißt, dass die Menge an Zertifikaten stillgelegt wird, die im Referenzfall für die Kohleverstromung aufgewandt worden wäre, abzüglich der Zertifikate, die benötigt werden, um den Wegfall der Kohleverstromung mithilfe von konventionellen Kraftwerken im In- und Ausland zu kompensieren. Die Möglichkeit dazu wurde im Zuge der Reform des EU ETS im Jahr 2018 geschaffen. Mitgliedstaaten können nationale Zusatzmaßnahmen zur Reduzierung der Kohleverstromung mit der gleichzeitigen Stilllegung von Emissionsrechten verbinden.⁷ Die WSBK empfiehlt, die Möglichkeit der Stilllegung von Emissionszertifikaten maximal in Höhe der durch den Kohleausstieg zusätzlich eingesparten CO₂-Mengen zu nutzen.⁸ In der vorliegenden Untersuchung wird dies als Nettostillegung der Zertifikatsmengen interpretiert. Diese Annahme deckt sich mit Annahmen aus aktuellen Studien.⁹

Der Einfluss des beschleunigten Kohleausstiegs auf die mittlere Merit-Order eines Jahres lässt sich in drei Komponenten unterteilen: Der Einfluss auf die Braun- und Steinkohlekapazitäten, den Einfluss auf die Gaskapazitäten und den Einfluss auf die Kapazität der EE-Anlagen.

Die linke Darstellung in Abbildung 5 zeigt die Merit-Order für die Referenzentwicklung beispielhaft für das Jahr 2030.¹⁰ Exemplarisch wird die dargestellte Nachfragekurve unterstellt. Der Schnittpunkt zwischen der Merit-Order und der Nachfragekurve definiert den Market Clearing Price in der Referenzentwicklung MCP_{Ref} . Die rechte Abbildung stellt die Situation im Falle des beschleunigten Kohleausstiegs unter der Annahme dar, dass die Nachfragesituation unverändert bleibt. Die Veränderung der Merit-Order gegenüber der Referenzentwicklung lässt sich in zwei Teilaspekte trennen. Zum einen wird die Merit-Order entsprechend des beschleunigten Kohleausstiegs um Braun- und Steinkohlekraftwerkskapazitäten reduziert. Die gestrichelte Linie stellt die verkürzte Merit-Order dar, die diesen statischen Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs abbildet. Zum anderen verändert sich die Merit-Order auch durch den dynamischen Effekt des Zubaus von Gaskraftwerken zur Kompensation der stillgelegten Kohlekraftwerkskapazitäten.¹¹ Der Schnittpunkt der Nachfrage und der Merit-Order, welche sowohl den statischen Rückgang der Kohlekapazitäten als auch den dynamischen Zubau von Gaskraftwerkskapazitäten abbildet, definiert den Market Clearing Price im Falle des beschleunigten Kohleausstiegs MCP_{WSBK} . Die Reduzierung der Kohlekapazitäten führt damit zu einem Anstieg des Großhandelsstrompreises.

⁷ Vgl. Amtsblatt (2018) Die revidierte Richtlinie zum EU ETS erlaubt es Staaten im Fall der Stilllegung von Stromerzeugungskapazitäten Emissionszertifikate, maximal in der Höhe der Durchschnittsemissionen der letzten 5 Jahre der betreffenden Anlagen, aus der Versteigerungsmenge zu löschen.

⁸ Vgl. WSBK (2019): „Daher weist die Kommission darauf hin, dass es [...] möglich sein wird, für Kraftwerksstilllegungen infolge von zusätzlichen nationalen Maßnahmen Emissionszertifikate in einem definierten Umfang aus dem nationalen Versteigerungsbudget zu löschen. Die Kommission empfiehlt, diese Möglichkeit maximal in Höhe der zusätzlich eingesparten CO₂-Mengen zu nutzen.“

⁹ z.B. EWI (2019b), Agora (2019) und Öko-Institut (2019)

¹⁰ Die Abbildung basiert dabei näherungsweise auf dem Kraftwerkspark des Jahres 2030 aus EWI (2019b).

¹¹ Diese Kompensation muss nicht ausschließlich durch den Zubau von Gaskraftwerken erfolgen. Alternativ ist bspw. auch der Zubau von Speichern oder zusätzlichem Demand-Side-Management Anwendungen denkbar.

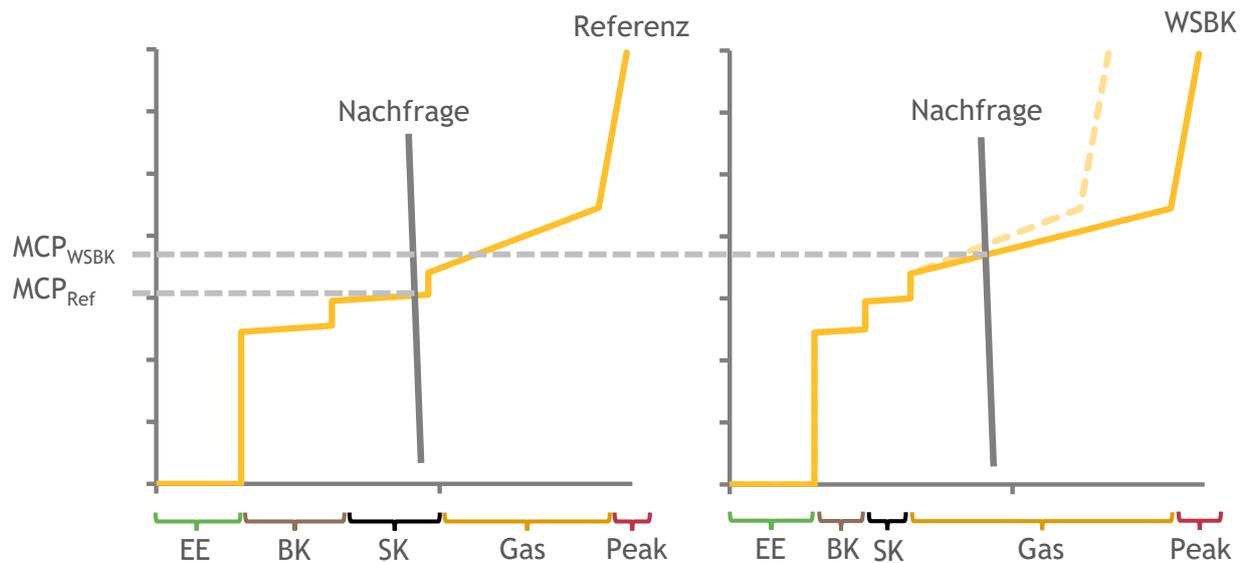


ABBILDUNG 5: EFFEKT DER KAPAZITÄTSVERÄNDERUNG AUF DIE MITTLERE MERIT-ORDER

Quelle: Eigene Darstellung

Der dritte mögliche Einfluss des beschleunigten Kohleausstiegs auf die Merit-Order ist der Einfluss auf die Erzeugung der EE-Anlagen. Der Ausbau der EE-Anlagen ist aufgrund der Förder- und Ausschreibungsmechanismen insbesondere von regulatorischen Maßnahmen und Zielgrößen abhängig, beispielsweise von der Ausgestaltung von Auktionen und deren Volumina. Im EEG existieren seit 2012 Ziele für den Ausbau der Erzeugungskapazität von EE-Anlagen (EEG, 2017). Im Koalitionsvertrag zwischen CDU und SPD aus dem Jahr 2018 wurde als zusätzliches Ziel außerdem das Ziel von 65 % Erzeugung durch EE-Anlagen definiert (Koalitionsvertrag, 2018). Dieses Ziel wurde auch im Zuge des WSBK Beschlusses bestätigt. Darauf basierend kann man annehmen, dass der WSBK Beschluss selbst keinen direkten Einfluss auf den Ausbau der EE-Anlagen und damit auf die Erzeugung dieser Anlagen in Deutschland hat.¹²

3.1.3 Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Stromaußenhandel

Entsprechend der Ausführungen in Kapitel 3.1.1 stellt die Grenzkostenbetrachtung der Merit-Order eine Vereinfachung des Preisbildungsmechanismus dar. Insbesondere wird dabei der Einfluss des Stromaußenhandels nicht abgebildet. In Kapitel 3.1.2 wurde dargelegt, dass die Veränderung der Merit-Order durch den beschleunigten Kohleausstieg zu einem Anstieg der Strompreise im Vergleich zu einer möglichen Referenzentwicklung führt. Wenn in der Merit-Order Kraftwerke mit höheren Grenzkosten preissetzend sind als in der Referenzentwicklung, beeinflusst dies allerdings auch den Stromaußenhandel. Durch den beschleunigten Kohleausstieg wird im Jahresverlauf mehr Strom importiert und weniger exportiert als in der Referenzentwicklung. Dieser Effekt wurde in verschiedenen Studien (z.B. EWI (2019b)) aufgezeigt. Schematisch zeigt Abbildung 6 den Effekt

¹² Von dieser Annahme gehen auch verschiedene aktuelle Studien aus z.B. EWI (2019b) und Öko-Institut (2019). Theoretisch ist es vorstellbar, dass ein durch den beschleunigten Kohleausstieg steigender Großhandelsstrompreis die Profitabilität von nicht mehr geförderten EE-Bestandsanlagen erhöht. Dies könnte die Höhe der EE-Erzeugungskapazitäten beeinflussen. Dieser Effekt wird im Gutachten nicht berücksichtigt.

des Kohleausstiegs auf die Preisbildung anhand des Merit-Order-Modells inklusive des Effekts auf den Stromimport und -export. Die linke Darstellung zeigt die Merit-Order für die Referenzentwicklung beispielhaft für das Jahr 2030 (entsprechend Abbildung 5). Dabei beinhaltet die Nachfragekurve, entsprechend der Ausführungen in Kapitel 3.1.1, auch die Nachfrage aus dem Ausland, die durch Stromexporte aus Deutschland gedeckt wird. Der Schnittpunkt aus der Merit-Order und der Nachfragekurve bestimmt den Market Clearing Price. Die rechte Abbildung stellt die Situation im Falle des beschleunigten Kohleausstiegs dar. Abweichend von Abbildung 5 wird allerdings der Effekt der veränderten Nettoexportmengen auf die Nachfragekurve abgebildet. Durch den im Vergleich zur Referenzentwicklung höheren Großhandelsstrompreis sinken die Nettoexportmengen im Kohleausstiegsszenario gegenüber der Referenzentwicklung. Der Market Clearing Price in dieser Situation ergibt sich aus dem Schnittpunkt der Merit-Order und der entsprechend angepassten Nachfragekurve. Durch die Integration des europäischen Strommarktes wird der Strompreiseffekt der Kapazitätsveränderungen also abgeschwächt. Gleichzeitig steigen, in geringem Maße, auch die Strompreise im Ausland.¹³

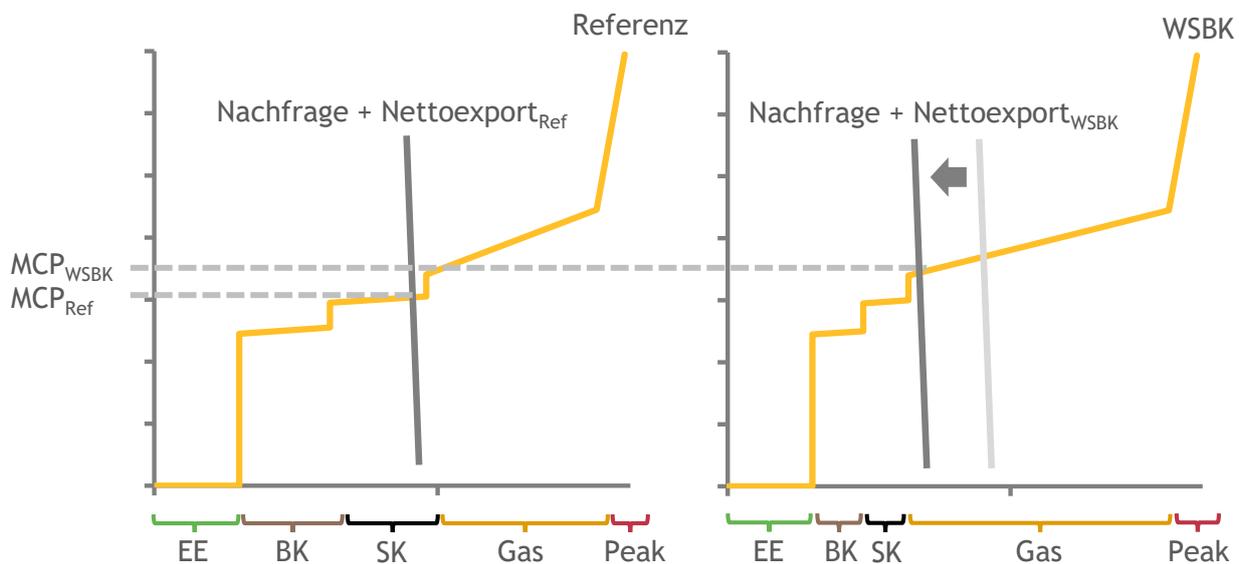


ABBILDUNG 6: EFFEKT DER VERÄNDERUNG DES STROMAUßENHANDELS AUF DIE PREISBILDUNG

Quelle: Eigene Darstellung

3.1.4 Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf die Stromnachfrage

Bei der Analyse des Effekts des Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis ist sowohl der Einfluss auf die Angebotsseite als auch auf die Nachfrageseite zu untersuchen. Die Gesamtstromnachfrage in Deutschland setzt sich aus der Nachfrage der einzelnen stromverbrauchenden Sektoren zusammen: Industrie, Gewerbe, Haushalte und Transport. Ein Teil dieser Nachfrage wird durch die Stromerzeugung mit EE-Anlagen gedeckt. Die verbleibende Stromnachfrage wird als Re-

¹³ Dieser Effekt wird auch in EWI (2019b) diskutiert.

sidualnachfrage bezeichnet. Sie ist also der Teil der Stromnachfrage, der durch steuerbare, konventionelle Anlagen gedeckt werden muss. Abbildung 7 zeigt für eine beispielhafte Woche den Vergleich zwischen Stromnachfrage und Residualnachfrage.

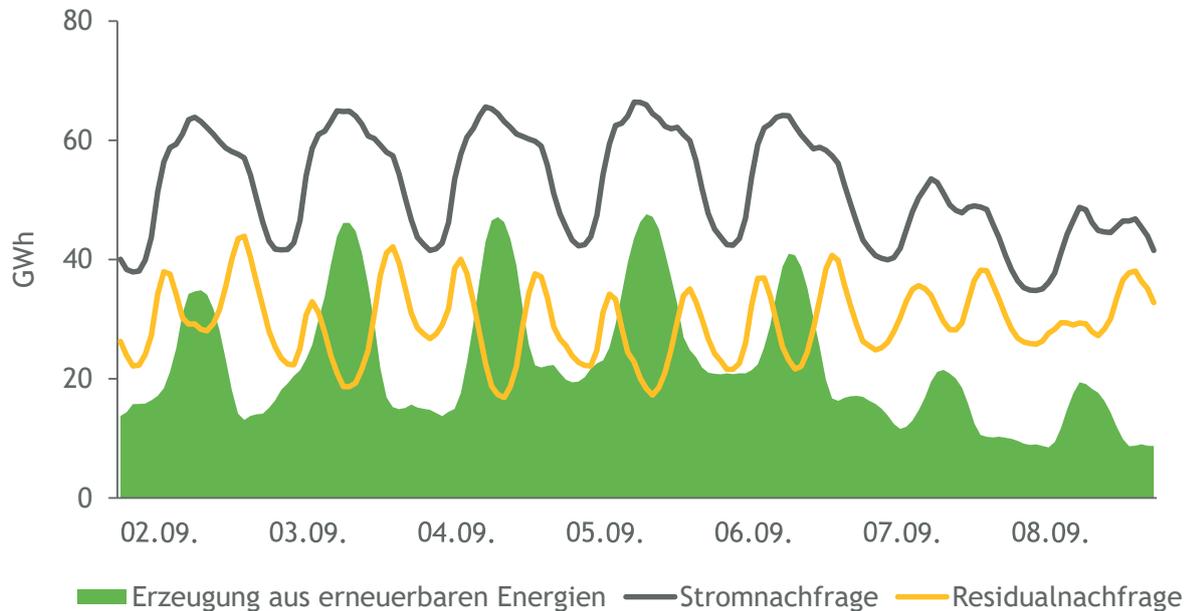


ABBILDUNG 7: STROMNACHFRAGE UND RESIDUALNACHFRAGE

Quelle: Eigene Abbildung, Daten basierend auf smard (2019)

Für die Analyse möglicher Effekte des beschleunigten Kohleausstiegs auf die Stromnachfrage und die Residualnachfrage sind zwei Aspekte zu untersuchen: Die Preiselastizität der Nachfrage und der mögliche Einfluss des beschleunigten Kohleausstiegs auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

In der Realität kann der beschleunigte Kohleausstieg aufgrund der Erhöhung des Großhandelsstrompreises in geringem Maße zu einer Reduktion der Stromnachfrage führen, was wiederum einen negativen Einfluss auf den mittleren Großhandelsstrompreis hätte. Dieser Effekt wird durch die Preiselastizität der Nachfrage abgebildet. Sie beschreibt, wie stark sich die Nachfrage prozentual verändert bei einer gegebenen prozentualen Veränderung des Preises. Sie wird anhand von Formel (1) berechnet und ist eine dimensionslose Größe.

$$\varepsilon = \frac{\Delta q/q}{\Delta p/p} = \frac{p}{q} \frac{\Delta q}{\Delta p} \quad (1)$$

Das Vorzeichen der Größe ist in der Regel negativ, da die Nachfragefunktion meist eine negative Steigung hat. Außerdem gilt, dass die Nachfrage als elastisch bezeichnet wird, wenn der Absolutwert der Preiselastizität größer 1 ist; bei einer absoluten Elastizität kleiner 1 wird von unelastischer Nachfrage gesprochen. Das heißt, bei elastischer Nachfrage reagiert die Nachfrage auf eine Preisänderung von z.B. 1% mit einer Mengenänderung von mehr als 1%. Die Preiselastizität der

Nachfrage hängt insbesondere von der Verfügbarkeit von Substituten ab, auf die bei Preissteigerungen zurückgegriffen werden kann (Varian, 2016).

In Strommärkten ist die Preiselastizität typischerweise niedrig, da die Möglichkeiten auf andere Energieträger auszuweichen begrenzt sind und stark von der Endanwendung abhängen (z.B. Erzeugung von Prozesswärme aus Gas an Stelle von Strom). Verschiedene Studien berechnen empirische Preiselastizitäten der Stromnachfrage auf Großhandelsmärkten. Tabelle 1 fasst die Ergebnisse von drei wissenschaftlichen Studien zusammen.

TABELLE 1: EMPIRISCH BERECHNETE PREISELASTIZITÄTEN DER NACHFRAGE AUF GROßHANDELSSTROMMÄRKTEN

Quelle	Spanne/ Wert von $ \varepsilon $	Betrachteter Markt
Lijesen, 2006	0,029	Spotmarkt Niederlande zu Spitzenlastzeiten
Knaut et al., 2016	[0,02 ; 0,13]	Day-Ahead Markt Deutschland
Genc, 2016	2007: [0,021 ; 0,133] 2008: [0,013 ; 0,053]	Großhandelsmarkt Ontario

Die Studien weisen darauf hin, dass die Preiselastizität der Nachfrage zeitlich sehr stark variieren kann. Der höchste in den Studien ermittelte Wert für die Preiselastizität ist mit 0,133 dennoch niedrig. Daher wird im Rahmen dieses Gutachtens vereinfachend angenommen, dass sie sich die Nachfrage vollkommen unelastisch verhält und sich damit bei Preisänderungen nicht verändert.¹⁴

Betrachtet man den Einfluss des beschleunigten Kohleausstiegs auf die Residualnachfrage, ist zusätzlich zu untersuchen, ob der Kohleausstieg die Stromerzeugung aus EE-Anlagen beeinflusst. In Kapitel 3.1.2 wurde bereits erläutert, dass die begründete Annahme getroffen werden kann, dass der beschleunigte Kohleausstieg keinen Einfluss auf die installierte Kapazität von EE-Anlagen und deren Stromerzeugung hat. Im Gutachten wird daher angenommen, dass die Residualnachfrage in beiden Entwicklungen identisch ist und nicht durch den beschleunigten Kohleausstieg beeinflusst wird.

3.2 Methodenentwicklung zur Quantifizierung des Effekts

3.2.1 Herausforderung und Zielsetzung

In Kapitel 3.1 wurden die wesentlichen Einflussgrößen identifiziert, die im Rahmen eines vorzeitigen Kohleausstiegs Einfluss auf die Großhandelspreise haben: Die Brennstoffpreise, die Emissionszertifikatspreise, die am Markt befindlichen Kraftwerke, deren Eigenschaften und variablen Betriebskosten definieren die Merit-Order. Zusätzlich wird die Preisbildung durch den Stromaußenhandel und die Stromnachfrage beeinflusst. Der Einfluss, den jede einzelne Größe auf den

¹⁴ Die Annahme preisunelastischer Nachfrage ist in Studien zur Untersuchung quantitativer Effekte von Kapazitätsveränderungen im Strommarkt nicht unüblich. (siehe z.B. Sensfuß (2011) oder Cludius et al. (2014)).

Großhandelsstrompreis hat, hängt dabei auch von den jeweils anderen Einflussgrößen ab. Das erschwert die Quantifizierung der Veränderung des Großhandelsstrompreises bei Veränderung der einzelnen Einflussgrößen zusätzlich. Zum Beispiel ist der Anstieg des Großhandelsstrompreises bei Stilllegung von Steinkohlekraftwerken größer, wenn Brennstoffpreise für Kohle relativ zu Gas niedriger sind.

Für die folgenden Betrachtungen wird angenommen, dass der Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf den mittleren Großhandelsstrompreis retrospektiv (ex-post) für ein Jahr abgeschätzt werden soll. Das heißt, die realisierte Residualnachfrage, Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise für das betrachtete Jahr sind bekannt. Außerdem ist der realisierte Kraftwerkspark beobachtbar. Diese Herangehensweise reduziert die Unsicherheit bei der Abschätzung der mittleren Großhandelsstrompreise.

Im Zuge der retrospektiven Abschätzung verbleiben allerdings Unsicherheiten darüber, wie sich die Einflussgrößen im kontrafaktischen Fall, d.h. ohne den realisierten Kohleausstieg entwickelt hätten. Dies gilt insbesondere für

1. den kontrafaktischen Kraftwerkspark, d.h. für den Kraftwerkspark in der Referenzentwicklung ohne den beschleunigten Kohleausstieg
2. die Stromnachfrage in der nicht eingetretenen Referenzentwicklung
3. und die Stromimporte/-exporte der Referenzentwicklung.

Da diese Einflussgrößen zu keinem Zeitpunkt beobachtet werden können, müssen Annahmen über die Referenzentwicklung getroffen werden. Für die Diskussion der Datengrundlage und möglicher Annahmen zur Berechnung des Effekts wird auf Kapitel 6 verwiesen. Zunächst werden im folgenden Kapitel 3.2.2 Methoden entwickelt um den Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis zu quantifizieren. Aufgrund der hohen Komplexität der Zusammenhänge und der verschiedenen sich gegenseitig beeinflussenden Einflussgrößen hat jede der vorgeschlagenen Methoden Vor- und Nachteile. Diese werden jeweils diskutiert und die Methoden anhand dreier Zielgrößen bewertet:

- **Güte:** Anhand der Zielgröße der Güte wird die Methode hinsichtlich der möglichst realitätsnahen Abbildung der Preisbildungsmechanismen bewertet. Dafür ist relevant, ob die Methode die in Kapitel 3.1 definierten Einflussgrößen berücksichtigt und inwieweit der Einfluss der Größen auf die Preisbildung korrekt wiedergegeben wird.
- **Praktikabilität:** Die Zielgröße Praktikabilität wird definiert als Maß dafür, wie komplex und aufwendig die Anwendung der Methodik ist. Kriterien hierfür sind der Aufwand zur Aufbereitung notwendiger Daten und zur Anwendung des Modells sowie das notwendige Fachwissen zur Anwendung der Methode.
- **Transparenz:** Als dritte Zielgröße wird Transparenz definiert. Da es sich bei einer möglichen Ausgleichsmaßnahme um Zahlungen aus öffentlichen Geldern handelt, ist sicher zu

stellen, dass das Zustandekommen und die Abwicklung dieser Zahlungen für die Öffentlichkeit nachvollziehbar sind. Hierbei ist die freie Verfügbarkeit der benötigten Daten ebenso von Bedeutung, wie die Nachvollziehbarkeit der Methodik und die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse.

3.2.2 Methoden

Im Folgenden werden drei verschiedene Methoden diskutiert, um den Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis zu quantifizieren. Dabei wird angenommen, dass die Berechnung des Preiseffekts entsprechend der Ausführungen in Kapitel 3.2.1 ex-post vorgenommen wird. Das bedeutet, der Preiseffekt wird nach Ablauf eines Jahres für das entsprechende Jahr berechnet. Die realisierten Brennstoffpreise, die Nachfrage und weitere für die Methoden notwendige Annahmen können für das betrachtete Jahr also beobachtet werden. Alle Methoden haben gemeinsam, dass zwei Preise berechnet werden. Dabei handelt es sich zum einen um den abgeschätzten, durchschnittlichen Großhandelsstrompreis des betrachteten Jahres entsprechend des realisierten, beschleunigten Kohleausstiegs: $P_{Ist,t}$. Je nach Abschätzungsmethode entspricht dieser Preis näherungsweise dem realen, durchschnittlichen Großhandelsstrompreis des Betrachtungsjahres. Außerdem wird jeweils der durchschnittliche Großhandelsstrompreis der Referenzentwicklung abgeschätzt: $P_{Ref,t}$. Der Anstieg des durchschnittlichen Großhandelsstrompreises durch den beschleunigten Kohleausstieg berechnet sich entsprechend Formel (2) aus der Differenz der beiden berechneten Preise.

$$\Delta \text{Großhandelsstrompreis} = P_{Ist,t} - P_{Ref,t} \quad (2)$$

1. Strommarktmodell - Modellierung des europäischen Strommarktes

Eine Methode Großhandelsstrompreise abzuschätzen ist der Einsatz eines computergestützten Modells für den europäischen Strommarkt. Mithilfe eines solchen Modells können die realisierten Entwicklungen am Strommarkt für das vorherige Jahr reproduziert werden. Anschließend kann der Kraftwerkspark im Modell, entsprechend der Referenzentwicklung, angepasst werden. Auf diese Weise können mit dem Modell die beiden mittleren Großhandelsstrompreise, einmal für die realisierte Entwicklung und einmal für die Referenzentwicklung, und die Differenz zwischen den beiden Preisen berechnet werden. Diverse Institutionen haben in den letzten Jahren entsprechende Modelle entwickelt. OEP (2019) und Savvidis et al. (2019) geben einen guten Überblick über die existierenden Strommarktmodelle für Deutschland und Europa.¹⁵ Diese Strommarktmodelle zeichnen sich dadurch aus, dass es mit ihnen möglich ist, die komplexen Zusammenhänge und Interaktionen der Einflussgrößen durch mathematische Gleichungen abzubilden. Mithilfe eines derartigen

¹⁵ Mit den Modellen DIMENSION und MORE stehen am EWI zwei Modelle zur Verfügung, mit denen entsprechende Berechnungen durchgeführt werden können.

Modells kann der mittlere Großhandelsstrompreis für die Referenzentwicklung mit einer hohen Güte abgeschätzt werden.

Die Güte der Ergebnisse eines europäischen Strommarktmodells hängt zum einen von der korrekten Wiedergabe der Mechanismen im europäischen Strommarkt und zum anderen von den zugrundeliegenden Annahmen ab. Mit computergestützten Modellen ist es theoretisch möglich die Preisbildung inklusive der Einflüsse durch spezifische Kraftwerkseigenschaften, Speicher, KWK-Anlagen, Einspeisung aus EE-Anlagen, sowie durch die Interaktion mit den Energiemärkten des europäischen Auslands (Stromaußenhandel) stundenscharf abzubilden.

Wird das Strommarktmodell dazu verwendet den Strompreiseffekt des beschleunigten Kohleausstiegs für das Vorjahr abzuschätzen, können die realisierten Entwicklungen der verschiedenen Einflussgrößen als Eingangsdaten für das Modell verwendet werden. Zentrale Einflussgrößen sind: Der europäische Kraftwerkspark (inklusive der Kraftwerkseigenschaften wie Mindestlast oder Anfahrtszeiten), Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise, variable Betriebskosten, Nachfrage, Einspeisung aus EE-Anlagen, Kraftwerksverfügbarkeiten und maximale Übertragungskapazitäten ins Ausland. Da die Erzeugungsmengen, Import- und Exportmengen sowie Strompreise für die realisierte Entwicklung bekannt sind, kann die Güte des Modells daran gemessen werden, inwiefern das Modell unter Berücksichtigung der realisierten Werte der Einflussgrößen diese Mengen und Preise reproduzieren kann.

Ist das Modell in der Lage die realisierten Strompreise zu reproduzieren, kann durch entsprechende Anpassung der Einflussgrößen der Referenzentwicklung der mittlere Großhandelsstrompreis $P_{Ref,t}$ abgeschätzt werden. Entsprechend der Ausführungen in Kapitel 3.1 kann für die meisten Einflussgrößen (Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise, Nachfrage, EE-Einspeisung, variable Betriebskosten, Kraftwerksverfügbarkeiten) näherungsweise angenommen werden, dass diese unabhängig vom beschleunigten Kohleausstieg sind und somit identisch zur Modellierung der realisierten Entwicklung sind. Für den deutschen Kraftwerkspark müssen allerdings Annahmen zur Entwicklung im nicht beobachtbaren Referenzfall getroffen werden. Der Kraftwerkspark im kontrafaktischen Referenzfall muss entsprechend der erfolgten vorzeitigen Stilllegungen von Kohlekraftwerken und dem zusätzlich erfolgten Zubau aus dem beobachtbaren Kraftwerkspark abgeleitet werden (siehe hierzu im Detail Kapitel 6). Für den Kraftwerkspark im europäischen Ausland kann näherungsweise angenommen werden, dass dieser durch den beschleunigten Kohleausstieg nicht beeinflusst wird.

Das Vorgehen, um mithilfe eines europäischen Strommarktmodells den Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis abzuschätzen, wird in Abbildung 8 dargestellt.

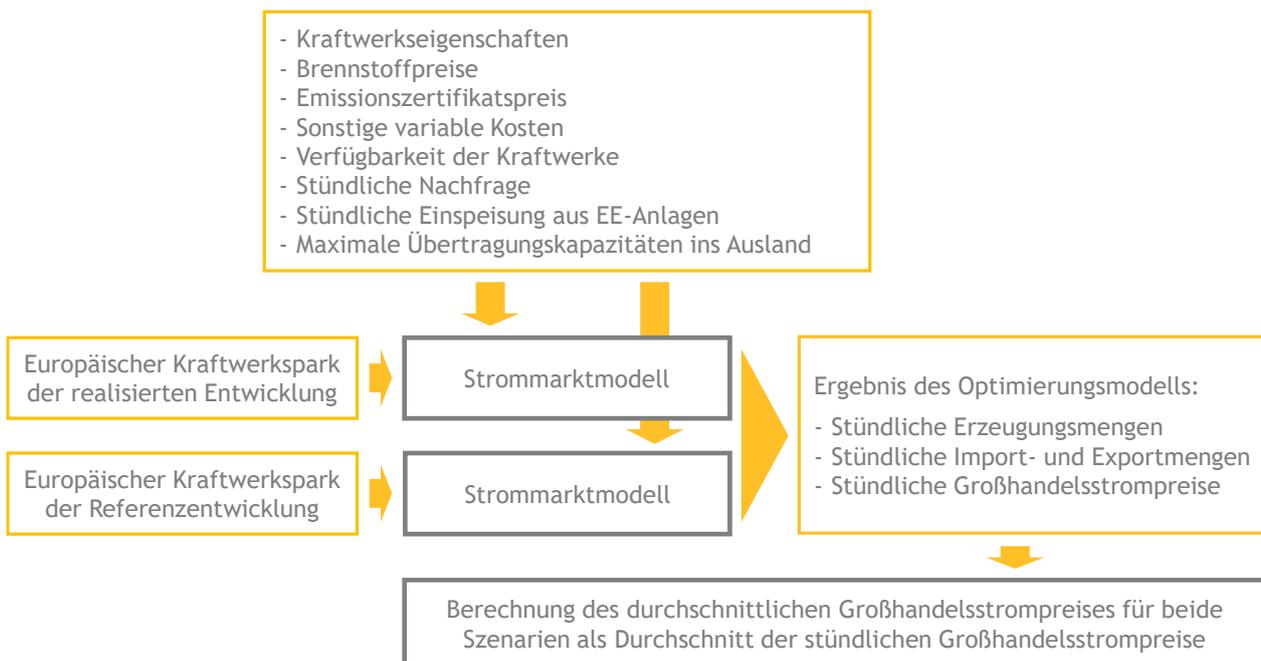


ABBILDUNG 8: METHODE 1: EUROPÄISCHES STROMMARKTMODELL

Quelle: Eigene Darstellung

Durch die Verwendung eines computergestützten Strommarktmodells kann der Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis mit hoher Güte abgeschätzt werden. Diese Güte hängt dabei stark von der Implementierung des gewählten Modells ab und inwieweit die identifizierten Zusammenhänge (vgl. Kapitel 3.1) durch das Modell korrekt wiedergegeben werden. Durch die Verwendung eines solchen Modells ist es insbesondere möglich die spezifischen Eigenschaften der Kraftwerke, KWK-Anlagen und Speicher abzubilden. Durch die Abbildung des gesamten europäischen Strommarkts ist es außerdem möglich den Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Stromaußenhandel und dessen Rückkopplung auf den Großhandelsstrompreis einzubeziehen.

Da es sich bei Strommarktmodellen um relativ komplexe Modelle handelt, wäre die jährliche Durchführung der Berechnungen von Experten, die über entsprechendes Fachwissen und Modellverständnis verfügen, umzusetzen. Das macht den Einsatz eines solchen Modells aufwendig und ggf. wenig praktikabel. Die zugrundeliegenden Annahmen können zwar transparent dargelegt werden, der konkrete „Lösungsweg“ des Modells ist allerdings für Außenstehende nicht ohne weiteres nachvollziehbar. Dadurch weißt diese Methode eine eingeschränkte Transparenz auf.

2. Merit-Order-Modell - Einsetzen der Residualnachfrage in die mittlere Merit-Order des Jahres

Die in Kapitel 3.1 diskutierte Merit-Order stellt eine Annäherung an die tatsächliche Preisbildung im deutschen Strommarkt dar, da sie die Grenzkosten der Kraftwerke am Markt in aufsteigender Reihenfolge wiedergibt und somit die Angebotskurve des Marktes repräsentiert. Der Schnittpunkt der Residualnachfrage mit der Angebotskurve setzt den Market Clearing Price für alle Marktteilnehmer. Die Merit-Order eignet sich dazu, die Effekte eines beschleunigten Kohleausstiegs auf die

Großhandelsstrompreise zu quantifizieren und dadurch eine aufwendige Strommarktmodellierung zu vermeiden. Die im Folgenden vorgestellte Methodik nutzt die Merit-Order, um eine durchschnittliche Angebotskurve für den Referenz- und den Ist-Fall aufzustellen (Merit-Order-Modell). Unter der Annahme einer unveränderten Residualnachfrage im Ist- und im Referenzfall werden die durchschnittlichen Großhandelsstrompreise für beide Fälle auf Basis der jeweiligen Angebotskurven sowie der stündlichen realisierten Residualnachfrage berechnet. Die Merit-Order der realisierten Entwicklung kann dabei auf der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur beruhen (BNetzA, 2019b), während die Merit-Order der Referenzentwicklung zusätzlich die durch den beschleunigten Kohleausstieg induzierten Kapazitätsveränderungen berücksichtigt.

Um mithilfe des Merit-Order Modells Strompreise abschätzen zu können, muss zunächst die durchschnittliche Merit-Order des betrachteten Zeitraums definiert werden. Dabei wird im Folgenden der Zeitraum von einem Jahr angenommen. Grundsätzlich sind auch höhere zeitliche Auflösungen denkbar (z.B. monatsweise oder quartalsweise). Eine höhere zeitliche Auflösung steigert jedoch die Komplexität der Methodik, da für jeden Zeitraum die jeweilige Merit-Order mit der zugehörigen Datengrundlage bestimmt werden muss.

Im Merit-Order-Modell werden die verfügbaren Erzeugungskapazitäten entsprechend ihrer Grenzkosten inklusive Emissionszertifikatspreise sortiert (siehe Kapitel 3.1). Entsprechend der Ausführungen in Kapitel 3.1.2 wird angenommen, dass die EE-Erzeugungskapazitäten im Ist- und im Referenzfall gleich sind. Im Folgenden wird daher nur die Merit-Order des konventionellen Kraftwerksparks betrachtet. Um die durchschnittliche konventionelle Merit-Order eines Jahres zu bestimmen, müssen zunächst die Kraftwerke definiert werden, die im entsprechenden Jahr im Einsatz waren. Für jedes dieser Kraftwerke werden die durchschnittlichen Grenzkosten des Jahres sowie die durchschnittlich verfügbare Netto-Kraftwerksleistung bestimmt.

Wie in Formel (3) dargestellt, berechnen sich die Grenzkosten MC_t (in €/MWh_{el})¹⁶ eines Kraftwerks bezogen auf den Zeitraum t aus den durchschnittlichen Brennstoffpreisen (inkl. Transportkosten) (in €/MWh_{th}) dividiert durch die Effizienz des Kraftwerkes η (in MWh_{el}/MWh_{th}). Hinzu kommen die Kosten für Emissionszertifikate, die sich aus dem durchschnittlichen Zertifikatspreis EUA_t (in €/tCO₂) im Zeitraum t , den spezifischen Emissionen des Kraftwerks (in tCO₂/MWh_{th}) und der Effizienz des Kraftwerks η ergeben. Dazu kommen sonstige weitere variable Betriebskosten der jeweiligen Anlagen.

$$MC_t = \frac{\text{Brennstoffpreis}_t}{\eta} + EUA_t * \frac{\text{spez. Emissionsfaktor}}{\eta} + \text{var. Betriebskosten} \quad (3)$$

Für jedes Kraftwerk ist die Netto-Kraftwerksleistung P_{Netto} (in GW) bekannt. Kraftwerks-Nichtverfügbarkeiten, z.B. aufgrund von Revisionen und nicht geplanter Ausfälle, reduzieren die Nettoleistung eines Kraftwerkblocks. Entsprechend Formel (4) kann die durchschnittliche verfügbare

¹⁶ MC = Marginal Cost (dt. Grenzkosten)

Netto-Kraftwerksleistung $P_{Netto,verfügbar}$ (in GW) für jeden Kraftwerksblock mithilfe der durchschnittlichen Ausfallwahrscheinlichkeit $p_{Ausfall}$ (in %) des jeweiligen Kraftwerkstyps abgeschätzt werden.

$$P_{Netto,verfügbar} = P_{Netto} * (1 - p_{Ausfall}) \quad (4)$$

Sowohl die Brennstoff- und Emissionszertifikats-Preise als auch die Ausfallwahrscheinlichkeit im betrachteten Jahr sind ex-post beobachtbar. Sortiert man die Kraftwerksblöcke aufsteigend nach ihren Grenzkosten, erhält man die durchschnittliche Merit-Order für den ausgewählten Zeitraum. Für eine detaillierte Beschreibung des Prozesses zum Aufstellen der Merit-Order sowie der zugrundeliegenden und notwendigen Annahmen wird auf das EWI Merit-Order Tool 2019 (EWI, 2019c) sowie die dazugehörige Dokumentation (EWI, 2019d) verwiesen. Mithilfe der Dokumentation und der entsprechenden Excel-Datei können die einzelnen Schritte nachvollzogen werden. Das Excel-Tool bietet außerdem die Möglichkeit Annahmen zu variieren und den entsprechenden Effekt auf die Merit-Order zu visualisieren.

Abbildung 9 zeigt beispielhaft die durchschnittliche Merit-Order für das Jahr 2018 unter Verwendung der erläuterten Methodik und des EWI Merit-Order Tools (EWI, 2019c).¹⁷

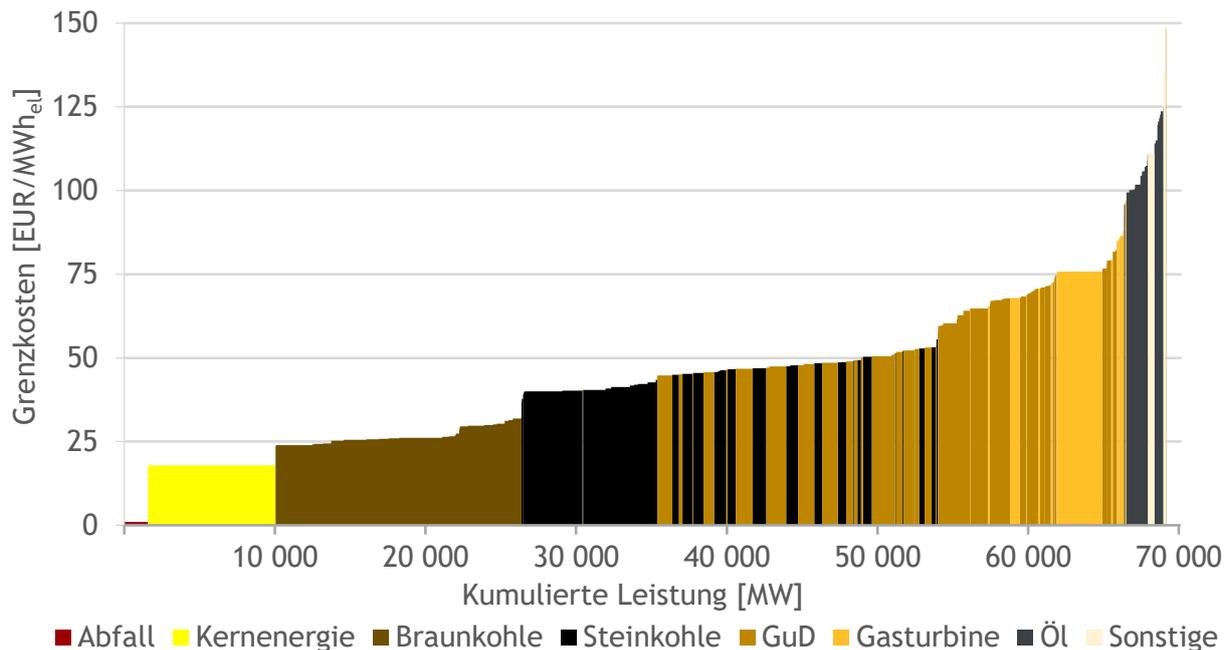


ABBILDUNG 9: DURCHSCHNITTLICHE MERIT-ORDER KONVENTIONELLER KRAFTWERKE IN DEUTSCHLAND FÜR 2018
Quelle: Eigene Darstellung

Wie eingangs erläutert ist es zur Bestimmung des Effekts eines vorzeitigen Kohleausstieges auf den Großhandelspreis notwendig, die Merit-Order auch für die kontrafaktische Entwicklung auf-

¹⁷ Für die der hier dargestellten Merit-Order zugrundeliegende Kraftwerkliste und Annahmen wird auf EWI (2019c) und EWI (2019d) sowie auf Anhang A.2 verwiesen.

zustellen. Wie in Kapitel 3.1 erläutert, kann die Annahme getroffen werden, dass Brennstoffpreise, Kraftwerks-Nichtverfügbarkeiten, Emissionsfaktoren, variable Betriebskosten und Emissionszertifikats-Preise vom beschleunigten Kohleausstieg nicht beeinflusst werden und daher in der Referenzentwicklung den Werten der realisierten Entwicklung entsprechen. Um die Merit-Order der Referenzentwicklung zu definieren, werden Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerksparks getroffen, da dieser nicht beobachtbar ist. Der Kraftwerkspark im Referenzfall wird entsprechend der erfolgten vorzeitigen Stilllegungen und dem zusätzlich erfolgten Zubau aus dem beobachtbaren Kraftwerkspark abgeleitet (siehe hierzu im Detail Kapitel 6). Die Merit-Order für den Referenzfall wird analog zum Ist-Fall basierend auf den Grenzkosten des entsprechenden Kraftwerksparks entwickelt.

Zur Bestimmung des jeweiligen Großhandelsstrompreises werden die zuvor bestimmten Angebotskurven (in Form der Merit-Order) für den Referenz- und den Ist-Fall verwendet. Da es sich bei den hergeleiteten Angebotskurven um die mittleren Angebotskurven der konventionellen Kraftwerke handelt, ergeben sich die Grenzkosten der preissetzenden Kraftwerke durch das Einsetzen der Residualnachfrage. Die Einspeisung aus EE-Anlagen ist über die Residualnachfrage in der Preisbildung berücksichtigt. Die Residualnachfrage jeder Stunde des betrachteten Jahres ist bei retrospektiver Betrachtung bekannt.

Es wird angenommen, dass die Residualnachfrage im Referenz- und im Ist-Fall identisch ist (siehe Kapitel 3.1.4). Basierend auf den stündlichen Residualnachfragewerten des betrachteten Jahres wird in beiden Merit-Order Kurven das jeweilige Grenzkraftwerk identifiziert. Aus den Grenzkosten der Grenzkraftwerke ergeben sich jeweils 8760 Preise. Der Durchschnitt dieser Preise entspricht dem abgeschätzten durchschnittlichen Großhandelsstrompreis für die realisierte Entwicklung ($P_{Ist,t}$) und die Referenzentwicklung ($P_{Ref,t}$). Entsprechend Formel (2) kann die Differenz der mittleren Großhandelsstrompreise, und damit der Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis, bestimmt werden. Das Vorgehen wird in Abbildung 10 schematisch dargestellt.

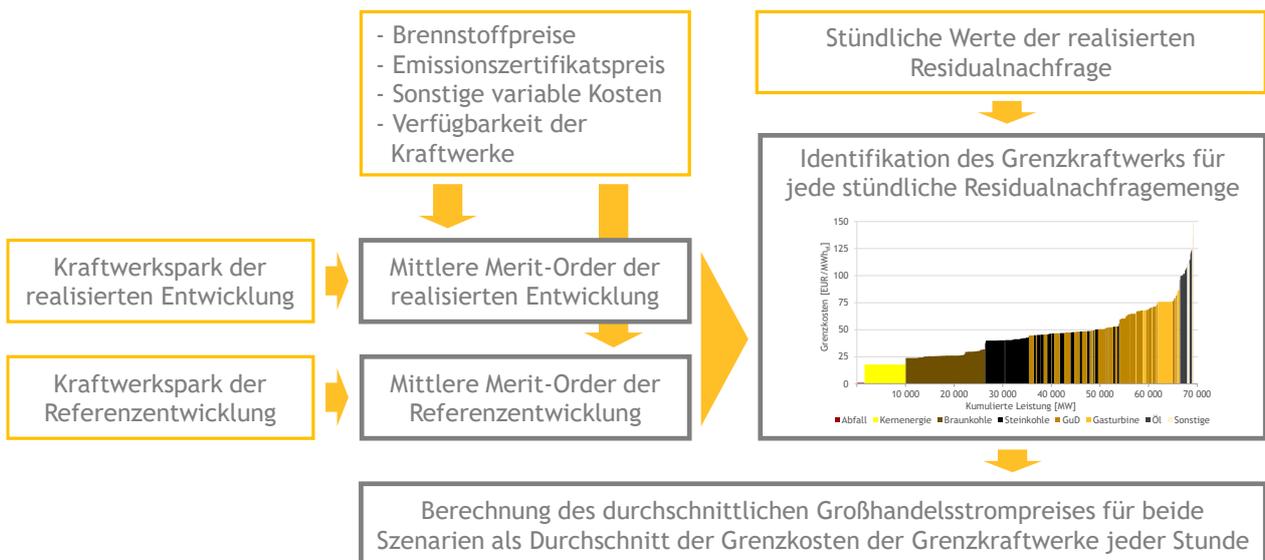


ABBILDUNG 10: METHODE 2: EINSETZEN DER RESIDUALNACHFRAGE IN DIE MITTLERE MERIT-ORDER DES JAHRES

Quelle: Eigene Darstellung

Die Methodik des Merit-Order-Modells ist transparent und leicht nachvollziehbar. Alle notwendigen Daten und Annahmen (Kraftwerkspark, Brennstoffpreise, Emissionszertifikatspreise und Nachfrage) können transparent dargelegt werden.¹⁸ Im Gegensatz zur Strommarktmodellierung wird weniger Fachwissen benötigt, um die notwendigen Berechnungen durchzuführen. Durch die geringe Komplexität der notwendigen Berechnungsschritte sind die Ergebnisse gut nachvollziehbar.

Entsprechend der Ausführungen in Kapitel 3.1 kann die Merit-Order allerdings lediglich eine Annäherung an die Realität sein. Zu den Einschränkungen des Merit-Order-Modells zählen, dass weder das reale Bieterverhalten von Betreibern wärmegeführter Kraftwerke (KWK-Anlagen) abgebildet werden kann, noch die An- und Abfahrrestriktionen konventioneller Kraftwerke. Außerdem bildet das Merit-Order-Modell das dynamische Verhalten von Speichern nicht ab. Die zentrale Einschränkung dieser Methodik stellt die Vernachlässigung des Stromaußenhandels dar. Während die fehlerhafte Abbildung von Kraftwerkseigenschaften und Speichern bei der Abschätzung des Großhandelsstrompreises für die realisierte als auch für die Referenzentwicklung in gleicher Größenordnung auftreten dürfte, hat der beschleunigte Kohleausstieg über den veränderten Großhandelsstrompreis direkten Einfluss auf die Import- und Exportmengen (vgl. Kapitel 3.1.3). Im Merit-Order-Modell wird dieser Zusammenhang vernachlässigt, da die Stromaußenhandelsmengen im Referenzfall nicht ohne weiteres bestimmt werden können. Für Berechnung der Preisunterschiede zwischen Referenz- und Ist-Fall kann die Vernachlässigung der Handelssalden zu einer Überschätzung des Preisdeltas führen, da die vorzeitige Reduzierung von Kohlekapazitäten zu deutlich höheren Importmengen führen kann (EWI, 2019b). Wenn eine begründete Annahme für die Import- und Exportmengen in der Referenzentwicklung getroffen werden kann, wäre es möglich diese Annahme sowie die realisierten Import und Exportmengen im Ist-Fall als Reduktion der Residuallast in das Modell aufzunehmen, bspw. auch mithilfe eines Faktors. Dies könnte die Güte des Modells verbessern.

¹⁸ In Kapitel 6 wird auf die notwendigen Annahmen und die möglichen Datenquellen im Detail eingegangen.

Entsprechend der dargelegten Vorgehensweise wurde die durchschnittliche Merit-Order in Deutschland für die Jahre 2016 bis 2018 ermittelt.¹⁹ Mithilfe der in den entsprechenden Jahren realisierten stündlichen Residualnachfrage²⁰ wurden die durchschnittlichen jährlichen Großhandelsstrompreise abgeschätzt und mit den realen Großhandelsstrompreisen²¹ verglichen. In Abbildung 11 ist zu erkennen, dass die vorliegende Methodik in diesem Fall den mittleren Großhandelsstrompreis unterschätzt. Dies ist auch auf die fehlende Abbildung der Stromexporte zurückzuführen. Da Deutschland in den betrachteten Jahren Nettostromexporteur war, hat der Stromaußenhandel einen positiven Einfluss auf die Großhandelsstrompreise, führt also im Mittel zu höheren Großhandelsstrompreisen. Da das stündliche Außenhandelsaldo für die entsprechenden Jahre bekannt ist, wurde, um diesen Effekt zu quantifizieren, die stündliche Residuallast um das stündliche Außenhandelsaldo erhöht. Die so abgeschätzten Strompreise sind tendenziell höher als die realen durchschnittlichen Großhandelsstrompreise. Dies ist auf Vereinfachungen der Methodik z.B. durch die Verwendung von Mittelwerten und durch die Vernachlässigung spezifischer Kraftwerkeigenschaften zurückzuführen. Die Differenz zwischen den abgeschätzten Strompreisen mit und ohne Berücksichtigung des Außenhandels zeigt, dass der Stromaußenhandel Einfluss auf die Preisbildung hat. Im Zuge der Abschätzung des Effekts des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis sind zwar die Nettoexportmengen in der realisierten Entwicklung bekannt, die Nettoexportmengen in der Referenzentwicklung sind jedoch unbekannt. Wenn die Nettoexportmengen durch den beschleunigten Kohleausstieg sinken, dämpft das den Effekt auf den Großhandelsstrompreis (siehe Kapitel 3.1.3). Dieser Effekt kann durch die vorliegende Methodik, ohne eine Annahme zu den kontrafaktischen Exportmengen, nicht abgebildet werden. Der Anstieg des Großhandelsstrompreises durch den beschleunigten Kohleausstieg wird damit überschätzt.

¹⁹ Für eine Übersicht der zugrundeliegenden Annahmen zur Bestimmung der Merit-Order für das Jahr 2018 wird auf Anhang A.2 verwiesen. Für davon abweichende Annahmen für die Berechnung der Jahre 2016 und 2017 wird auf Anhang A.3 verwiesen.

²⁰ Daten basierend auf smard (2019)

²¹ Daten basierend auf ENTSO-E (2019)

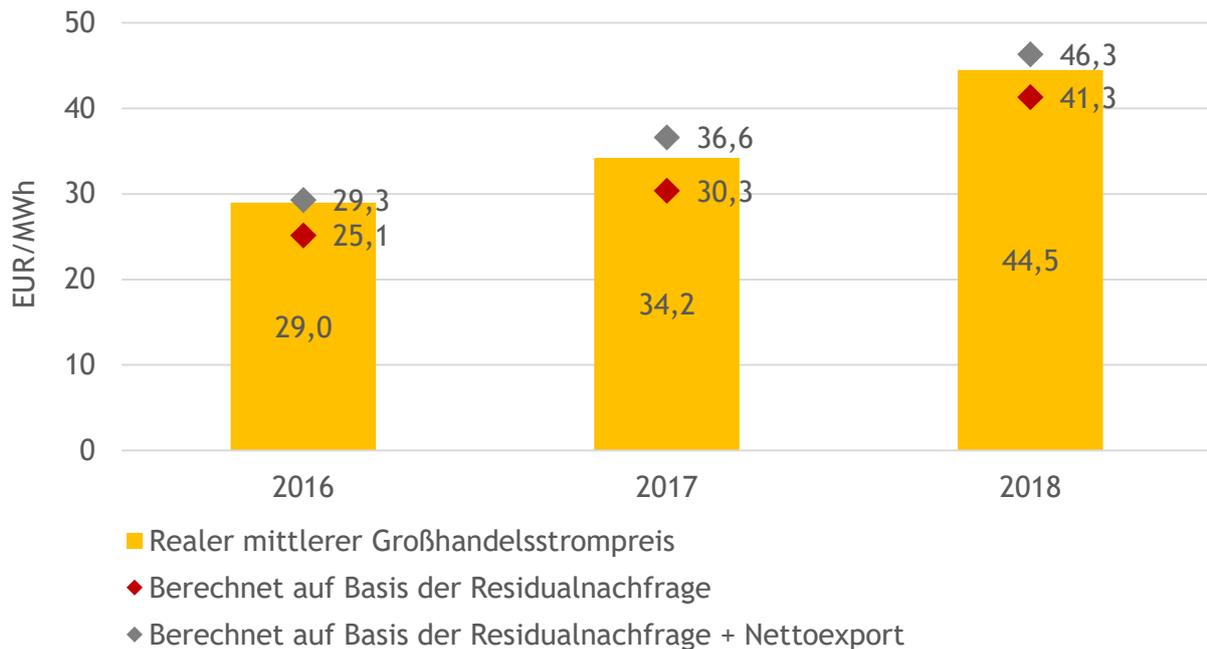


ABBILDUNG 11: PREISABSCHÄTZUNG DES MITTLEREN GROSßHANDELSSTROMPREISES FÜR 2016-2018
MITHILFE DES MERIT-ORDER MODELLS

Quelle: Eigene Darstellung

3. Vereinfachtes Merit-Order-Modell - Approximation der Merit-Order und der Residualnachfrage

Für die 2. Methode (die Verwendung des Merit-Order-Modells) muss jedes Jahr eine detaillierte Liste der am Markt befindlichen Kraftwerke erstellt werden. Zusätzlich ist für jede Nachfragesituation des Jahres die Bestimmung der Grenzkraftwerke in beiden Szenarien notwendig. Im Folgenden werden verschiedene Ansätze diskutiert, wie dieses Vorgehen vereinfacht werden kann. Durch die Approximation der Residualnachfrage durch eine Dichtefunktion und der Merit-Order durch eine einfachere Angebotsfunktion kann die Komplexität reduziert werden, um eine höhere Praktikabilität zu erreichen. Sind die Parameter der Verteilung sowie die Angebotsfunktion bekannt, lässt sich der mittlere Großhandelsstrompreis mit einer einfachen Formel berechnen.

Die Dichtefunktion der Residualnachfrageverteilung der vergangenen Jahre lässt sich mit hoher Güte durch die Dichtefunktion der Normalverteilung f nach Formel (5) beschreiben. Die Dichtefunktion wird definiert durch den Erwartungswert der Verteilung μ und die Varianz σ^2 . Beide Größen können aus der stündlichen Zeitreihe der Residualnachfrage für den Zeitraum des betrachteten Jahres berechnet werden.

$$f(x|\mu, \sigma^2) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} * \exp\left(-\frac{(x - \mu)^2}{2\sigma^2}\right) \quad (5)$$

Abbildung 12 zeigt die Verteilung und die kumulierte Verteilung der Residualnachfrage für das Jahr 2018. Zum Vergleich sind außerdem die Dichtefunktion der Normalverteilung und deren kumulierte Verteilungsfunktion dargestellt. Die Abbildung macht deutlich, dass die Residualnachfrage mit hoher Güte durch die Dichtefunktion der Normalverteilung angenähert werden kann.²²

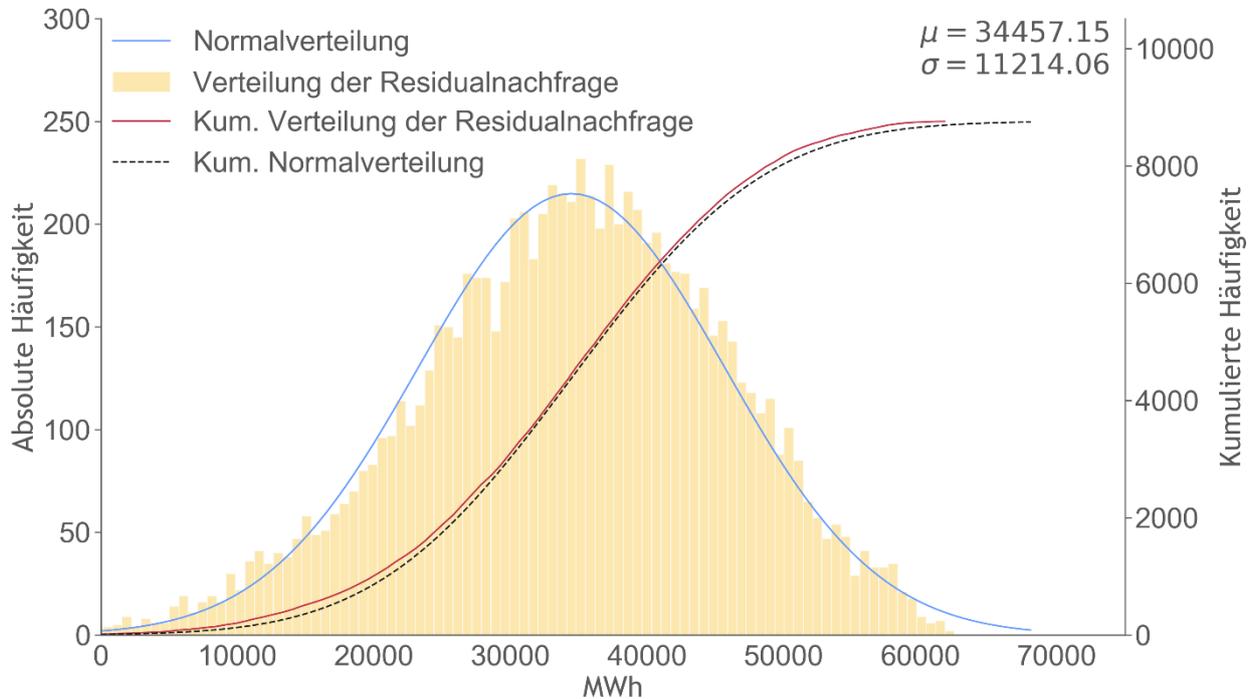


ABBILDUNG 12: VERTEILUNG DER RESIDUALNACHFRAGE 2018 UND APPROXIMATION DURCH NORMALVERTEILUNG
Quelle: Eigene Darstellung, Daten basierend auf smard (2019)

Unter der Annahme, dass die Verteilung der Residualnachfrage auch in Zukunft entsprechend Formel (5) durch eine Dichtefunktion der Normalverteilung approximiert werden kann, kann diese Dichtefunktion zur Berechnung des mittleren Großhandelsstrompreises verwendet werden. Der mittlere Großhandelsstrompreis ergibt sich dann aus dem Produkt der Dichtefunktion und der mittleren Angebotsfunktion $g(x)$ entsprechend Formel (6).

$$P = \int_{-\infty}^{+\infty} f(x|\mu, \sigma^2) * g(x) dx \quad (6)$$

In Methode 2 wurde die mittlere Angebotsfunktion durch die diskrete Merit-Order der einzelnen Kraftwerke definiert. Es wurde also keine stetige Angebotsfunktion definiert, die unmittelbar in Formel (6) zur Berechnung des mittleren Großhandelsstrompreises eingesetzt werden kann. Um dies zu ermöglichen, muss die diskrete Merit-Order hin zu einer handhabbareren Angebotsfunktion vereinfacht werden. Im Folgenden werden beispielhaft zwei Ansätze einer solchen Approximation diskutiert:

²² Die Verteilungen der Residualnachfrage in den Jahren 2015-2017 sind in Anhang A.4 abgebildet.

1. Angebotsfunktion als stückweise konstante Funktion der Kraftwerkstypen

Eine Möglichkeit der Approximation der Merit-Order ist die Darstellung der Merit-Order als stückweise konstante Angebotsfunktion.²³ Die einzelnen Abschnitte der Funktion können anhand der verschiedenen Kraftwerkstypen (z.B. Braunkohle, Steinkohle, GuD-Kombikraftwerk, Gasturbine, Spitzenlastkraftwerk) definiert werden. Dazu müssen für jeden der Kraftwerkstypen mittlere Grenzkosten angenommen werden. Abbildung 13 zeigt eine solche Approximation der Merit-Order schematisch.

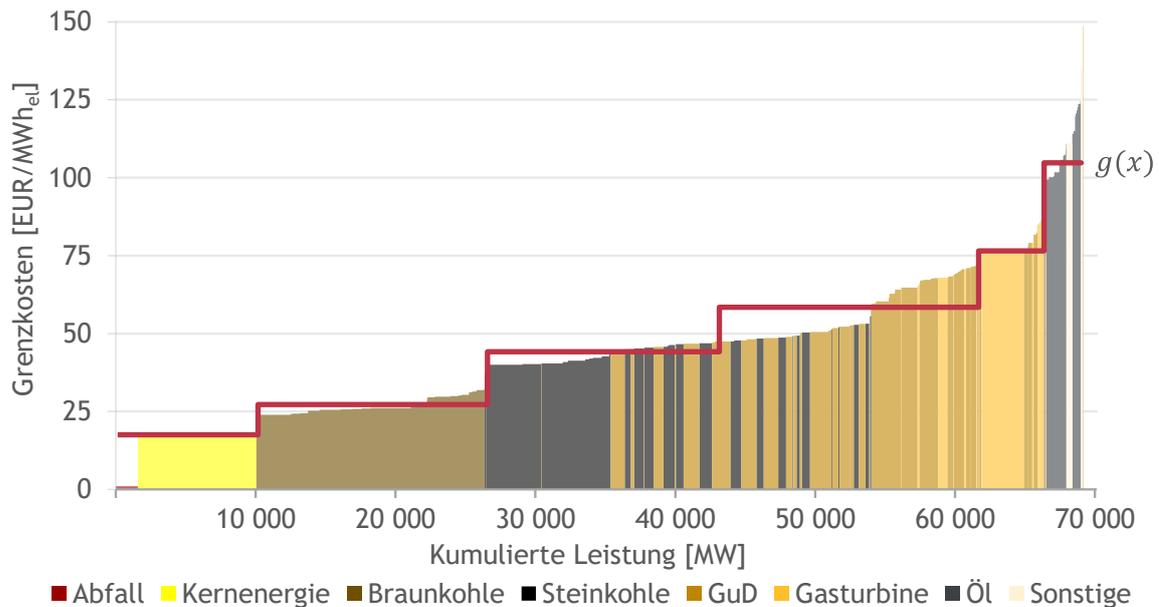


ABBILDUNG 13: APPROXIMATION DER MERIT-ORDER DURCH STÜCKWEISE KONSTANTE FUNKTION

Quelle: Eigene Darstellung

Die mittleren Grenzkosten können entweder einmalig für alle zukünftigen Jahre oder im Anschluss an das betrachtete Jahr ex-post definiert werden. Die jährliche Neuberechnung der Grenzkosten gibt die mittlere Merit-Order dabei genauer wieder, erfordert aber die jährliche Definition einer kraftwerksscharfen Merit-Order entsprechend Methode 2. Die einmalige Definition der mittleren Grenzkosten erlaubt es, auf die jährliche Neuberechnung der Grenzkosten aller Kraftwerke zu verzichten. Das Integral in Formel (6) kann dann stückweise für die einzelnen Kraftwerkstypen definiert werden, wobei $g(x)$ jeweils den mittleren Grenzkosten der Kraftwerkstypen entspricht.

2. Angebotsfunktion basierend auf Regression der Merit-Order

Alternativ ist es denkbar, die Angebotsfunktion durch eine Regression der Merit-Order als stetige oder stückweise stetige Funktion zu approximieren. Auch hierzu muss, entsprechend Methode 2, die diskrete Merit-Order des betrachteten Jahres bekannt sein. Abhängig von der Struktur der Merit-Order kann diese durch eine Regression beispielsweise als lineare Funktion

²³ Bei der für Methode 2 zu erstellenden Merit-Order handelt es sich auch um eine abschnittsweise stetige Funktion. Da die Anzahl der Abschnitte allerdings der Anzahl der Kraftwerksblöcke entspricht ist eine Verwendung dieser Funktion in Formel (6) nicht praktikabel.

oder als stückweise definierte lineare Funktion approximiert werden. Abbildung 14 zeigt eine solche Approximation der Merit-Order schematisch. Bei der Angebotsfunktion $g(x)$ in der Abbildung handelt es sich um eine stückweise stetige Funktion. Während die beiden äußeren Abschnitte durch einen konstanten Wert beschrieben werden, wird die Angebotskurve im mittleren Teilstück durch eine lineare Funktion beschrieben. Die lineare Funktion kann durch die Regression der Merit-Order ermittelt werden.

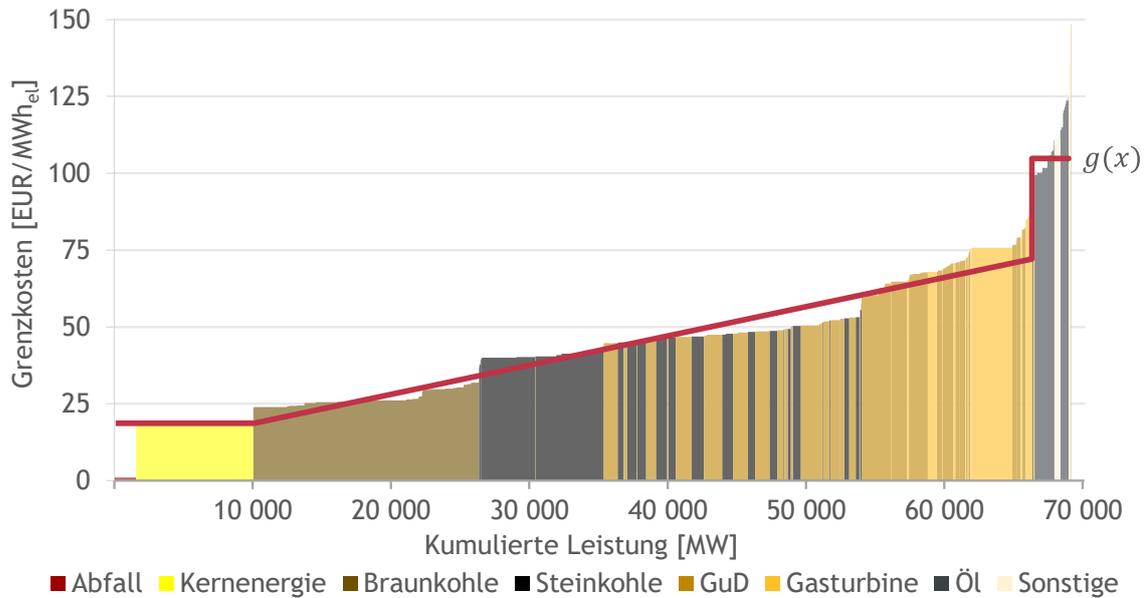


ABBILDUNG 14: APPROXIMATION DER MERIT-ORDER BASIEREND AUF REGRESSION

Quelle: Eigene Darstellung

Um die diskrete Merit-Order nicht in jedem Jahr neu definieren zu müssen, ist es außerdem denkbar die (stückweise) stetige Angebotsfunktion einmalig als Funktion in Abhängigkeit der sich in Zukunft verändernden Einflussfaktoren zu beschreiben. Abbildung 15 zeigt schematisch wie der Prozess der Identifikation dieser Abhängigkeiten umgesetzt werden kann.

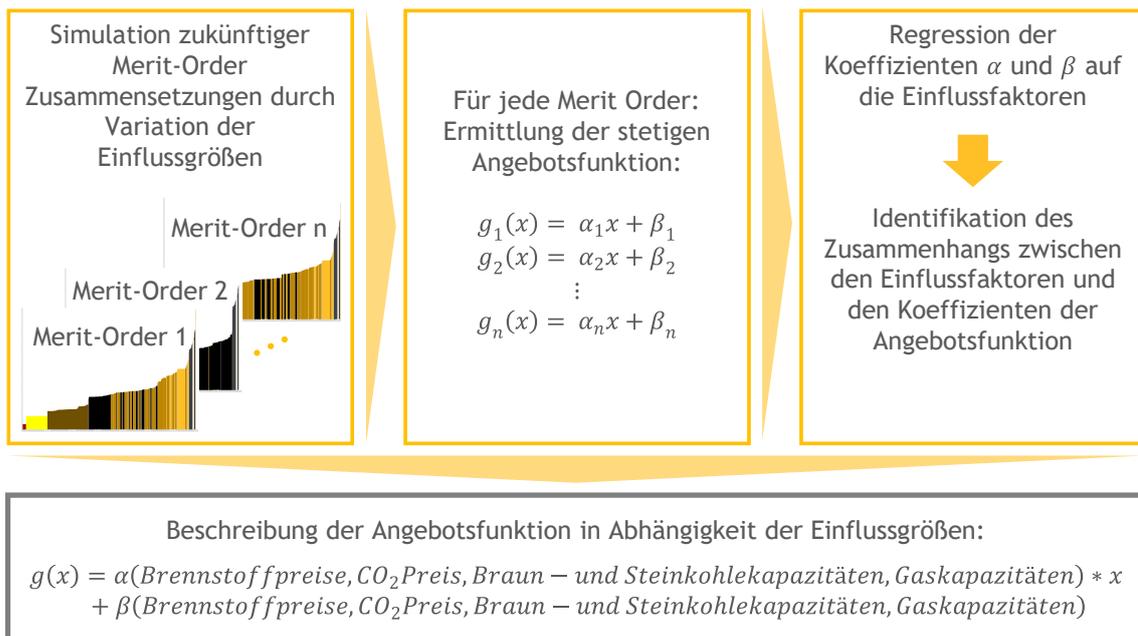


ABBILDUNG 15: DEFINITION DER ANGEBOTSFUNKTION IN ABHÄNGIGKEIT DER EINFLUSSFAKTOREN

Quelle: Eigene Darstellung

Zunächst wäre eine Vielzahl realistischer, zukünftiger Zusammensetzungen der Merit-Order durch Variation der zugrundeliegenden Einflussgrößen (Kraftwerkskapazitäten, Brennstoffpreise, Emissionszertifikatspreise) ex-ante zu simulieren. Zu jeder so definierten Merit-Order kann mittels Regression eine stetige Angebotsfunktion definiert werden, welche die Merit-Order approximiert. Basierend auf diesen Angebotsfunktionen kann der konkrete Zusammenhang zwischen den einzelnen Einflussgrößen und den Koeffizienten der Angebotsfunktion durch Regression abgeschätzt werden. Da die Zusammenhänge zwischen den Wirkungen der Einflussgrößen auch nicht-linear sein können, lässt sich die Angebotsfunktion auch nicht in einfacher linearer Abhängigkeit der Einflussgrößen beschreiben. Vielmehr muss der Funktionswert beispielsweise in Abhängigkeit der Produkte der verschiedener Einflussgrößen oder quadratischer Terme beschrieben werden. Die Funktion wird dadurch komplex und weniger nachvollziehbar. Die Angebotsfunktion in Abhängigkeit der Einflussgrößen muss nur einmal definiert werden. Anschließend müssen jährlich lediglich die aktuellen Werte der Einflussgrößen in die Funktion eingesetzt werden.

Durch die Approximation der Residualnachfrageverteilung mittels normalverteilter Dichtefunktion und der Merit-Order durch eine Angebotsfunktion kann die Praktikabilität der Berechnung erhöht werden. Sind die Parameter der Verteilung sowie die Angebotsfunktionen bekannt, lässt sich der mittlere Großhandelsstrompreis der beiden Entwicklungen mit einer einfachen Formel (Formel (6)) berechnen. Entsprechend Formel (2) kann die Differenz der mittleren Großhandelsstrompreise, und damit der Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis, bestimmt werden.

Die vorgestellte Berechnungsmethode zur Approximation von Nachfrage und Angebot durch geeignete Funktionen weist dieselben Einschränkungen wie Methode 2 (Merit-Order-Modell) auf. Abhängig von der konkreten Ausgestaltung der Approximation führt die Vereinfachung der Merit-Order zu einer stetigen Angebotsfunktion zu zusätzlichem Informationsverlust. Die Güte der Methode die Zusammenhänge der Preisbildung abzubilden ist somit geringer als bei Methode 2. Insbesondere bei der Ermittlung der Angebotsfunktion mittels Regressionen, nimmt außerdem die Transparenz der Methode ab. Die Abhängigkeiten, die die Regressionskoeffizienten beschreiben, sind nicht ohne weiteres analytisch nachvollziehbar. Für die Abschätzung der Angebotskurve mittels Regressionen wird außerdem Fachwissen benötigt und in der konkreten Umsetzung bestehen große Freiheitsgrade.

3.2.3 Gegenüberstellung der Methoden

Im vorherigen Kapitel wurden insgesamt drei Methoden vorgestellt, mit denen der Effekt eines beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis quantifiziert werden kann. Da alle drei Methoden auf Annahmen basieren und insbesondere Unsicherheit über die Referenzentwicklung besteht, handelt es sich bei den resultierenden Preisdeltas um Abschätzungen. Im Folgenden werden die Methoden gegenübergestellt und anhand der in Kapitel 3.2.1 eingeführten Qualitätskriterien Güte, Transparenz und Praktikabilität bewertet. Abbildung 16 fasst die Bewertung der Methoden anhand der Kriterien zusammen.

	Güte	Transparenz	Praktikabilität
Strommarktmodell	++ Berücksichtigung Einflussfaktoren	- Modell-spezifisches Wissen	- Jährliche Modellkalibrierung und -rechnung
Merit-Order-Modell	+ Vernachlässigung Stromaußenhandel & KW-Eigenschaften	++ Einfaches Modell, basiert auf öffentl. zugängl. Daten	+ Jährliche Bestimmung der Merit-Order
Vereinfachtes Merit-Order-Modell	- Approximation & Vernachlässigung von Einflussfaktoren	- Schwer nachvollziehbare Regressionszusammenhänge	++ Möglicherweise einfache, allgemeingültige Formel

ABBILDUNG 16: BEWERTUNG DER METHODEN
Quelle: Eigene Darstellung

Die Verwendung eines europäischen Strommarktmodells wird hinsichtlich der Güte²⁴ am höchsten bewertet. Mit einem solchen Modell können auch komplexe Zusammenhänge wiedergegeben werden. Beispielsweise können auch spezifische Kraftwerkseigenschaften und der Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Stromaußenhandel berücksichtigt werden. Die Transparenz²⁵ dieser Methode ist dadurch eingeschränkt, dass Strommarktmodelle auf diversen Annahmen basieren und bei der Implementierung des Modells gewisse Freiheitsgrade bestehen. Während die zugrundeliegenden Annahmen transparent dargelegt werden können, lässt sich die konkrete Implementierung des Modells nur mit entsprechendem Fachwissen nachvollziehen. Insbesondere ist der konkrete „Lösungsweg“ des Modells für den Anwender und die Öffentlichkeit nicht ohne weiteres nachvollziehbar. Aufgrund der unterschiedlichen Implementierung verschiedener Strommarktmodelle sind die Ergebnisse unter Verwendung abweichender Modelle nicht zwingend reproduzierbar. Die Strommarktmodellierung ist hinsichtlich der Praktikabilität²⁶ dadurch eingeschränkt, dass für die Anwendung des Strommarktmodells die jährliche Kalibrierung des Modells auf die realen Daten notwendig ist. Die Vorbereitung und Durchführung der Modellrechnung kann mit erheblichem Zeitaufwand verbunden sein und mindert damit die Praktikabilität der Methode. Außerdem ist für die Umsetzung der Modellrechnungen entsprechendes Fachwissen notwendig.

Im Gegensatz zum Strommarktmodell weist die Verwendung des Merit-Order-Modells eine hohe Transparenz auf. Das zugrundeliegende Modell ist einfach verständlich und die Definition der Merit-Order ist, bei Verwendung öffentlich verfügbarer Daten, nachvollziehbar. Unter Verwendung identischer Daten, Annahmen und Methodik sind die mit dem Merit-Order-Modell berechneten Preisdeltas reproduzierbar. Darüber hinaus ist die Methode praktikabel: In jedem Jahr wird die durchschnittliche Merit-Order für beide Entwicklungen bestimmt. Dies erfordert die Recherche entsprechender Daten aus öffentlich verfügbaren Quellen. Der Aufwand zum Aufstellen der Merit-Order kann gering gehalten werden. Das Merit-Order-Modell kann u.a. die Effekte des Stromaußenhandels und spezifischer Kraftwerkseigenschaften nicht ohne weiteres abbilden. Die Methode weist daher eine geringere Güte als die Verwendung eines europäischen Strommarktmodells auf. Wie in Kapitel 3.2.2 erläutert kann insbesondere die fehlende Betrachtung des Stromaußenhandels zu einer Überschätzung des Preisdeltas zwischen der Referenzentwicklung und der realisierten Entwicklung führen.

Die dritte Methode, die Approximation der Residualnachfrage und der Merit-Order durch stetige Funktionen kann unter gewissen Voraussetzungen die höchste Praktikabilität vorweisen. Sind die Parameter der Verteilung sowie die Angebotsfunktion bekannt, lässt sich der mittlere Großhandelsstrompreis mit einer einfachen Formel berechnen. Die Praktikabilität der Methode wird insbesondere erhöht, wenn die Merit-Order nicht jährlich bestimmt werden muss. Dies ist beispielsweise bei der Verwendung mittlerer Grenzkosten oder durch die Herleitung einer allgemeingültigen Angebotskurve in Abhängigkeit definierter Einflussgrößen der Fall. Die Methode verfügt dabei

²⁴ Das Kriterium der Güte bewertet, inwieweit die Methode die Preisbildung an der Strombörse und somit die tatsächlich auftretenden Effekte des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis wiedergibt (siehe Definition in Kapitel 3.2.1).

²⁵ Anhand des Kriteriums der Transparenz sollen die Nachvollziehbarkeit der Methode sowie die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse bewertet werden (siehe Definition in Kapitel 3.2.1).

²⁶ Die Praktikabilität spiegelt die Komplexität der Methodik in der Anwendung wider (siehe Definition in Kapitel 3.2.1).

über dieselben Einschränkungen wie Methode 2. Zusätzlich gehen durch die Approximation der Merit-Order und der Residualnachfrageverteilung gegenüber Methode 2 weitere Informationen verloren. Die Güte dieser Methode schneidet daher im Vergleich zu den anderen beiden Methoden am schlechtesten ab. Durch die Approximation der Merit-Order mittels Regressionen wird die Transparenz ggf. reduziert, da die Zusammenhänge, die die Regressionskoeffizienten beschreiben, nicht ohne weiteres analytisch nachvollziehbar sind. Für die Approximation der Merit-Order wird außerdem Fachwissen benötigt und bei der Umsetzung einer solchen Regression bestehen gewisse Freiheitsgrade. Das kann zu einer weiter reduzierten Transparenz der Methode führen.

Abbildung 17 gibt einen vereinfachten Überblick über die Bewertung der drei Methoden entsprechend der drei Zielgrößen. Die finale Bewertung der Methoden hängt von der Gewichtung der drei Zielgrößen ab.

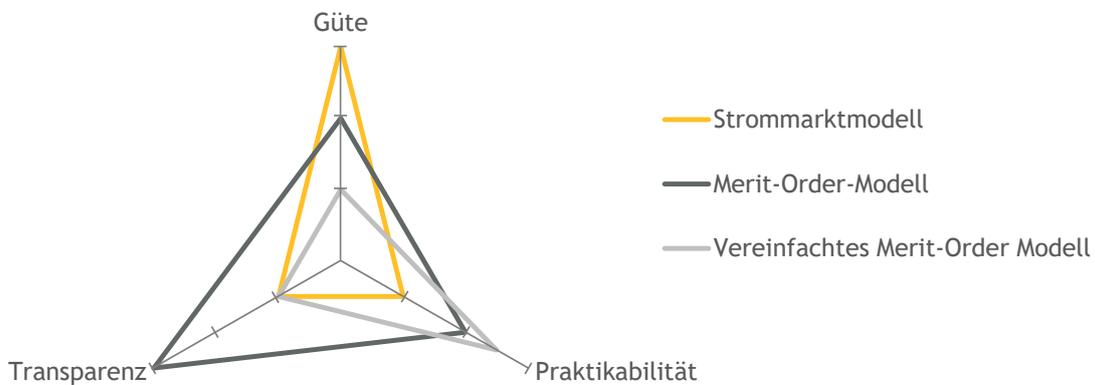


ABBILDUNG 17: BEWERTUNG DER BETRACHTETEN METHODEN IM ZIELDREIECK

Quelle: Eigene Darstellung

4 EFFEKTE AUF WEITERE STROMKOSTENBESTANDTEILE

In Kapitel 2 wurden die Stromkostenbestandteile von stromintensiven Unternehmen identifiziert, deren Höhe ein beschleunigter Kohleausstieg beeinflusst. Neben dem Großhandelsstrompreis (Kapitel 3) sind dies die EEG-Umlage und die Netzentgelte. Zusätzlich kann die Umsetzung der WSBK-Empfehlungen Einfluss auf die Höhe der Strompreiskompensation haben, die als negativer Kostenbestandteil die Stromkosten von Industrieunternehmen determiniert. Im Folgenden wird dargestellt, welchen Einfluss ein beschleunigter Kohleausstieg auf diese drei Komponenten hat.

4.1 Strompreiskompensation

Ein zentraler Einflussfaktor auf den Strompreis ist der Emissionszertifikatspreis im EU ETS. In Kapitel 3.1.1 wurde erläutert, dass der Preis für Emissionszertifikate als Bestandteil der Grenzkosten der Erzeugungsanlagen eine zentrale Rolle bei der Preisbildung an der Strombörse hat. Die am EU ETS teilnehmenden Länder haben die Möglichkeit stromintensiven Unternehmen staatliche Beihilfen zu gewähren, um diese sogenannten indirekten CO₂-Kosten im Strompreis auszugleichen. Diese Möglichkeit wird den Mitgliedsstaaten in der Richtlinie des EU ETS Artikel 10a Absatz 6 eingeräumt. Staatliche Beihilfen dürfen nur in Sektoren bzw. Teilsektoren gewährt werden, in denen von einem hohen Carbon-Leakage-Risiko auszugehen ist (Amtsblatt, 2018). Die Auszahlung staatlicher Beihilfen in Sektoren, die keinem Carbon-Leakage-Risiko ausgesetzt sind, würde den Bemühungen der CO₂-Reduktion durch den EU ETS zuwiderlaufen.

Der Beihilfemaximalbetrag $Amax_t$ pro Anlage im Jahr t wird entsprechend der Vorgaben anhand von Formel (7) berechnet. Der Faktor Ai_t bezeichnet dabei die Beihilfemaximalintensität. Der CO₂-Emissionsfaktor C_t bezeichnet die maximal anzunehmende CO₂-Intensität der fossilen Stromerzeugung einer bestimmten Region. P_{t-1} ist der Emissionszertifikats-Terminpreis (EUA-Preis) im Jahr $t - 1$ für das betrachtete Jahr t . Bei E handelt es sich um einen produktspezifischen Stromverbrauchseffizienzbenchmark und bei BO um die Basis-Produktionsleistung der Anlage.²⁷

$$Amax_t = Ai_t * C_t * P_{t-1} * E * BO \quad (7)$$

Die Beihilfemaximalintensität ist für die Jahre 2019 und 2020 auf 0,75 festgelegt und der CO₂-Emissionsfaktor beträgt 0,76 t CO₂/MWh für Mittel- und Westeuropa (BMWi, 2017).

Für weiterführende Informationen zu den beihilfeberechtigten Sektoren, die aktuelle Auszahlungshöhe und eine detaillierte Betrachtung der Berechnungsmethodik der Strompreiskompensation und deren Elemente sei auf EWl (2019b) verwiesen.

²⁷ Abweichend dazu existieren für einzelne Produkte keine Stromverbrauchseffizienzbenchmarks. Stattdessen wird dann der Fallback-Stromeffizienzbenchmark verwendet. Dieser beträgt 80% des Basisstromverbrauchs.

Die Gültigkeit der EU-Leitlinie, sowie die der deutschen Gesetzgebung, sind auf den Zeitraum bis zum Ende des Jahres 2020 beschränkt. Daher sind auch die entsprechenden Berechnungsfaktoren nur bis zu diesem Zeitpunkt eindeutig festgelegt. Über die Fortführung sowie Ausgestaltung der Strompreiskompensation soll zeitnah auf europäischer Ebene entschieden werden.²⁸ Anschließend wäre eine Umsetzung in deutsches Recht möglich.

Da die zukünftige Ausgestaltung der Strompreiskompensation und der Berechnungsgrößen aktuell noch nicht bekannt ist, kann die Untersuchung der Interaktion zwischen der Strompreiskompensation und dem beschleunigten Kohleausstiegs und die Wirkung für Unternehmen, die entsprechende Beihilfen erhalten, nur anhand beispielhafter Entwicklungen erfolgen.

Im folgenden Rechenbeispiel wird anhand von Modellergebnissen für das Jahr 2030 dargelegt, welchen Einfluss ein vorzeitiger Ausstieg aus der Kohleverstromung auf die Strompreiskompensation haben könnte. Die Rechengrößen basieren auf den Ergebnissen der Modellrechnung im Rahmen der EWI-Studie „Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO₂-Emissionen und ausgewählte Industrien“ für das Jahr 2030 (EWI 2019b).

Als Emissionszertifikatspreis wird der in der Studie berechnete Wert, für das Jahr 2030, von 38 €/tCO₂ verwendet. Da im Modell der Studie von EWI (2019b) von einer Nettostilllegung der Zertifikate ausgegangen wird, ändert sich der Emissionszertifikatspreis zwischen Referenz- und Kohleausstiegsfall für das betrachtete Jahr nicht. Als Strompreise werden ebenfalls die in EWI (2019b) modellendogen berechneten Großhandelsstrompreise $P_{Ist,2030} = 58,2$ €/MWh sowie $P_{Ref,2030} = 54,9$ €/MWh angenommen. Die Emissionsfaktoren werden entsprechend der in der Strompreiskompensation verwendeten Berechnungsmethodik bestimmt. Hierfür werden, entsprechend Formel (8), jeweils für den Referenz- und den Ist-Fall die Emissionsmengen im Jahr 2030 aus fossilen Kraftwerken (Braunkohle, Steinkohle, Erdgas) ins Verhältnis der der Stromerzeugung der fossilen Kraftwerke im selben Jahr gesetzt:²⁹

$$\text{Emissionsfaktor} = \frac{\text{Emissionen aus fossilen Brennstoffen}}{\text{Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen}} \quad (8)$$

Es ergeben sich Emissionsfaktoren in Höhe von $EF_{Ist,2030} = 0,57$ tCO₂/MWh bzw. $EF_{Ref,2030} = 0,65$ tCO₂/MWh. Für die Beihilfeintensität der Strompreiskompensation wird im Rechenbeispiel der derzeitige Wert von 75% übernommen. Tabelle 2 fasst die für das Rechenbeispiel angenommenen Werte zusammen.

²⁸ Der Fortschritt des entsprechenden Rechtsakts kann hier eingesehen werden: https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/initiatives/ares-2018-6600267_de (zuletzt abgerufen am 02.09.2019).

²⁹ Entsprechend der aktuellen EU-Leitlinie wird für die Länder Deutschland, Frankreich, Österreich, Belgien und die Niederlande ein gemeinsamer Emissionsfaktor bestimmt.

TABELLE 2: ANNAHMEN FÜR DIE BERECHNUNG DER STROMPREISKOMPENSATION IN 2030

Wert	Referenz	Ist
Emissionszertifikatspreis (€/tCO ₂)	38,0	38,0
Großhandelsstrompreis (€/MWh)	54,9	58,2
Emissionsfaktor Mittel-/Westeuropa (tCO ₂ /MWh)	0,652	0,570
Beihilfeintensität (%)	75	75

Quelle: EWI (2019b)

Dabei ist hervorzuheben, dass im Zuge des folgenden Rechenbeispiels zum einen unterstellt wird, dass der gewählte Emissionsfaktor die tatsächlichen Emissionsfaktoren der preissetzenden Kraftwerke widerspiegelt und zum anderen, dass der Beschluss des beschleunigten Kohleausstiegs tatsächlich die Höhe des zur Berechnung der Strompreiskompensation verwendeten Emissionsfaktors beeinflusst. Ob diese Annahmen in der Realität zutreffen hängt insbesondere davon ab wann und für welchen Zeitraum und basierend auf welcher Berechnungsmethodik die Emissionsfaktoren für die Jahre nach 2020 bestimmt werden. Da es sich bei der Festlegung des zur Berechnung verwendeten Emissionsfaktors auch um eine politische Entscheidung handelt, ist aktuell noch nicht klar inwiefern diese durch den beschleunigten Kohleausstieg beeinflusst wird und wie der Emissionsfaktor in der Referenzentwicklung gewesen wäre.³⁰

Der Großhandelsstrompreis setzt sich im Ist- und im Referenzfall aus dem Nettostrompreis und den CO₂-Kosten entsprechend Formel (9) zusammen. Der Nettostrompreis wird hier also als der Teil des Großhandelsstrompreises definiert, der unabhängig vom Emissionszertifikatspreis ist. Im Fokus der vorliegenden Untersuchung steht der Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf den de-facto von stromintensiven Industrieunternehmen zu zahlenden Strompreis. Dieser Strompreis wird im Rechenbeispiel vereinfachend als reduzierter Großhandelsstrompreis bezeichnet. Er berechnet sich aus dem Großhandelsstrompreis abzüglich der Strompreiskompensation. Ausgehend vom Nettostrompreis entspricht er dem Nettostrompreis zuzüglich der nicht-kompensierten CO₂-Kosten. Der Zusammenhang wird in Formel (10) erklärt.

$$\text{Großhandelsstrompreis} = \text{Nettostrompreis} + \text{CO}_2\text{-Kosten} \quad (9)$$

$$\begin{aligned} \text{reduz. Großhandelsstrompreis} &= \text{Großhandelsstrompreis} - \text{Kompensierte CO}_2\text{-Kosten} \\ &= \text{Nettostrompreis} + \text{Nicht Kompensierte CO}_2\text{-Kosten} \end{aligned} \quad (10)$$

Die CO₂-Kosten sind dabei entsprechend Formel (11) das Produkt aus dem Emissionszertifikatspreis und dem Emissionsfaktor. Es handelt sich dabei also um die indirekten CO₂-Kosten im Großhandelsstrompreis.

³⁰ Bis zum Jahr 2020 wird ein fester Emissionsfaktor (0,76 t CO₂/MWh) verwendet. Dieser wurde seit 2012 nicht angepasst. Es ist nicht klar, in welchen Zeitintervallen der Emissionsfaktor zur Berechnung der Kompensation zukünftig angepasst werden soll und inwiefern die Entscheidungen der WSBK diesen beeinflusst.

$$CO_{2_Kosten} = EUA * Emissionsfaktor \tag{11}$$

Die CO₂-Kosten werden entsprechend der Beihilfeintensität in einen Teil, der über die Strompreiskompensation entschädigt wird und einen nicht-kompensierten Teil zerlegt:

$$Kompensierte\ CO_{2_Kosten} = Beihilfeintensität * CO_{2_Kosten} \tag{12}$$

$$Nicht\ Kompensierte\ CO_{2_Kosten} = (1 - Beihilfeintensität) * CO_{2_Kosten} \tag{13}$$

Abbildung 18 stellt dar, inwiefern sich der reduzierte Großhandelsstrompreis zwischen den beiden Szenarien unterscheidet.³¹

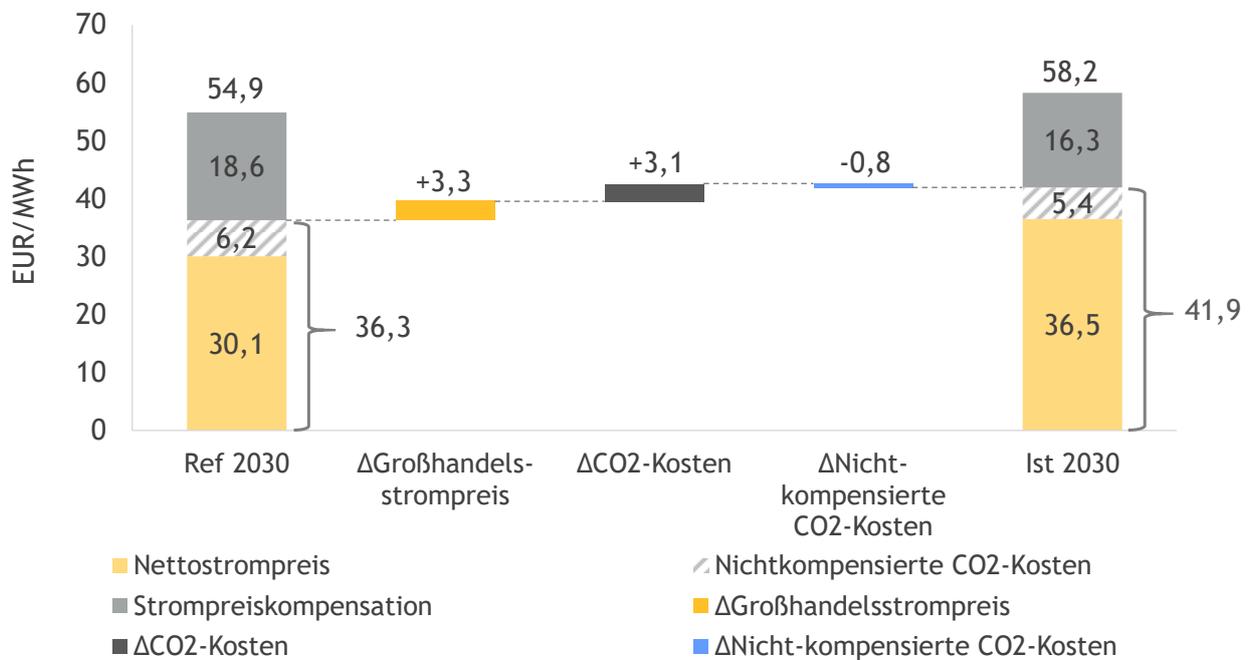


ABBILDUNG 18: ZUSAMMENSETZUNG DES DIFFERENZBETRAGES DES VON ENERGIEINTENSIVEN UNTERNEHMEN ZU BEZAHLENDEN STROMPREISES

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf EWI (2019b)

Der reduzierte Großhandelsstrompreis im Referenzfall entspricht dem Großhandelsstrompreis in 2030 (54,9 €/MWh) abzüglich der Strompreiskompensation in Höhe von 18,6 €/MWh (berechnet mithilfe der Strompreiskompensationsformel (7)) und entspricht 36,3 €/MWh. Ausgehend hiervon wird nun die Differenz zum reduzierten Großhandelsstrompreis im Ist-Fall (41,9 €/MWh) hergeleitet.

³¹ Angenommen wird ein Effizienzbenchmark von 1,0

Die Differenz der Strompreise, die ein Industrieunternehmen unter o.g. Bedingungen zu bezahlen hat, beträgt damit 5,6 €/MWh.³² Diese Differenz der reduzierten Großhandelsstrompreise lässt sich dabei in drei Komponenten unterteilen:

Der erste Differenzbetrag von 3,3 €/MWh entspricht der Differenz der Großhandelsstrompreise zwischen den beiden Szenarien:

$$\Delta \text{Großhandelsstrompreis}_{2030} = P_{Ist,2030} - P_{Ref,2030} \quad (14)$$

Er ist unabhängig vom Emissionsfaktor und der Beihilfeintensität und wurde bereits in Kapitel 3 diskutiert.

Der zweite Differenzbetrag in Höhe von 3,1 €/MWh ergibt sich durch eine mögliche Anpassung des Emissionsfaktors bei Berechnung der CO₂-Kosten. Er ergibt sich aus folgender Formel:

$$\Delta \text{CO}_2\text{-Kosten} = \text{EUA}_{2030} * (\text{EF}_{Ref,2030} - \text{EF}_{Ist,2030}) \quad (15)$$

Ein dritter Differenzbetrag ergibt sich aufgrund des Anteils nicht kompensierter CO₂-Kosten und ist durch folgenden Formelzusammenhang bestimmt:

$$\Delta \text{Nichtkompensierte CO}_2\text{-Kosten} = (1 - \text{BI}_{2030}) * \text{EUA}_{2030} * (\text{EF}_{Ist,2030} - \text{EF}_{Ref,2030}) \quad (16)$$

Er hängt neben den Emissionsfaktor zusätzlich von der Beihilfeintensität (BI_t) ab. Im Rechenbeispiel fällt er negativ aus und beträgt -0,8 €/MWh.

Die Herleitung der Berechnungsmethodik und das Rechenbeispiel veranschaulichen den Zusammenhang zwischen vorzeitigem Kohleausstieg und der Strompreiskompensation. Der Effekt lässt sich unterscheiden in einen Teil, der nur die CO₂-Kosten betrifft und damit unabhängig von der Wahl der Beihilfeintensität ist. Der zweite Teil hängt - ebenso wie der erste Teil - von den Emissionsfaktoren und dem Emissionszertifikatspreis ab und ist zusätzlich durch den Wert der Beihilfeintensität beeinflusst. Er wirkt sich negativ auf den Gesamteffekt der Strompreiskompensation aus. Der Gesamteffekt eines vorzeitigen Ausstiegs aus der Kohleverstromung auf die Strompreiskompensation wird mit folgender Formel erklärt:

$$\text{SPK}_{\text{Effekt}_t} = \underbrace{\text{EUA}_t * (\text{EF}_{Ref,t} - \text{EF}_{Ist,t})}_{\Delta \text{CO}_2\text{-Kosten}} + \underbrace{(1 - \text{BI}_t) * \text{EUA}_t * (\text{EF}_{Ist,t} - \text{EF}_{Ref,t})}_{\Delta \text{Nichtkompensierte CO}_2\text{-Kosten}} \quad (17)$$

³² Ohne Betrachtung von sonstigen Effekten beispielsweise auf die Netzentgelte oder die EEG-Umlage.

Da die Beihilfeintensität sowie der durchschnittliche Emissionszertifikatspreis im jeweiligen Betrachtungsjahr bekannt sein werden, liegt die zentrale Schwierigkeit der Quantifizierung dieses Effekts in der Definition der Emissionsfaktoren. Der beschriebene Strompreiseffekt beruht auf der Annahme, dass der beschleunigte Kohleausstieg nicht nur den realen Emissionsfaktor der preisetzenden Kraftwerke verändert, sondern der Emissionsfaktor zur Berechnung der Strompreiskompensation ebenfalls entsprechend angepasst wird. Aus diesem Grund ist zur konkreten Quantifizierung dieses Effekts abzuwarten, welche Emissionsfaktoren für die Jahre nach 2020 festgesetzt werden und wie diese bestimmt werden. Wird der Emissionsfaktor zukünftig mit einer vergleichbaren Methodik wie in der letzten EU-Leitlinie berechnet, dürfte es möglich sein, den Emissionsfaktor der Referenzentwicklung mit Methoden vergleichbar zu denen in Kapitel 3.2 zu bestimmen.

4.2 Netzentgelte

Eine weitere wesentliche Komponente der Stromkosten bestimmter Industrieunternehmen stellen Netzentgelte dar. Sie werden von Netzbetreibern zum Betrieb, Unterhalt und Ausbau der Stromnetze erhoben und auf die Endverbraucher umgelegt. Wie in Kapitel 2 erläutert, zahlen stromintensive Unternehmen aufgrund ihres besonderen Abnahmeverhaltens individuelle Netzentgelte.³³

Die möglichen Effekte der Umsetzung der WSBK-Empfehlungen auf die Netzentgelte werden qualitativ diskutiert, da die Auswirkungen des beschleunigten Kohleausstiegs auf die Netzentgelte schwer zu quantifizieren sind. Dies ist in der Komplexität und Vielfältigkeit der Kostentreiber der Netzkosten begründet. Eine zuverlässige Quantifizierung des Effekts würde beispielsweise eine Simulation von Netzflüssen für einen Referenz- und einen Kohleausstiegsfall erfordern. Anschließend wären die Auswirkungen eines beschleunigten Kohleausstiegs auf die Netzkosten und damit die Netzentgelte zu analysieren. Eine solch detaillierte Betrachtung wird im Rahmen dieses Gutachtens nicht vorgenommen.

Für die qualitative Diskussion wurden drei mögliche Bestandteile der Netzkosten identifiziert, die durch den beschleunigten Kohleausstieg beeinflusst werden könnten. Dabei handelt es sich um Kosten des Netzausbaus, Kosten des Engpassmanagements und Kosten zur Sicherstellung der Markträumung im Stromgroßhandel.

Netzausbau

Im Zuge der Energiewende und der damit einhergehenden Integration des Stroms aus EE-Anlagen in die deutsche Netzinfrastruktur steht das Übertragungsnetz vor einem Wandel. Neben der Einbindung von EE-Anlagen, erfordern der Kernenergieausstieg und die Entwicklung des europäischen Strombinnenmarktes weitere Investitionen in die Stromnetze (ÜNB, 2019a). In 2017 investierten die Übertragungsnetzbetreiber fast 2 Mrd. € in den Ausbau inländischer Netzinfrastruktur. Hinzu

³³ Für weiterführende Informationen zur Strompreiszusammensetzung und den Entlastungsmöglichkeiten in der NE-Metallindustrie wird auf die Studie „Stromkosten in der NE-Metallindustrie - Eine Sensitivitätsanalyse“ EWI (2019a) verwiesen.

kommen Investitionen in grenzüberschreitende Verbindungen (rund 500 Mio. €) sowie Investitionen im Verteilnetz (rund 3,5 Mrd. €) (BNetzA, 2019a).

Die Reduzierung von installierten Kohlekapazitäten ist in allen drei Szenarien des aktuellen Netzentwicklungsplans berücksichtigt. Darüber hinaus sind Maßnahmen wie beispielsweise der Ausbau von erneuerbaren Energien, die Nutzung von Flexibilitätsoptionen und die Integration des europäischen Binnenmarktes berücksichtigt (NEP, 2019). Mögliche Netzausbaumaßnahmen und eine damit einhergehende Erhöhung der Netzentgelte fallen daher sowohl im Referenz- als auch im Kohleausstiegsfall an. Ein beschleunigter Kohleausstieg kann Netzausbaumaßnahmen zeitlich vorziehen und Netzentgelte daher früher ansteigen lassen. Bei der Simulation der Netzflüsse und der daraus abgeleiteten Maßnahmen zum Netzausbau des Netzentwicklungsplans werden konventionelle und erneuerbare Erzeugung, Sektorenkopplung, europäische Binnenmarktintegration und Flexibilisierungen integriert betrachtet und optimiert. Daher lassen sich die Auswirkungen eines vorzeitigen Kohleausstiegs auf die Netzausbaumaßnahmen nur schwer isolieren.

Engpassmanagement

Maßnahmen, die Übertragungsnetzbetreiber ergreifen, um Leitungsüberlastungen durch Engpässe in der Netzinfrastruktur zu vermeiden oder zu beheben, fallen unter den Begriff des Engpassmanagements. Der beschleunigte Kohleausstieg kann die Kosten für das Engpassmanagement zum einen durch häufiger auftretende Netzengpässe und deren Behebung und zum anderen durch die Notwendigkeit der Vorhaltung von zusätzlichen Kapazitäten zur Vermeidung und Behebung von Netzengpässen beeinflussen. Beide Aspekte werden im Folgenden diskutiert.

Netzengpässe im Übertragungsnetz treten auf, wenn die Übertragungskapazität einzelner Leitungen nicht ausreicht, um die am Markt gehandelten Strommengen zu transportieren. Entsprechend können Netzengpässe auftreten, wenn vor dem Engpass große Mengen Strom erzeugt werden, während hinter dem Engpass dieser Strom verbraucht werden soll. Auf Deutschland bezogen entspricht dies bspw. den häufig auftretenden Engpässen zwischen der Erzeugung im Norden des Landes und dem Verbrauch im Süden. Braunkohlekapazitäten sind aufgrund ihres Brennstoffes geografisch in der Nähe zu Braunkohletagebauen errichtet und konzentrieren sich daher in Deutschland auf das Rheinische Revier, die Lausitz und das Mitteldeutsche Revier. Studien haben gezeigt, dass die Braunkohlekapazitäten in der Lausitz tendenziell verstärkend auf Netzengpässe auswirken, da sie sich nördlich häufig überlasteter Leitungen befinden (FfE, 2018 und Aurora, 2018). Daher könnte eine Reduzierung der Kapazitäten in der Lausitz Netzengpässe verringern und die Kosten für Engpassmanagement senken. Das Rheinische Revier verfügt über die größten Erzeugungskapazitäten der drei genannten Braunkohlereviere. Netzengpässe treten sowohl nördlich als auch südlich der lastnahen Erzeugung im Rheinischen Revier auf. Daher ist es denkbar, dass neue Netzengpässe entstehen oder bestehende Netzengpässe verstärkt werden, wenn große Mengen an Erzeugungskapazität im rheinischen Revier stillgelegt werden. Eine quantitative Abschätzung des Effekts reduzierter Kraftwerkskapazitäten auf diese Netzengpässe wird hier nicht vorgenommen.

Steinkohlekapazitäten sind geografisch weniger stark konzentriert und verteilen sich über die gesamte Fläche Deutschlands. Die Auswirkungen einer Stilllegung von Kraftwerksblöcken hängen auch hier von der Lage des Kraftwerks relativ zu auftretenden Netzengpässen ab und lassen sich daher nicht allgemeingültig für alle Steinkohlekraftwerke beantworten. Die Stilllegung von Kapazitäten in Süddeutschland könnte eine Zunahme des Engpassmanagements zur Folge haben. Insgesamt ist an dieser Stelle darauf hinzuweisen, dass das Auftreten von Netzengpässen auch vom zukünftigen Netzausbau, dem zukünftigen Ausbau von EE-Anlagen und den Standorten möglicher neuer Gaskraftwerkskapazitäten abhängt. Eine isolierte, quantitative Abschätzung des Effekts eines beschleunigten Kohleausstiegs auf die Kosten des Engpassmanagements ist daher kaum durchzuführen.

Zur Vermeidung von Netzengpässen greifen die Übertragungsnetzbetreiber unter anderem auf die Netzreserve zurück. Die Kosten für die Netzreserve werden auf die Netzentgelte umgelegt. Sie besteht aus Kraftwerken, deren Kapazität für netzstabilisierende Redispatchmaßnahmen verwendet wird. Derzeit besteht die Netzreserve aus 2,3 GW Steinkohlekapazität, 3 GW Erdgas-Kapazität und 1,6 GW Mineralölkapazität (insgesamt: 6,9 GW) (BNetzA, 2019b). Die WSBK empfiehlt neben dem Ersatz von Steinkohlekapazitäten durch Gaskapazitäten der Netzreserve, die absolute Höhe der Reserve im Bedarfsfall zu erhöhen.³⁴ Sollte die Reserve als unmittelbare Folge des vorzeitigen Kohleausstiegs erhöht werden, sind die Mehrkosten hierfür auf die WSBK-Empfehlungen zurückzuführen.

Markträumung

Markträumung ist der Zustand, in dem Nachfrage und Angebot zum Marktpreis übereinstimmen und sich der Markt im Gleichgewicht befindet. Im Strommarkt ist dieser Zustand von besonderer Bedeutung, da er zu jedem Zeitpunkt an jedem Ort im Marktgebiet hergestellt werden muss. Um marktseitig eine dauerhafte Versorgungssicherheit zu gewährleisten, bestehen im Reserveinstrumentarium der deutschen Energiepolitik bereits die Sicherheitsbereitschaft und die ab dem Winterhalbjahr 2020/21 zum ersten Mal vorgehaltene Kapazitätsreserve. Die Kosten beider Instrumente werden ebenfalls über die Netzentgelte an die Endverbraucher weitergegeben. Die Sicherheitsbereitschaft ist begrenzt auf gesetzlich festgelegte Braunkohleblöcke und wird auf Abruf der Übertragungsnetzbetreiber eingesetzt (siehe §13g EnWG). Die Kapazitätsreserve wurde eingeführt, um bei fehlender Markträumung einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu garantieren. Sie ist zunächst auf 2 GW beschränkt und ist sowohl für Erzeugungskapazitäten als auch geeignete Lasten offen (siehe §13e EnWG). Die WSBK empfiehlt die Reserven bei Bedarf weiter auszubauen. Zusätzlich schlägt die Kommission die „Prüfung eines systematischen Investitionsrahmens“ (WSBK, 2019 S.67) vor, welcher im Falle eines fehlenden Kapazitätszubaues zusätzliche Anreize für den Neubau von Kraftwerkskapazitäten schaffen soll. Hierfür existiert bisher kein Instrument und auch kein Finanzierungsmechanismus. Ob die Kosten z.B. über eine separate Umlage oder auf einen

³⁴ Die WSBK empfiehlt „Die Größe der Reserven [...] im Bedarfsfall und im begrenzten Rahmen weiter“ auszubauen, gleichzeitig aber „die Kapazitätsreserve zu begrenzen“, um Marktverzerrungen zu vermeiden (WSBK, 2019, S.68).

der existierenden Kostenbestandteile umgelegt werden, hängt von der Ausgestaltung des Mechanismus ab. Falls die Mehrkosten für eine solche Maßnahme analog zu den o.g. Reserveinstrumenten auf die Netzentgelte umgelegt werden, steigen diese für den Endverbraucher. Sowohl für den Ausbau der Kapazitätsreserve als auch die Möglichkeit der Einführung eines neuen Instrumentes zur Sicherung der Markträumung, verbleibt die Unsicherheit darüber, ob die Maßnahmen unmittelbare Folge der WSBK-Empfehlungen sind oder ob sie auch im Referenzfall ergriffen worden wären. Dementsprechend ist die Zuordnung möglicher Mehrkosten zur Sicherung der Markträumung auf den vorzeitigen Kohleausstieg nur schwierig möglich.

4.3 EEG-Umlage

Neben Strombeschaffungskosten und Netzentgelten ist die EEG-Umlage wesentlicher Teil der Strom-Endverbraucherpreise (siehe Kapitel 2). Die EEG-Umlage wurde 2008 zur Finanzierung der erneuerbaren Energien eingeführt und lag im Jahr 2018 für nicht-privilegierte Letztverbraucher bei 6,79 ct/kWh (ÜNB, 2019b). Während nicht-privilegierte Letztverbraucher (u.A. Haushalte, Unternehmen des Dienstleistungssektors und nicht-privilegierte Industrieunternehmen) den vollen Anteil zu bezahlen haben, gibt es für Großverbraucher zum Schutz der Wettbewerbsfähigkeit, gesonderte Bestimmungen zur Zahlung der Umlage. So sind nach § 60 a, § 63 und § 64 -EEG stromintensive Unternehmen unter bestimmten Voraussetzungen teilweise von der Zahlung der EEG-Umlage entlastet (EEG, 2017). Für die entsprechenden Voraussetzungen und Kriterien wird auf die Informationsunterlagen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle verwiesen (BafA, 2019). Die EEG-Umlage kann so im Einzelfall auf bis zu 0,05 ct/kWh reduziert werden.

Grundsätzlich finanziert die EEG-Umlage den von geförderten EE-Anlagen eingespeisten Strom, wobei verschiedene Fördermechanismen existieren. Zum einen existiert die Förderung mittels gesetzlich festgeschriebenem Vergütungssatz für jede ins öffentliche Netz eingespeiste Kilowattstunde (Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 und 2 EEG). Ein weiterer Fördermechanismus ist das Marktprämienmodell nach § 20 EEG. Für bestimmte EE-Anlagenklassen existiert seit dem EEG 2017 außerdem die Direktvermarktung mit wettbewerblicher Ermittlung der Marktprämie, bei der die Marktprämie basierend auf einer Ausschreibung bestimmt wird. (BNetzA (2019c), Öko-Institut (2017), EEG (2017)). In beiden Fördermechanismen entsteht ein Differenzbetrag zwischen Großhandelsstrompreis und Vergütungssätzen, der über die EEG-Umlage ausgeglichen werden muss.

Abbildung 19 veranschaulicht die Differenz aus Vermarktungserlösen und Vergütungssätzen (Einspeisevergütung bzw. Marktprämie), die über die EEG-Umlage finanziert wird. Sie hängt daher nicht nur von der eingespeisten Menge des geförderten Stroms ab, sondern auch maßgeblich vom Börsenstrompreis. Ist dieser relativ gesehen höher, so erzielen die Anlagenbetreiber bzw. Übertragungsnetzbetreiber höhere Erlöse an der Strombörse durch den Verkauf des eingespeisten Stroms. Daraus resultiert ein geringerer Differenzbetrag zwischen Erlösen und Förderung und folglich sinkt die EEG-Umlage. Bei niedrigen Strompreisen ist der Differenzbetrag entsprechend höher und die EEG-Umlage steigt.

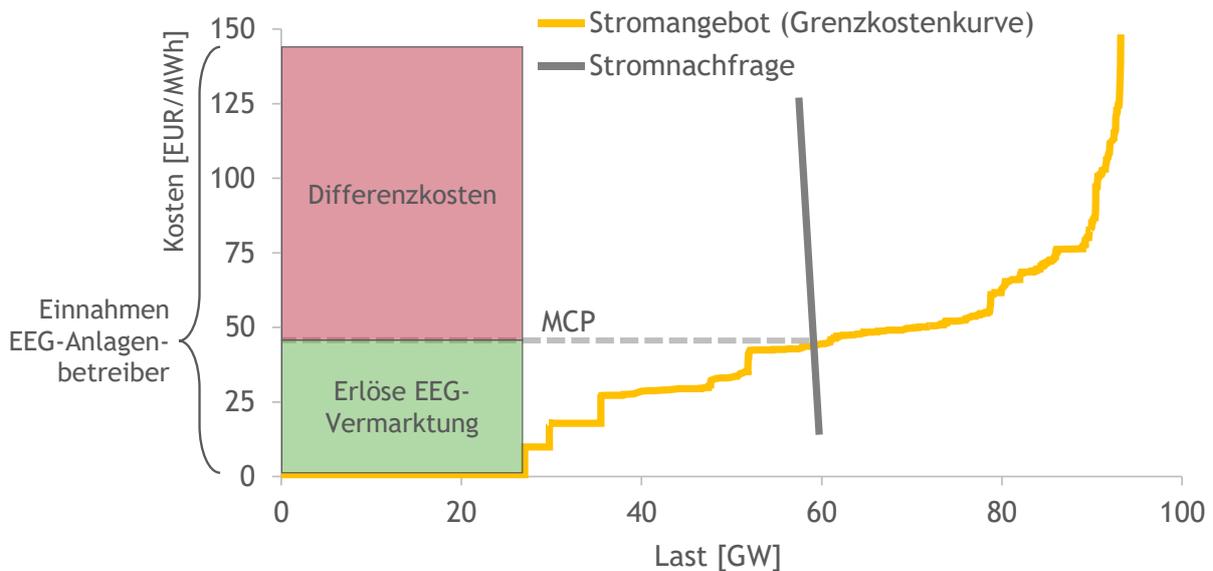


ABBILDUNG 19: EEG-VERMARKTUNGSERLÖSE UND DIFFERENZBETRAG

Quelle: Basierend auf Öko-Institut, 2017

Der beschleunigte Kohleausstieg beeinflusst damit auch die Entwicklung der Umlage. Geht man von steigenden Börsenstrompreisen durch den beschleunigten Kohleausstieg im Vergleich zur einer angenommenen Referenzentwicklung aus, so steigen die Erlöse der EEG-Vermarktung sowohl im Marktprämienmodell als auch in der festen Vergütung an. Folglich sinkt der Differenzbetrag zwischen Börsenstrompreis und Einspeisevergütung bzw. Marktprämie. Die Gesamtsumme der Förderkosten sinkt, sodass weniger Kosten auf die Verbraucher umgelegt werden müssen. In der Konsequenz sinkt die EEG-Umlage, die auf Endverbraucher umgelegt werden muss.

Dieser Effekt bezieht sich jedoch ausschließlich auf die Betrachtung des Effekts des Kohleausstiegs auf die EEG-Umlage und stellt keine allgemeingültige Analyse der Entwicklung der EEG-Umlage in der Zukunft dar. So könnte beispielsweise einerseits die EEG-Umlage zusätzlich sinken, wenn in den kommenden Jahren zahlreiche Altanlagen mit geringeren Wirkungsgraden und häufig hohen Vergütungssätzen aus der Förderperiode fallen. Gleichzeitig wäre ein Anstieg der Umlage möglich, wenn der Zubau EEG-geförderter Anlagen und dadurch die eingespeiste und geförderte Strommenge zunehmen.

5 ZUSAMMENFASSUNG DER EFFEKTE AUF DIE STROMKOSTEN STROMINTENSIVER INDUSTRIEUNTERNEHMEN

Die Stromkosten energieintensiver Industrieunternehmen setzen sich im Wesentlichen aus den Komponenten Beschaffungskosten, Netzentgelte und EEG-Umlage zusammen (siehe Kapitel 2), wobei für die Unternehmen individuelle Entlastungsregelungen gelten (im Falle der Beschaffungskosten erfolgt dies durch die Teilkompensation indirekter CO₂-Kosten über die Strompreiskompensation). Die Umsetzung der WSBK-Empfehlungen zu einem vorzeitigen Ausstieg aus der Kohleverstromung hat Einfluss auf die Höhe dieser Kostenbestandteile.

Die Höhe des Großhandelsstrompreises (und damit der Strombeschaffungskosten) wird insbesondere durch die Zusammensetzung des Kraftwerksparks determiniert. Durch die Stilllegung von Braun- und Steinkohlekraftwerken und den dadurch möglicherweise resultierenden Zubau von Gaskraftwerken wird die Merit-Order der am Markt befindlichen Kraftwerke verändert. Wenn dadurch häufiger teurere Kraftwerke preissetzend werden, führt dies, im Vergleich zu einer Referenzentwicklung (ohne beschleunigten Kohleausstieg), zu höheren Großhandelsstrompreisen.³⁵ Dabei muss zusätzlich der Effekt dieser Veränderung auf den Stromaußenhandel berücksichtigt werden. Gehen die Stromexporte durch den veränderten Kraftwerkspark zurück, dämpft dies den Anstieg der Großhandelsstrompreise.

Der beschleunigte Kohleausstieg kann darüber hinaus Einfluss auf die Höhe der Strompreiskompensation haben und damit auf die tatsächlichen Stromkosten stromintensiver Industrieunternehmen. Maßgeblich ist hierbei die mögliche Anpassung des Emissionsfaktors, der zur Berechnung der Strompreiskompensation verwendet wird und inwiefern diese Anpassung auf den beschleunigten Kohleausstieg zurückgeführt werden kann. Industrieunternehmen, die von der Strompreiskompensation profitieren, zahlen de-facto um diese Kompensation reduzierte Strombeschaffungspreise. Je höher der zur Berechnung gewählte Emissionsfaktor, desto höher fällt die Kompensation aus. Wird der Emissionsfaktor aufgrund des beschleunigten Kohleausstiegs reduziert, führt dies zu einer über den Anstieg der Großhandelsstrompreise hinausgehenden Erhöhung der Stromkosten für die kompensationsberechtigten Unternehmen. Da der Emissionsfaktor für die Jahre nach 2020 noch nicht definiert ist, kann dieser Effekt nicht abschließend quantifiziert werden. Für eine mögliche Quantifizierung des Effekts muss außerdem bekannt sein, auf welche Höhe der Emissionsfaktor ohne den beschleunigten Kohleausstieg festgesetzt worden wäre.

Über den konkreten Einfluss des beschleunigten Kohleausstiegs auf die Höhe der Netzentgelte kann keine abschließende Aussage getroffen werden. Der vorzeitige Kohleausstieg beeinflusst möglicherweise die Kostenkomponenten Netzausbau, Engpassmanagement und Markträumung. Die Höhe dieser Kostenkomponenten ist jedoch von einer Vielzahl zusätzlicher Faktoren abhängig,

³⁵ Der mögliche Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis wurde bereits in verschiedenen Szenariountersuchungen abgeschätzt. Eine Übersicht entsprechender Studienergebnisse für das Jahr 2030 befindet sich in Anhang A.1.

sodass eine eindeutige Rückführung bestimmter Kostensteigerungen auf den vorzeitigen Kohleausstieg im Zuge dieses Gutachtens nicht möglich ist.

Die EEG-Umlage wird im Wesentlichen durch den Preisunterschied zwischen Großhandelsstrompreis und Einspeisevergütung / Marktprämie beeinflusst. Steigen die Großhandelsstrompreise aufgrund des vorzeitigen Kohleausstiegs an, sinkt der von der EEG-Umlage auszugleichende Differenzbetrag, sodass die Umlage tendenziell gesenkt werden kann.

Der Gesamteffekt des beschleunigten Kohleausstiegs setzt sich folglich aus dem Effekt auf die vier oben erläuterten Stromkostenkomponenten zusammen und wird durch Formel (18) beschrieben.

$$\Delta \text{Großhandelsstrompreis}_t + \text{SPK_Effekt}_t + \Delta \text{Netzentgelte}_t + \Delta \text{EEG_Umlage}_t \quad (18)$$

Der konkrete Effekt für individuelle Industrieunternehmen hängt davon ab, inwieweit ein Unternehmen von den Kostenbestandteilen entlastet ist bzw. ob es Anspruch auf Beihilfezahlungen der Strompreiskompensation hat.

6 MÖGLICHE IMPLEMENTIERUNG EINES AUSGLEICHSMCHANISMUS

Im Abschlussbericht der WSBK werden Ausgleichsmechanismen vorgeschlagen um die Wirkung dieser Effekte auf die stromintensive Industrie zu begrenzen. Für die mögliche Implementierung entsprechender Ausgleichsmechanismen ist ein Verständnis der Effekte des beschleunigten Kohleausstiegs auf die Stromkostenkomponenten stromintensiver Industrieunternehmen notwendig. In den vorangegangenen Kapiteln wurden diese Effekte untersucht. Für den Effekt auf den Großhandelsstrompreis wurden außerdem Methoden erarbeitet, um diesen Effekt zu quantifizieren. Im vorliegenden Kapitel wird diskutiert, inwiefern die erarbeiteten Methoden in der Praxis in ein mögliches Ausgleichsinstrument überführt werden können. Dabei liegt der Fokus auf der Erläuterung notwendiger Daten und Annahmen zur Quantifizierung des Effekts eines vorzeitigen Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis im Kontext eines solchen Mechanismus. Die Untersuchung inwiefern entsprechende Ausgleichsmaßnahmen notwendig sind, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit von deutschen Industrieunternehmen zu gewährleisten, ist nicht Bestandteil der Analyse.

In Kapitel 3.2.2 wurden drei Methoden entwickelt, die es ermöglichen, den Effekt des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis zu quantifizieren. Dabei handelt es sich (1) um die Verwendung eines computergestützten europäischen Strommarktmodells, (2) um die Verwendung eines Merit-Order-Modells und (3) um eine Vereinfachung des Merit-Order-Modells durch die Approximation der Merit-Order durch stetige oder abschnittsweise stetige Funktionen. Die drei Methoden werden in Kapitel 3.2.3 anhand der drei Zielgrößen Güte, Transparenz und Praktikabilität bewertet.

Die erste Methode zur Abschätzung des Effekts des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis ist der Einsatz eines computergestützten Modells für den europäischen Strommarkt (1). Computergestützte Strommarktmodelle zeichnen sich dadurch aus, dass es mit ihnen möglich ist, die komplexen Zusammenhänge und Interaktionen der Einflussgrößen durch mathematische Gleichungen abzubilden. Als zweite Methode wird das Merit-Order-Modell diskutiert (2). Im Zuge der Methode wird die durchschnittliche Angebotskurve für den Referenz- und den Ist-Fall als Merit-Order der am Markt befindlichen Kraftwerke hergeleitet. Auf Basis der jeweiligen Angebotskurven sowie der stündlichen realisierten Residualnachfrage werden die mittleren Großhandelsstrompreise für die realisierte und die Referenzentwicklung abgeschätzt. Die dritte Methode ist die Vereinfachung des Merit-Order-Modells, durch die Approximation der Merit-Order durch stetige oder abschnittsweise stetige Funktionen (3). Sind die Parameter der Verteilung der Residualnachfrage sowie die entsprechenden Angebotsfunktionen bekannt, lassen sich die mittleren Großhandelsstrompreise der beiden Entwicklungen dann mit einer einfachen Formel berechnen.

Allen drei Methoden ist gemein, dass der mittlere Großhandelsstrompreis einmal für die realisierte Entwicklung mit beschleunigtem Kohleausstieg ($P_{Ist,t}$) und einmal für die Referenzentwicklung ($P_{Ref,t}$) abgeschätzt wird. Der Anstieg des durchschnittlichen Großhandelsstrompreises durch den

beschleunigten Kohleausstieg berechnet sich entsprechend Formel (19) aus der Differenz der beiden Preise.

$$\Delta \text{Großhandelsstrompreis} = P_{Ist,t} - P_{Ref,t} \quad (19)$$

Analog zur Strompreiskompensation könnte die Höhe der Ausgleichszahlung pro MWh im Voraus eines betrachteten Jahres abgeschätzt werden (ex-ante) und nach Ablauf des Jahres mit den realisierten Werten berechnet werden (ex-post). Abbildung 20 veranschaulicht die zeitliche Reihenfolge der Ausgleichszahlung für den Zeitraum von einem Jahr.



ABBILDUNG 20: ZEITLICHE ABFOLGE IN DER BESTIMMUNG DER AUSGLEICHZAHLUNG
(JAHRESZAHLEN BEISPIELHAFT)

Quelle: Eigene Abbildung

Sowohl für die ex-ante Abschätzung als auch die ex-post Berechnung müssen entsprechend der vorangegangenen Ausführungen verschiedene Annahmen getroffen werden. Im Folgenden werden die notwendigen Annahmen und Daten für die Umsetzung der diskutierten Methoden zur Abschätzung des Effekts auf den Großhandelsstrompreis diskutiert (vgl. Kapitel 3.2).

Kraftwerkspark

Die Bestimmung des Kraftwerksparks ist in allen drei Methoden von zentraler Bedeutung, obgleich der Detailgrad unterschiedlich hoch ist. Sowohl für die computergestützte Strommarktmodellierung als auch das Merit-Order-Modell werden detaillierte Informationen zu den einzelnen Kraftwerksblöcken benötigt, um die jeweiligen Grenzkosten bestimmen zu können (u.a. Brennstoff, Effizienz, installierte Nettoleistung, Ausfallzeit, variable Kosten). Am EWI wurde ein Tool entwickelt, welches basierend auf öffentlichen Daten zu den am Markt befindlichen Kraftwerken und weiteren Annahmen die Grenzkosten der Kraftwerke bestimmen kann. Bei retrospektiver Betrachtung kann der realisierte Kraftwerkspark mit hoher Güte bestimmt werden. Da der Kraftwerkspark im Referenzfall nicht beobachtbar ist, müssen für die Ermittlung des kontrafaktischen Kraftwerksparks Annahmen getroffen werden.

Für die stillgelegten Stein- und Braunkohleblöcke im Ist-Fall muss die Annahme getroffen werden, wann diese im Referenzfall aus dem Markt gegangen wären. Eine solche Annahme kann beispielsweise basierend auf Modellrechnungen, Annahmen zum maximalen Kraftwerkalter oder auf möglichen zwischen Betreibern und zuständigen Behörde vereinbarten Ausgleichszahlungen basieren.

Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass Gaskraftwerke aufgrund des vorzeitigen Kohleausstiegs zugebaut werden, die im Referenzfall nicht gebaut worden wären (siehe auch Kapitel 3.1.2). Daher muss für jedes neu zugebaute Gas-Kraftwerk entschieden werden, ob dieses Kraftwerk ausschließlich aufgrund der WSBK-Empfehlungen zugebaut wurde oder ob es ohnehin gebaut worden wäre. Diese Annahme entscheidet darüber, ob die Kapazität des entsprechenden Kraftwerks Teil des Kraftwerksparks der Referenzentwicklung ist. Abbildung 21 zeigt eine mögliche Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks bis 2040 im Referenz- und im Ist-Fall auf Basis von EWI (2019b). Es wird ersichtlich, dass auch im Referenzfall Kohlekapazitäten stillgelegt und Gaskapazitäten zugebaut werden. Ebendiese sind von den im Ist-Fall zusätzlich stillgelegten bzw. zugebauten Kapazitäten abzugrenzen.

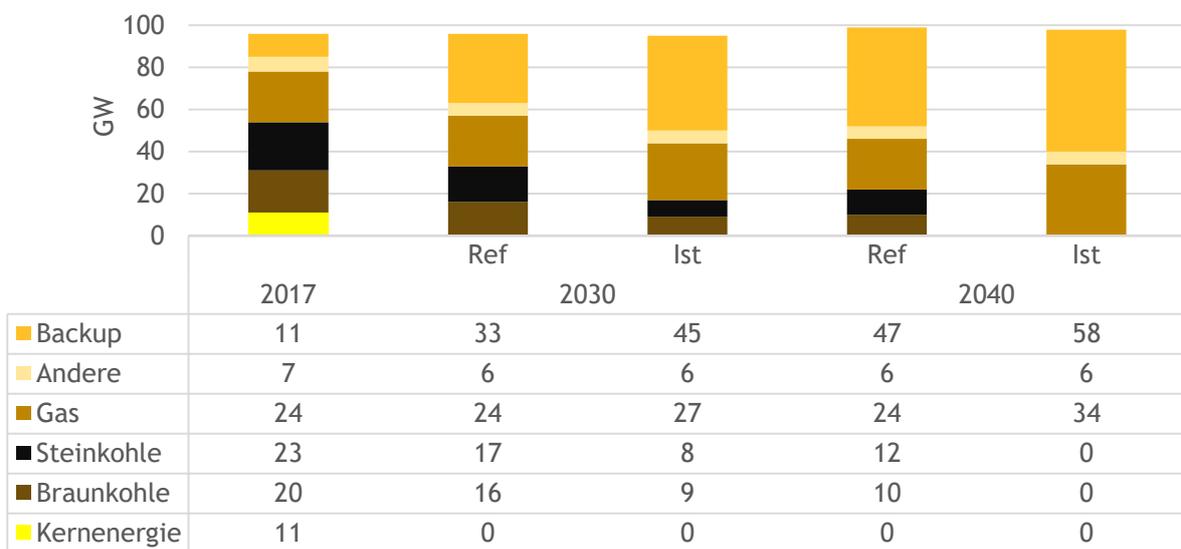


ABBILDUNG 21: ENTWICKLUNG DES KRAFTWERKSPARKS

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf EWI, 2019b

Im Zuge einer möglichen Strommarktmodellierung zur Quantifizierung des Effekts auf den Großhandelsstrompreis, muss außerdem der europäische Kraftwerkspark definiert werden. Es kann angenommen werden, dass dieser in der Referenz- und in der Ist-Entwicklung identisch ist.

Brennstoffpreise und Emissionszertifikatspreise

Für die Bestimmung der Grenzkosten werden in allen Methoden Informationen zu Brennstoffpreisen für den betrachteten Zeitraum benötigt. Hierfür können beispielsweise in der ex-ante Abschätzung Futures-Preise der entsprechenden Commodities verwendet werden. In der ex-post Berechnung können analog zur Strompreiskompensation entweder ebenfalls die Futures-Kurse oder alternativ die realisierten Durchschnittspreise der entsprechenden Brennstoffe eingesetzt werden. Da angenommen wird, dass der vorzeitige Kohleausstieg keinen Einfluss auf die Brennstoffpreise hat, sind die Preise für Referenz- und Ist-Fall des betrachteten Zeitraums identisch. Die Bestimmung der Emissionszertifikatspreise erfolgt analog, sofern die in Kapitel 3.1.2 angenommenen Zertifikatsstillegungen erfolgen.

Stromaußenhandel

Der Stromaußenhandel kann, wie in Kapitel 3.1.3 gezeigt, Auswirkungen auf den inländischen Großhandelspreis haben. Im Strommarktmodell der ersten Methode wird der Stromhandel modellendogen berechnet und wirkt sich damit unmittelbar auf die Preise aus. Zur Kalibrierung des Modells kann auf Informationen des realisierten stündlichen Stromaußenhandels beispielsweise von ENTSO-E (2019) oder smard (2019) zurückgegriffen werden. Ex-ante kann beispielsweise der Stromaußenhandel des vorigen Zeitraums als Berechnungsgröße verwendet werden. Im vorgestellten Merit-Order-Modell wird die Veränderung des Stromaußenhandels durch den beschleunigten Kohleausstiegs nicht abgebildet, da es nicht ohne weiteres möglich ist, den durch den beschleunigten Kohleausstieg veränderten Stromaußenhandel ohne Strommarktmodellierung abzuschätzen.

Stromnachfrage

Die Stromnachfrage ist für alle vorgestellten Methoden relevant. Wie in Kapitel 3.1.4 wird angenommen, dass die Stromnachfrage unabhängig von der Umsetzung der WSBK-Empfehlungen ist und damit in Referenz- und Ist-Fall identisch ist. Des Weiteren wird die Residualnachfrage zur Bestimmung der Großhandelsstrompreise verwendet, die der Gesamtnachfrage abzüglich der Erzeugung aus erneuerbaren Energien entspricht. Informationen über die Nachfrage und EE-Erzeugung werden z.B. von ENTSO-E (2019) und über die Plattform smard (2019) zur Verfügung gestellt.

Die diskutierten Annahmen sind von zentraler Bedeutung für die Quantifizierung des Effekts des beschleunigten Kohleausstiegs auf den Großhandelsstrompreis. Abhängig von der gewählten Methode zur Quantifizierung des Effekts müssen weitere Annahmen getroffen werden, die hier nicht im Detail diskutiert werden. Grundsätzlich machen die Ausführungen allerdings deutlich, dass aufgrund der großen Komplexität der Mechanismen die transparente Dokumentation der Annahmen und Datengrundlagen für die Umsetzung eines möglichen Ausgleichsmechanismus unerlässlich sind.

In Kapitel 4 wurden zusätzlich zum Anstieg des Großhandelsstrompreises weitere mögliche stromkostensteigernde Effekte des beschleunigten Kohleausstiegs über die Strompreiskompensation und die Netzentgelte, sowie der mögliche Effekt auf die EEG-Umlage diskutiert. Im Zuge des vorliegenden Gutachtens wurde die Quantifizierung dieser Effekte nicht im Detail betrachtet.

LITERATURVERZEICHNIS

Agora Energiewende (Agora, 2017): Flexibility in thermal power plants - With a focus on existing coal-fired power plants, Juni 2017.

Agora Energiewende (Agora, 2018): 65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg - Auswirkungen der Vorgaben des Koalitionsvertrags auf Strompreise, CO₂-Emissionen und Stromhandel, Oktober 2018.

Agora Energiewende (Agora, 2019): Die Kohlekommission - Ihre Empfehlungen und deren Auswirkungen auf den deutschen Stromsektor bis 2030, August 2019.

Amtsblatt der Europäischen Union (Amtsblatt, 2018): Richtlinie (EU) 2018/410 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. März 2018 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Unterstützung kosteneffizienter Emissionsreduktionen und zur Förderung von Investitionen mit geringem CO₂-Ausstoß und des Beschlusses (EU) 2015/1814, März 2018.

Aurora Energy Research (Aurora, 2018): Kurzstudie: Auswirkungen der Schließung von Braunkohlekraftwerken auf den deutschen Strommarkt, November 2018.

Aurora Energy Research (Aurora, 2019): Kurzstudie: Auswirkungen der Schließung von Kohlekraftwerken auf den deutschen Strommarkt - Analyse im Auftrag des BDI und des DIHK, Januar 2019.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BafA, 2019): Merkblatt für stromintensive Unternehmen 2019, April 2019.

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2019a): Monitoringbericht 2018, Mai 2019.

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2019b): Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur, Stand: 07.03.2019.

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2019c): EEG-Umlage - Was ist die EEG-Umlage und wie funktioniert sie?, URL:
<https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexiko/EEGUmlage.html> (abgerufen am: 30.08.2019)

J. Cludius, H. Hermann, F. Matthes, V. Graichen (Cludius et al., 2014): The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008-2016: Estimation and distributional implications, Energy Economics, Volume 44, 2014, Pages 302-313.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2017): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Juni 2018 (BGBl. I S. 862) geändert worden ist.

- European Energy Exchange (EEX, 2019a):** Strom-Futures, URL: <https://www.eex.com/de/produkte/strom-terminmarkt/strom-futures/ueberblick> (abgerufen am: 29. August 2019)
- European Energy Exchange (EEX, 2019b):** Verfahren zur Feststellung von Abrechnungspreisen - Version 5.04, Oktober 2018.
- Enervis (Enervis, 2019):** Der Berg kreiste und gebar.... Einen Kohleausstieg bis zum Jahr 2038, 2019.
- ENTSO-E (ENTSO-E, 2019):** Transparency Platform, URL: <https://transparency.entsoe.eu/> (abgerufen am: 30.08.2019)
- EPEX SPOT SE (EPEX, 2019):** EPEX SPOT Operational Rules, August 2019.
- Europäische Kommission (EU, 2012):** Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012. (C 158/4), Amtsblatt der Europäischen Union, Juni 2012.
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI, 2019a):** Stromkosten der NE-Metallindustrie - Eine Sensitivitätsanalyse, Mai 2019.
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI, 2019b):** Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO₂-Emissionen und ausgewählte Industrien - Eine Analyse des Abschlussberichts der WSB-Kommission, August 2019.
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI, 2019c):** EWI Merit-Order Tool 2019, URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/#misc_publications (abgerufen am: 10.12.2019).
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI, 2019d):** EWI Merit-Order Tool 2019 - Dokumentation, URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/#misc_publications (abgerufen am: 10.12.2019).
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE, 2018):** CO₂-Preis vs. Kohleausstieg - Eine Diskussionsgrundlage zur klimapolitischen Debatte, Januar 2018.
- Frontier economics (Frontier, 2018):** Strompreiseffekte eines Kohleausstiegs - Kurzstudie im Auftrag der RWE AG, August 2018.
- T.S. Genc (Genc, 2016):** Measuring demand responses to wholesale electricity prices using market power indices. Energy Economics, Volume 56, 2016, Pages 247-260.
- A. Knaut und S. Paulus (Knaut et al., 2016):** When are consumers responding to electricity prices? An hourly pattern of demand elasticity, EWI Working Paper, No 16/07, August 2016.

Koalitionsvertrag (Koalitionsvertrag, 2018): Ein neuer Aufbruch für Europa, Eine neue Dynamik für Deutschland, Eine neuer Zusammenhalt für unser Land - Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, März 2018.

M. Lijesen (Lijesen, 2007): The real-time price elasticity of electricity, Energy economics Volume 29.2, 2007, Pages 249-258.

OpenEnergy Plattform (OEP, 2019): Model Factsheets, URL: <https://openenergy-platform.org/factsheets/models/> (abgerufen: 02.09.2019)

Öko-Institut e.V. (Öko-Institut, 2017): Analyse der EEG-Umlage von 2010 bis 2018, November 2017.

Öko-Institut e.V. (Öko-Institut, 2019): Die deutsche Kohle-Verstromung bis 2030 - Eine modellgestützte Analyse der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, März 2019.

Price Coupling of Regions (PCR, 2018): PCR Project - Main features, Dezember 2018.

R2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer ISI, TEP Energy GmbH (R2B, 2019): Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten, Projekt Nr. 047/16, Januar 2019.

Sandbag Climate Campaign CIC (Sandbag, 2019): Carbon Price Viewer. URL: <https://sandbag.org.uk/carbon-price-viewer/> (abgerufen: 02.09.2019)

G. Savvidis, K. Siala, C. Weissbart, L. Schmidt, F. Borggreffe, S. Kumar, K. Pittel, R. Madlener, K. Hufendiek (Savvidis et al., 2019): The gap between energy policy challenges and model capabilities, Energy Policy, Volume 125, February 2019, Pages 503-520.

Statistik der Kohlewirtschaft e.V. (SDKW, 2019): Entwicklung ausgewählter Energiepreise, Stand 26.08.2019.

F. Sensfuß (Sensfuß 2011): Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien, Fraunhofer ISI, Februar 2011.

Bundesnetzagentur (smard, 2019): SMARD Strommarktdaten, URL: <https://www.smard.de/home> (abgerufen am: 30.08.2019)

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH (ÜNB, 2019a): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 2. Entwurf. April 2019.

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH (ÜNB, 2019b): Netztransparenz.de - Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, URL: <https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-uebersicht> (abgerufen am: 30.08.2019)

H. Varian (Varian, 2016): Grundzüge der Mikroökonomik, 9. Auflage, De Gruyter Verlag Oldenburg, September 2016.

Verein der Kohlenimporteure (VDKi, 2019): DEUTSCHLAND / Importpreise für Steinkohlen / Wechselkurse - Spotpreise für Kraftwerkskohle in US-\$/t SKE (umgerechnet auf 7000 kcal/kg) frei nordwesteuropäische Häfen, URL:
<https://www.kohlenimporteure.de/marktinformationen.html> (abgerufen: 07.09.2019)

Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSBK, 2019): Abschlussbericht, Januar 2019.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (dt.: Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EU	Europäische Union
EU ETS	EU Emissions Trading System
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
GW	Gigawatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MC	Marginal Cost (dt.: Grenzkosten)
MCP	Market Clearing Price
MWh _{el}	Megawattstunde elektrisch
MWh _{th}	Megawattstunde thermisch
OTC	Over-the-Counter
WSBK	Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Strompreiskomponenten ausgewählter Betriebe für 2017	10
Abbildung 2: Zeitliche Darstellung des Stromhandels mit Börsenprodukten.....	12
Abbildung 3: Preisbildung in der Day-Ahead Auktion.....	13
Abbildung 4: Effekt der Marktkopplung auf die Preisbildung	15
Abbildung 5: Effekt der Kapazitätsveränderung auf die mittlere Merit-Order	17
Abbildung 6: Effekt der Veränderung des Stromaußenhandels auf die Preisbildung	18
Abbildung 7: Stromnachfrage und Residualnachfrage.....	19
Abbildung 8: Methode 1: Europäisches Strommarktmodell	24
Abbildung 9: Durchschnittliche Merit-Order konventioneller Kraftwerke in Deutschland für 2018	26
Abbildung 10: Methode 2: Einsetzen der Residualnachfrage in die mittlere Merit-Order des Jahres.....	28
Abbildung 11: Preisabschätzung des mittleren Großhandelsstrompreises für 2016-2018 mithilfe des Merit-Order Modells	30
Abbildung 12: Verteilung der Residualnachfrage 2018 und Approximation durch Normalverteilung	31
Abbildung 13: Approximation der Merit-Order durch stückweise konstante Funktion	32
Abbildung 14: Approximation der Merit-Order basierend auf Regression	33
Abbildung 15: Definition der Angebotsfunktion in Abhängigkeit der Einflussfaktoren	34
Abbildung 16: Bewertung der Methoden.....	35
Abbildung 17: Bewertung der Betrachteten Methoden im Zieldreieck	37
Abbildung 18: Zusammensetzung des Differenzbetrages des von energieintensiven Unternehmen zu bezahlenden Strompreises.....	41
Abbildung 19: EEG-Vermarktungserlöse und Differenzbetrag	47
Abbildung 20: Zeitliche Abfolge in der Bestimmung der Ausgleichszahlung (Jahreszahlen beispielhaft)	51
Abbildung 21: Entwicklung des Kraftwerksparks	52
Abbildung 22: Verteilung der Residualnachfrage 2015 und Approximation durch Normalverteilung	65
Abbildung 23: Verteilung der Residualnachfrage 2016 und Approximation durch Normalverteilung	65
Abbildung 24: Verteilung der Residualnachfrage 2017 und Approximation durch Normalverteilung	66

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Empirisch berechnete Preiselastizitäten der Nachfrage auf Großhandelsstrommärkten	20
Tabelle 2: Annahmen für die Berechnung der Strompreiskompensation in 2030	40
Tabelle 3: Ausgewählte Studienergebnisse: Effekt auf den Großhandelsstrompreis 2030	61
Tabelle 4: Annahmen zu Brennstoffpreisen 2018.....	62
Tabelle 5: Annahme zum Emissionszertifikatspreis 2018	62
Tabelle 6: Annahmen zu Emissionsfaktoren 2018	62
Tabelle 7: Annahmen zu Nicht-Verfügbarkeiten 2018	63
Tabelle 8: Annahmen zu sonstigen variablen Kosten 2018.....	63
Tabelle 9: Annahmen zu Transportkosten 2018	63
Tabelle 10: Annahmen zu Brennstoffpreisen 2016-2017	64
Tabelle 11: Annahmen zu Emissionsfaktoren 2016-2017	64
Tabelle 12: Annahmen zu Nicht-Verfügbarkeiten 2016-2017.....	64

ANHANG

A.1 Studienergebnisse Effekt auf den Großhandelsstrompreis

TABELLE 3: AUSGEWÄHLTE STUDIENERGEBNISSE: EFFEKT AUF DEN GROSßHANDELSSTROMPREIS³⁶ 2030

Studie/Gutachten	Referenzszenario [EUR/MWh]	Kohleausstieg [EUR/MWh]	Delta [EUR/MWh]
Agora (2018)	57,0	61,0	+ 4,0
Agora (2019) ³⁷	56,0	51,0	- 5,0
Aurora (2019) ³⁸	48,0	52,0	+ 4,0
Enervis (2019)	-	-	+ 3,0
EWI (2019b)	58,4	63,1	+ 4,7
Frontier (2018)	51,1	60,4	+ 9,3
Öko-Institut (2019)	45,8	47,1	+ 1,3

³⁶ Inklusive möglicher Finanzierungskosten für gesicherte Leistung.

³⁷ Hier unterscheidet sich, abweichend von den anderen Szenarien, der Ausbau von EE-Anlagen zwischen den Szenarien. Der isolierte Anstieg durch die Stilllegung von Kohlekapazitäten wird mit 4 EUR/MWh angegeben.

³⁸ Im Gutachten wird außerdem ein Risikoszenario untersucht: Hier liegt das Preisdelta bei 14,0 EUR/MWh

A.2 Annahmen zur Bestimmung der Merit-Order 2018

TABELLE 4: ANNAHMEN ZU BRENNSTOFFPREISEN 2018

Brennstoff	Brennstoffpreis [€/MWh _{th}]	Quelle
Kernenergie	5,50	Eigene Annahme
Braunkohle	3,10	EWI (2019b)
Steinkohle	11,28	VDKi (2019).
Erdgas	22,77	Spot TTF
Öl	32,92	SDKW (2019)
Sonstige	32,92	Eigene Annahme
Abfall	0	Eigene Annahme

TABELLE 5: ANNAHME ZUM EMISSIONSZERTIFIKATSPREIS 2018

Parameter	Zertifikatspreis [€/tCO ₂]	Quelle
Emissionszertifikatspreis	15,92	Sandbag (2019)

TABELLE 6: ANNAHMEN ZU EMISSIONSFAKTOREN 2018

Brennstoff	Emissionsfaktor [tCO ₂ /MWh _{th}]	Quelle
Kernenergie	0	Eigene Annahme
Braunkohle	0,404	ÜNB (2019a)
Steinkohle	0,337	ÜNB (2019a)
Erdgas	0,201	ÜNB (2019a)
Öl	0,280	ÜNB (2019a)
Sonstige	0,214	ÜNB (2019a)
Abfall	0	Eigene Annahme ³⁹

³⁹ Da Müllverbrennungsanlagen vom EU ETS ausgenommen sind.

TABELLE 7: ANNAHMEN ZU NICHT-VERFÜGBARKEITEN 2018

Brennstoff	Nicht-Verfügbarkeit [%]	Quelle
Kernenergie	11	ENTSO-E (2019)
Braunkohle	13	ENTSO-E (2019)
Steinkohle	22	ENTSO-E (2019)
Erdgas	11	ENTSO-E (2019)
Öl	15	Eigene Annahme
Sonstige	15	Eigene Annahme
Abfall	15	Eigene Annahme

TABELLE 8: ANNAHMEN ZU SONSTIGEN VARIABLEN KOSTEN 2018

Kraftwerkstyp	Variable Kosten [€/MWh _{el}]	Quelle
Kernenergie	1,2	Eigene Annahme
Braunkohle	1,7	R2B (2019)
Steinkohle	1,3	R2B (2019)
Erdgas (GuD)	1,5	R2B (2019)
Erdgas (Gasturbine)	1	R2B (2019)
Öl	1	Eigene Annahme
Sonstige	1	Eigene Annahme
Abfall	1	Eigene Annahme

TABELLE 9: ANNAHMEN ZU TRANSPORTKOSTEN 2018

Brennstoff	Variable Kosten [€/MWh _{th}]	Quelle
Kernenergie	0	Eigene Annahme
Braunkohle	0	Eigene Annahme
Steinkohle	1,25	R2B (2019)
Erdgas	0,5	R2B (2019)
Öl	0,3	R2B (2019)
Sonstige	0	Eigene Annahme
Abfall	0	Eigene Annahme

A.3 Annahmen zur Bestimmung der Merit-Order 2016 und 2017

TABELLE 10: ANNAHMEN ZU BRENNSTOFFPREISEN 2016-2017

Brennstoff	Brennstoffpreis 2016 [€/MWh _{th}]	Brennstoffpreis 2017 [€/MWh _{th}]	Quelle
Kernenergie	5,50	5,50	Eigene Annahme
Braunkohle	3,10	3,10	EWI (2019b)
Steinkohle	7,66	10,64	VDKi (2019).
Erdgas	13,96	17,31	Spot TTF
Öl	18,55	22,11	SDKW (2019)
Sonstige	18,55	22,11	Eigene Annahme
Abfall	0	0	Eigene Annahme

TABELLE 11: ANNAHMEN ZU EMISSIONSFAKTOREN 2016-2017

Parameter	Zertifikatspreis 2016 [€/tCO ₂]	Zertifikatspreis 2017 [€/tCO ₂]	Quelle
Emissionszertifikatspreis	5,35	5,84	Sandbag (2019)

TABELLE 12: ANNAHMEN ZU NICHT-VERFÜGBARKEITEN 2016-2017

Brennstoff	Nicht-Verfügbarkeit 2016 [%]	Nicht-Verfügbarkeit 2017 [%]	Quelle
Kernenergie	21	24	ENTSO-E (2019)
Braunkohle	16	13	ENTSO-E (2019)
Steinkohle	21	21	ENTSO-E (2019)
Erdgas	14	15	ENTSO-E (2019)
Öl	15	15	Eigene Annahme
Sonstige	15	15	Eigene Annahme
Abfall	15	15	Eigene Annahme

A.4 Verteilung der Residualnachfrage 2015-2017

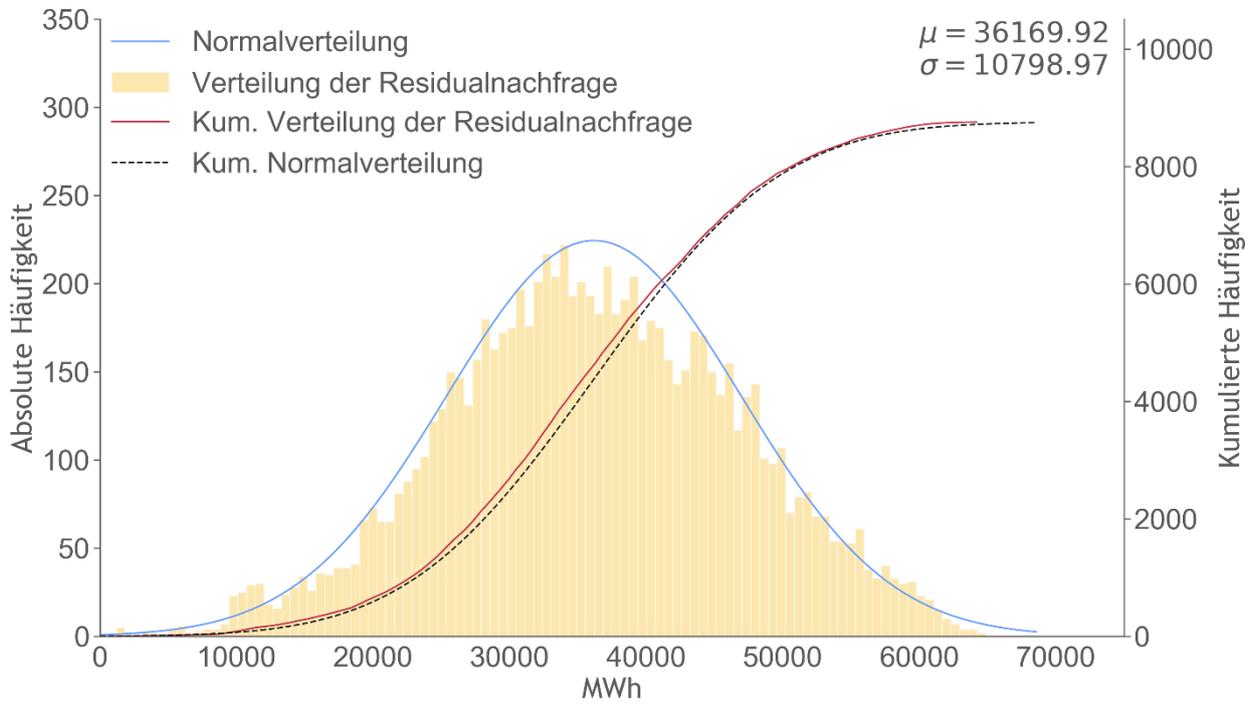


ABBILDUNG 22: VERTEILUNG DER RESIDUALNACHFRAGE 2015 UND APPROXIMATION DURCH NORMALVERTEILUNG
 Quelle: Eigene Darstellung, Daten basierend auf smard (2019)

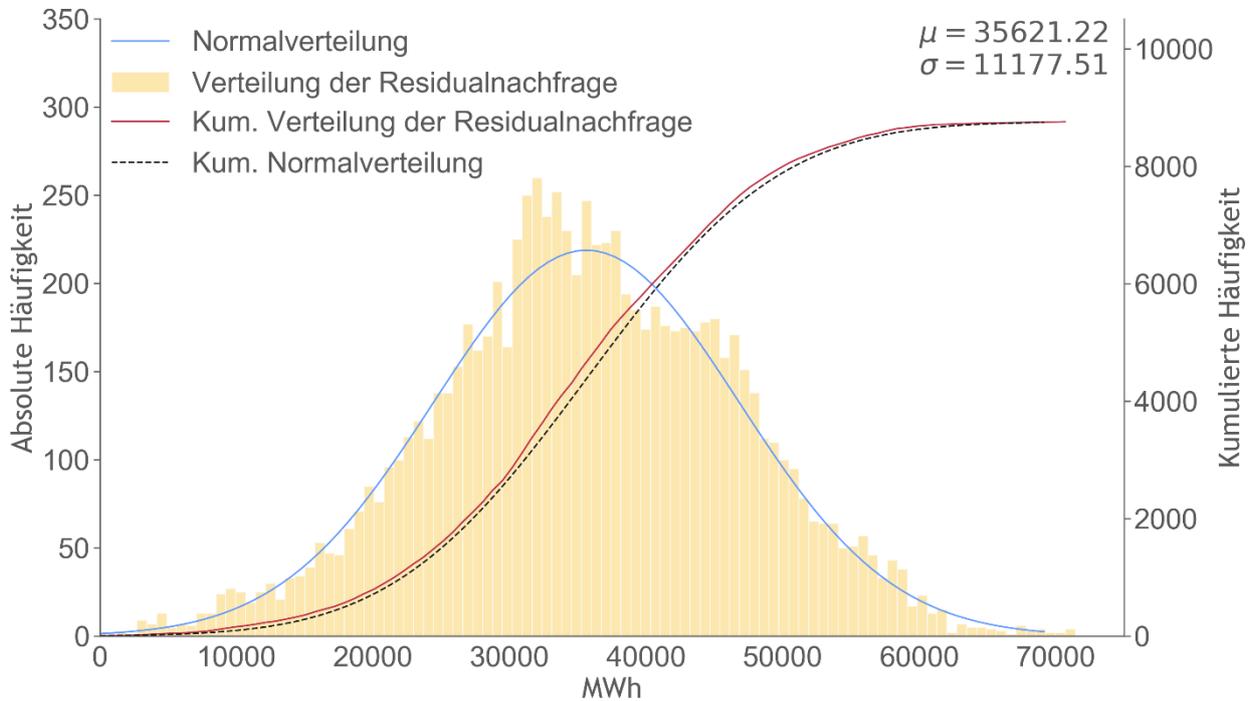


ABBILDUNG 23: VERTEILUNG DER RESIDUALNACHFRAGE 2016 UND APPROXIMATION DURCH NORMALVERTEILUNG
 Quelle: Eigene Darstellung, Daten basierend auf smard (2019)

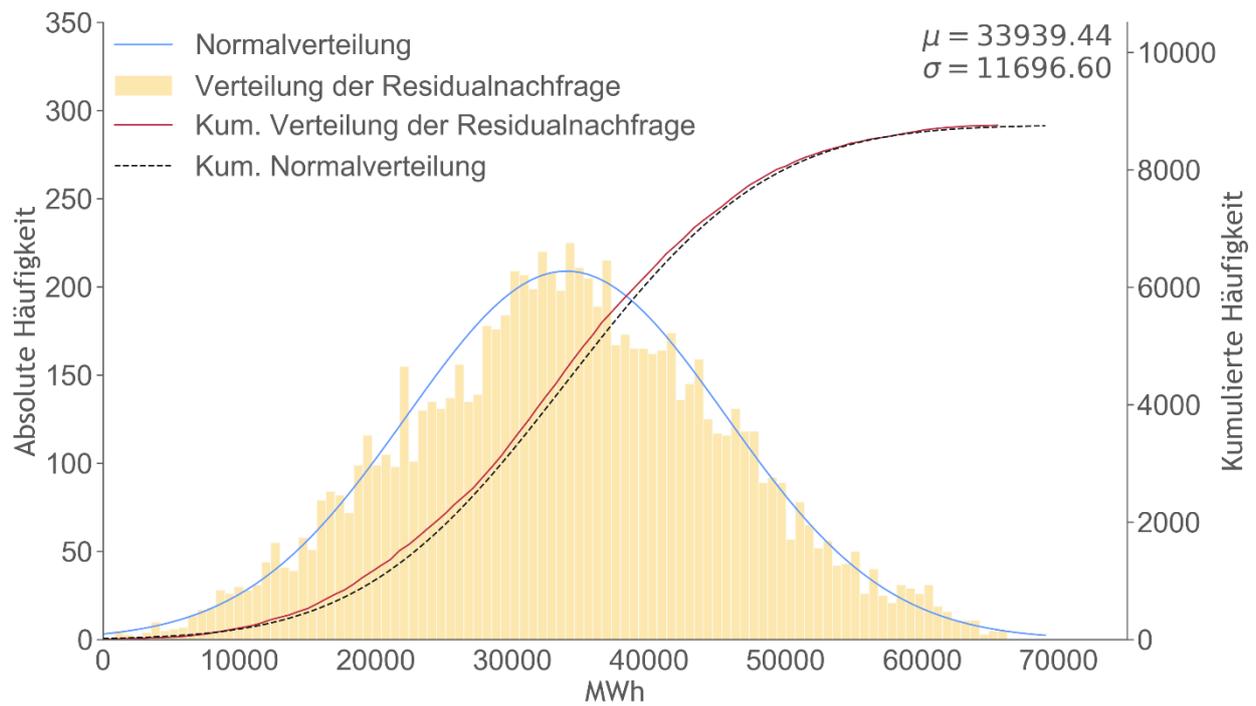


ABBILDUNG 24: VERTEILUNG DER RESIDUALNACHFRAGE 2017 UND APPROXIMATION DURCH NORMALVERTEILUNG
Quelle: Eigene Darstellung, Daten basierend auf smard (2019)