
Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens

Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des
deutschen Stromsektors (Langfassung)

IMPULSE

Agora
Energiewende



Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens

IMPRESSUM

IMPULSE

Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens

Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Langfassung)

ERSTELLT VON

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

PROJEKTLEITUNG:

Dr. Patrick Graichen

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

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

Philipp Litz
philipp.litz@agora-energiewende.de

Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen
Titelbild: BillionPhotos.com - Fotolia

Eine Kurzfassung dieser Publikation ist unter www.agora-energiewende.de sowie auf Anfrage gedruckt verfügbar.

090/02-I-2016/DE

Revision 1.1

Veröffentlichung: Januar 2016

DURCHFÜHRUNG DER MODELLRECHNUNGEN in den energiewirtschaftlichen Hintergrundanalysen (Teil II)

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

Bitte zitieren als:

Agora Energiewende (2016): *Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens. Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Langfassung).*

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

seit dem historischen Klimaabkommen von Paris ist klar: Die Energieversorgung wird von nun an weltweit unter dem Paradigma der Dekarbonisierung diskutiert. Deutschland als traditionelles Kohleland und als Land der Energiewende kann dieser Debatte nicht länger ausweichen. Die für 2030, 2040 und 2050 mehrfach beschlossenen Klimaziele bedeuten letztlich den Ausstieg aus der Kohleverstromung.

Planungssicherheit und Verlässlichkeit sind zentral für die Energiewirtschaft. Mit dem Kohlebergbau- und dem Atomkonsens wurden zwei andere energiewirtschaftliche Großkonflikte einvernehmlich gelöst. Jetzt ist die Zeit reif für einen Kohlekonsens, statt erneut einen jahrelangen Fundamentalkonflikt zu führen.

Diese Auffassung wird breit geteilt – nicht nur von den Kommentatoren (u.a. Süddeutsche Zeitung, Rheinische Post, Handelsblatt, Spiegel), sondern auch vom Sachverständigenrat für Umweltfragen und dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, der einen strukturierten Dialog zur bestmöglichen Klimazielerreichung und zur Rolle der Kohle fordert.

Im Folgenden unterbreitet Agora Energiewende ein Konzept mit Eckpunkten für einen solchen Kohlekonsens – als Beitrag zu der unausweichlichen Debatte, wie die Dekarbonisierung als Gemeinschaftsaufgabe gelingen kann. Ich freue mich auf Ihre Rückmeldungen zu diesem Diskussionsvorschlag.

Ihr Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens

A

Der Rahmen

- 1 Zeitnahe Einberufung eines „Runden Tisches Nationaler Kohlekonsens“
- 2 Schrittweiser, gesetzlich geregelter Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2040

B

Der Kohleausstieg im Kraftwerkspark

- 3 Kein Neubau von Stein- und Braunkohlekraftwerken
- 4 Festlegung eines kosteneffizienten Abschaltplans der Bestands-Kohlekraftwerke auf Basis von Restlaufzeiten mit Flexibilitätsoption in den Braunkohlerevieren
- 5 Verzicht der nationalen Politik auf zusätzliche Klimaschutzregelungen für Kohlekraftwerke über den vorgeschlagenen Abschaltplan hinaus

C

Der Kohleausstieg in den Braunkohleregionen

- 6 Kein Aufschluss weiterer Braunkohletagebaue und Verzicht auf Einleitung neuer Umsiedlungsprozesse
- 7 Finanzierung der Folgelasten von Braunkohletagebauen über eine Abgabe auf die künftig noch geförderte Braunkohle
- 8 Aktive Gestaltung und dauerhafte finanzielle Absicherung des ausstiegsbedingten Strukturwandels über einen Strukturwandelfonds

D

Der Kohleausstieg in Wirtschaft und Gesellschaft

- 9 Gewährleistung der gewohnt hohen Versorgungssicherheit über den gesamten Transformationszeitraum
- 10 Stärkung des europäischen Emissionshandels und zeitnahe Stilllegung der im Zuge des Ausstiegs aus der Kohleverstromung frei werdenden CO₂-Zertifikate
- 11 Sicherung des Wirtschaftsstandorts Deutschland und der energieintensiven Industrie während der Transformationsphase

Inhalt

Zusammenfassung	5
Executive Summary	9
<hr/>	
Teil I: Ein nationaler Kohlekonsens – Warum er gebraucht wird und wie er aussehen könnte	13
1. Einleitung und Hintergrund	15
2. Das deutsche Stromsystem im Wandel und die Rolle der Kohle	17
2.1 Kohle in Deutschland: Traditionell mehr als ein Wirtschaftsgut	17
2.2 Das Zeitalter der Kohle überschreitet seinen Zenit – nicht nur in Deutschland	19
2.3 Deutschlands Klimaziele definieren den Ausstieg aus der Kohleverstromung	22
2.4 Der europäische Emissionshandel bedarf der nationalen Flankierung	24
3. Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens	27
4. Fazit	57
<hr/>	
Teil II: Energiewirtschaftliche Hintergrundanalysen	59
5. Energiewirtschaftliche Auswirkungen eines Kohleausstiegs	61
5.1 Prämissen	61
5.2 Definition der untersuchten Szenarien	62
5.3 Kapazitäts- und Erzeugungsentwicklung	66
5.4 CO ₂ -Emissionen	72
5.5 Stromaustausch mit dem Ausland	75
5.6 Börsenstrompreise	76
5.7 Alternative Instrumente	77
5.7.1 Zusätzlicher CO ₂ -Preis für Kohlekraftwerke	77
5.7.2 Kohlereserve bzw. Stilllegungsprämien	79

Inhalt

6	Entwicklung in den Braunkohleregionen	83
6.1	Die spezifische Ökonomie der Braunkohlewirtschaft	83
6.2	Berücksichtigung der spezifischen Ökonomie der Braunkohlewirtschaft in den modellierten Ausstiegsszenarien	84
6.3	Zukünftige Entwicklung des Braunkohlebedarfs und der verfügbaren Braunkohlevorräte in den bereits erschlossenen Tagebauen	85
6.3.1	Methodik	85
6.3.2	Rheinisches Revier	86
6.3.3	Lausitzer Revier	89
6.3.4	Mitteldeutsches Revier (inkl. Helmstedter Revier)	92
Anhang		97
Literaturverzeichnis		101

Zusammenfassung

Ziel der Energiewende in Deutschland ist ein umweltgerechtes, wirtschaftlich tragfähiges und sicheres Energiesystem, das sich im Wesentlichen auf kostengünstigen Wind- und Solarstrom sowie hohe Effizienz bei der Energiebereitstellung und -nutzung stützt. Bis 2030 will Deutschland entsprechend den Beschlüssen von Bundesregierung und Bundestag seine Treibhausgasemissionen um mindestens 55 Prozent, bis 2040 um mindestens 70 Prozent und bis 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 reduzieren. Die letzten Kernkraftwerke werden Ende 2022 abgeschaltet, der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung soll zur Jahrhundertmitte mindestens 80 Prozent betragen. Mit anderen Worten: Innerhalb der nächsten 35 Jahre soll die Dekarbonisierung des deutschen Energiesektors weitgehend abgeschlossen sein.

Die Energiewirtschaft agiert in langen Zeiträumen, aktuelle Investitionsentscheidungen treffen Festlegungen für Jahrzehnte. Planungssicherheit und Verlässlichkeit sind daher zentral, um energiewirtschaftliche Entscheidungen treffen zu können. Dazu gehört angesichts des in Deutschland seit der Jahrtausendwende beschlossenen Zielkatalogs auch die Erkenntnis, dass der schrittweise Ausstieg aus der Kohleverstromung letztlich unausweichlich geworden ist. Dies zu bestreiten hieße, den Beteiligten in den betroffenen Regionen, den Unternehmen und Betrieben eine Perspektive in Aussicht zu stellen, die erkennbar in der Zukunft nicht mehr eingelöst werden kann. Vielmehr geht es darum, gemeinsam mit den Beteiligten eine Strategie zu entwickeln, die dazu geeignet ist, schrittweise neue Arbeitsplätze, neue Wertschöpfung und neue Geschäftsmodelle zu schaffen, um die derzeitige Rolle der Kohle planvoll und ohne Strukturbrüche abzulösen. Im Zentrum stehen, wie schon beim Ausstieg aus dem Steinkohlebergbau (bis 2018) und dem Ausstieg aus der Kernenergie (bis 2022), Planungssicherheit und Verlässlichkeit im Wandel.

Der Kohleausstieg ist ohne Alternative, weil es bei weitem nicht ausreicht, den Beitrag der Energiewirtschaft zur Zielerreichung im Klimaschutz stärker auf den Mobilitäts- und Wärmesektor zu fokussieren. Denn zum einen entfällt auf den Stromsektor schon heute der mit Abstand größte

Anteil der nationalen Treibhausgasemissionen. Zum anderen wird sich diese Situation bei Beibehaltung des gegenwärtigen Erzeugungsmix noch weiter verschärfen, wenn – wie erwartet – Strom in Zukunft über seine klassischen Anwendungsfelder hinaus auch stärker in den Sektoren Verkehr und Wärmeversorgung eingesetzt wird. Die Sektoringtegration von Strom, Wärme und Verkehr macht letztlich die Dekarbonisierung des Stromsektors nur noch dringlicher. Darüber hinaus werden die Bereiche Abfallwirtschaft, Industrieprozesse und Landwirtschaft in Zukunft geringere Emissionsminderungen leisten können als der Energiesektor. In der Konsequenz müssen die Emissionsminderungen in der Stromerzeugung eher überproportional ausfallen und wegen der zu erwartenden zusätzlichen neuen Anwendungen auch besonders schnell erfolgen, damit die Klimaschutzziele insgesamt erreicht werden können.

Kohleausstieg bedeutet, dass nach der Kernenergie auch die klimabelastende Kohleverstromung, die 2015 noch einen Anteil von etwa 42 Prozent zur deutschen Stromerzeugung beitrug, schrittweise zurückgefahren werden muss. Aufgrund der absehbaren Entwicklung der Energiemärkte (insbesondere weiterhin niedrige Kohle- und CO₂-Preise) gehen alle energiewirtschaftlichen Analysen davon aus, dass das Abschmelzen der Kohleverstromung ohne wirksame, den EU-Emissionshandel ergänzende Regelungen nicht in ausreichendem Maße stattfinden wird. Damit die Klimaschutzziele für 2030 und danach erreicht werden können, muss deshalb der Ausstieg aus der Kohleverstromung jenseits der kurzfristigen, von der Bundesregierung im Rahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 vorbereiteten oder bereits ergriffenen Maßnahmen gezielt eingeleitet werden.

Agora Energiewende schlägt – wie andere an der energiepolitischen Zukunftsdebatte Beteiligte^{1,2} – vor, die Details des Ausstiegs aus der Kohleverstromung und seine wirtschafts- und sozialverträgliche Umsetzung zeitnah in einem

1 SRU (2015).

2 IASS (2015).

parteiübergreifenden, strukturierten Dialogprozess mit den wesentlichen Beteiligten auszuhandeln. Ziel ist ein umfassender und auf Dauer angelegter Kohlekonsens. Nur so wird die Planungs- und Investitionsunsicherheit nachhaltig überwunden, die derzeit alle energiewirtschaftlichen Akteure und darüber hinaus die Wirtschaft insgesamt belastet.

Mit diesem Impulspapier legen wir eine Diskussionsgrundlage für einen solchen Kohlekonsens vor. Es umfasst elf Eckpunkte, die die zentralen Themen adressieren und darauf abzielen, einen Ausgleich der verschiedenen Interessen abzubilden.

Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens

A. Der Rahmen

1 Zeitnahe Einberufung eines „Runden Tisches Nationaler Kohlekonsens“

Die Bundesregierung lädt zeitnah zu einem „Runden Tisch Nationaler Kohlekonsens“ ein. Es geht dabei um einen vertrauensvollen Dialogprozess zur Aushandlung der Kernelemente eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung, um einen erneuten jahrzehntelangen energiepolitischen Fundamentalkonflikt zu vermeiden. Ziel sollte es sein, noch 2016 zu einem politisch und gesellschaftlich breit getragenen Ergebnis zu kommen, damit – analog zu Steinkohlekonsens und Atomkonsens – alle Beteiligten frühzeitig Planungssicherheit hinsichtlich der anstehenden Dekarbonisierung erhalten.

2 Ein schrittweiser, gesetzlich geregelter Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2040

Der Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland erfordert Klarheit bei drei Kernelementen: Die Nutzung der Kohle in Deutschland braucht ein Enddatum, an dem sich alle orientieren können, der Ausstieg erfolgt entlang eines klar definierten Pfads und er muss Rechtssicherheit für alle Beteiligten bieten. Kompatibel mit den deutschen Klimaschutzzielen ist ein schrittweiser Ausstieg aus der Kohleverstromung beginnend 2018 mit dem Enddatum 2040. Er sollte in Gesetzesform gefasst und mit breiter Mehrheit von Bundestag und Bundesrat verabschiedet werden.

B. Der Kohleausstieg im Kraftwerkspark

3 Kein Neubau von Stein- und Braunkohlekraftwerken

Der Neubau von Braun- und Steinkohlekraftwerken ist nicht mehr genehmigungsfähig, weil diese mit den mittel- und langfristigen Klimaschutzzielen in Deutschland nicht vereinbar sind.

4 Festlegung eines kosteneffizienten Abschaltplans der Bestands-Kohlekraftwerke auf Basis von Restlaufzeiten mit Flexibilitätsoption in den Braunkohlerevieren

Um den Ausstieg aus der Kohleverstromung kosteneffizient und ohne Strukturbrüche zu realisieren, wird ein verbindlicher Abschaltplan der bestehenden Braun- und Steinkohlekraftwerke auf Basis von Restlaufzeiten festgelegt. Die Reihenfolge der Stilllegungen orientiert sich an den CO₂-Vermeidungskosten. Die jährlichen Stilllegungen werden in der Einstiegsphase 2018 bis 2025 auf drei Gigawatt begrenzt. Innerhalb der jeweiligen Braunkohlereviere ist zur Vermeidung von Dominoeffekten die Übertragung von Restlaufzeiten möglich.

5 Verzicht der nationalen Politik auf zusätzliche Klimaschutzregelungen für Kohlekraftwerke über den Abschaltplan hinaus

Die Bundesregierung legt sich verbindlich fest, einerseits keine Regelungen zusätzlich zum vereinbarten Abschaltfahrplan zu ergreifen, die die weitere Nutzung der Kohle einseitig diskriminieren würden. Andererseits werden jedoch auch keine Stilllegungsprämien für die Abschaltung von Kohlekraftwerken gewährt.

C. Der Kohleausstieg in den Braunkohleregionen

- 6 Kein Aufschluss weiterer Braunkohletagebaue und Verzicht auf Einleitung neuer Umsiedlungsprozesse**
Aufgrund des verringerten Braunkohlebedarfs bei einer sukzessiven Abschaltung der Kraftwerke bis 2040 ist kein Neuaufschluss von Braunkohletagebauen oder Tagebauteilabschnitten mehr notwendig. Auf die Umsiedlung zahlreicher Dörfer kann verzichtet werden.
- 7 Finanzierung der Folgelasten von Braunkohletagebauen über eine Abgabe auf die künftig noch geförderte Braunkohle**
Zur Finanzierung der Rekultivierungs- und Nachsorgelasten nach Beendigung des Braunkohletagebaubetriebs wird eine Stiftung gegründet. Die Stiftung erhält die benötigten Mittel aus einer Abgabe auf jede in Zukunft bis 2040 noch geförderte Tonne Braunkohle. Die Höhe der Abgabe wird auf Basis eines zu erarbeitenden Gutachtens über die Höhe der Folgekosten festgelegt. Erwartet werden Kosten von etwa 2,5 Euro je MWh Braunkohlestrom.
- 8 Aktive Gestaltung und dauerhafte finanzielle Absicherung des ausstiegsbedingten Strukturwandels über einen Strukturwandelfonds**
Im Bundeshaushalt wird ein „Strukturwandelfonds Braunkohleregionen“ eingestellt, der über die gesamte Transformationsphase mit jährlich 250 Millionen Euro ausgestattet wird. Die Aufteilung auf die Regionen erfolgt entsprechend der Zahl der in den einzelnen Revieren betroffenen Arbeitsplätze. Über die Verwendung der Mittel entscheiden die jeweiligen Landesregierungen.

D. Der Kohleausstieg in Wirtschaft und Gesellschaft

- 9 Gewährleistung der gewohnt hohen Versorgungssicherheit über den gesamten Transformationszeitraum**
Die Politik stellt im Wege geeigneter Reserve- und Monitoring-Regelungen das gewohnt hohe Niveau der Versorgungssicherheit in Deutschland auch für die Zukunft sicher. Um größtmögliche Kosteneffizienz zu erreichen, werden notwendige Reserven technologieoffen ausgeschrieben und einem kontinuierlichen Überprüfungsprozess unterzogen – insbesondere ab dem Jahr 2025, wenn erwartungsgemäß der Zubau neuer Gaskraftwerkskapazitäten notwendig wird. Am Ende des Ausstiegszeitraums wird ein Teil der dann abzuschaltenden letzten Steinkohlekraftwerke für einen Übergangszeitraum in eine Kapazitätsreserve überführt.
- 10 Stärkung des EU-Emissionshandels und zeitnahe Stilllegung der im Zuge des Kohleausstiegs frei werdenden CO₂-Zertifikate**
Die Bundesregierung setzt sich auf europäischer Ebene aktiv für eine Stärkung des EU-Emissionshandels ein, unter anderem im Kontext der für 2020 zu erhöhenden EU-Ambitionen aufgrund des Pariser Klimaschutzabkommens. Hierzu gehört auch die Einführung einer Regelung, dass die wegen des Kohleausstiegs frei werdenden CO₂-Zertifikate, die nach geltendem EU-Emissionshandelsrecht ab 2019 der Marktstabilitätsreserve zugeführt werden, endgültig stillgelegt werden.
- 11 Absicherung des Wirtschaftsstandorts Deutschland und der energieintensiven Industrie während der Transformationsphase**
Wegen steigender Anteile Erneuerbarer Energien werden die Börsenstrompreise in Deutschland aufgrund des Merit-Order-Effekts voraussichtlich weiter auf niedrigem Niveau verharren. Für den Fall, dass sich diese Erwartung als nicht zutreffend erweist, sichert die Politik insbesondere der energieintensiven Industrie zu, sie gegen mögliche Belastungen ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit im Zusammenhang mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung durch geeignete Maßnahmen abzusichern. Zugleich setzt die Politik Anreize für die weitere Verbesserung der Energieeffizienz und Fortschritte bei der Dekarbonisierung der Wirtschaft insgesamt, weil auch dies perspektivisch nicht nur dem Klimaschutz dient, sondern auch die Wettbewerbsfähigkeit verbessert.

Ein Kohlekonsens im Zieldreieck Klima-/ Umweltschutz, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit

Ein umfassender Kohlekonsens muss in einem breit angelegten, strukturierten Dialogprozess zwischen den politischen Entscheidungsträgern und den Beteiligten ausgehandelt werden. Er bewegt sich im Rahmen des energiepolitischen Zieldreiecks aus Klima- beziehungsweise Umweltschutz, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit. Jeder Konsens hat darüber hinaus die Aufgabe, einen fairen Ausgleich divergierender Interessen zu finden sowie einen Rahmen zu setzen für langfristig angelegte Anpassungsprozesse in besonders betroffenen Regionen.

Konkret bedeutet dies, dass die vereinbarten Klimaziele im Bereich der Kohleverstromung so umgesetzt werden, dass der Wirtschaftsstandort Deutschland am Ende profitiert und nicht verliert. Die Zukunft ist immer ungewiss und die Realität komplexer als es Marktmodelle sein können. Im Rahmen dieses Vorschlags wurde der Versuch unternommen, die zentralen Eckpunkte im Licht der einzuhaltenden Oberziele der Energiewende, so weit im Vorhinein möglich, sachlich zu unterlegen und dort Sicherungen einzubauen, wo Unsicherheit auftritt.

Der Vorschlag ist energiewirtschaftlich tragfähig. Die betroffene Energiewirtschaft kann sich, unternehmerische

Flexibilität vorausgesetzt, innerhalb des vorgeschlagenen Konsens- und insbesondere auch des Zeitrahmens konsolidieren. Im Gegensatz zu einem Dauerstreit mit offenem Ausgang schafft eine Vereinbarung im Konsens Planungssicherheit und Verlässlichkeit in einem überschaubaren Zeitraum. Umverteilungseffekte zwischen Energieerzeugern und -verbrauchern werden durch den Verzicht auf sowohl einen nationalen Klimabeitrag als auch auf Stilllegungsprämien minimiert. Die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft insgesamt steht durch den hier vorgeschlagenen Umbau des Energiesystems nicht in Frage. Der Vorschlag orientiert sich an der Maxime: Die Energiewende kann ökologisch nur erfolgreich sein, wenn sie es auch ökonomisch ist.

Die Versorgungssicherheit bleibt während des Umstrukturierungsprozesses zu jeder Zeit auf gewohnt hohem Niveau gewährleistet. Der vom Stromsektor im Rahmen der mittel- und langfristigen Klimaziele zu leistende Beitrag wird mit diesem Vorschlag erreicht. Der in den vom Auslaufen der Kohleverstromung besonders betroffenen Energieregionen bereits begonnene Strukturwandel wird sozialverträglich ohne schwerwiegende Brüche fortgesetzt. Der Strukturwandel wird ebenso finanziell abgesichert wie die Behebung der durch den Braunkohletagebau verursachten ökologischen Schäden.

Summary

The goal of Germany's *energy transition* is to create a sustainable, economically viable, and reliable energy system that is based primarily on inexpensive wind and solar power as well as greater efficiency in the supply and use of energy. According to resolutions adopted by the German cabinet and parliament, Germany aims to reduce its greenhouse gas emissions by at least 55 percent by 2030, by at least 70 percent by 2040, and by 80–95 percent by 2050 (against 1990 levels). Germany's last nuclear power plants will be taken offline at the end of 2022, and renewable energy is slated to make up at least 80 percent of power generation by the middle of the century. Hence, the German energy sector will be almost totally decarbonised within the next 35 years.

Extended time frames are required for decisions in the energy economy, as investments often have time horizons of several decades. Accordingly, reliable framework conditions that enable planning for the future are essential for the energy sector. In this regard, and in light of Germany's decarbonisation targets, a gradual phasing out of coal-based electricity is ultimately unavoidable. Denying this fact would mean to deceive and create false hopes for stakeholders in impacted regions, companies, and energy service providers. There is thus a pressing need to develop a strategy that sets out how new jobs and new business models can replace the role currently fulfilled by coal. In this way, the key issue at hand is to create reliable framework conditions that enable planning for necessary structural change. This is not a new-fangled endeavor, but was previously done when the decision was taken to phase out the mining of hard coal (which will be complete by 2018) and the use of nuclear power (which will be complete in 2022).

Ultimately, there is no alternative to the phasing out of coal power if Germany is to fulfill its climate goals. It is not possible to boost the CO₂ reductions achieved in the transportation and heating sectors to the extent that would be necessary to allow continued coal-based power generation. This is because, first of all, the electricity sector is currently by far the largest producer of national greenhouse gas emis-

sions. Second, the preservation of the current generation mix will only become more problematic in the future if – as expected – the use of electricity is expanded in the transportation and heating sectors. The integration of the electricity, heating, and transportation sectors makes the decarbonisation of the electricity sector all the more pressing. Furthermore, waste management, industrial processes, and the agricultural sector will be less capable of reducing emissions than the energy sector in the future. As a consequence, greater than average emissions reductions are needed in the electricity sector. And, in light of the expanded future use of electricity in other sectors, these reductions need to be realised with particular speed if Germany's emissions reduction targets on the whole are to be achieved.

In specific terms, the "phasing out of coal" means that coal-based electricity generation must be gradually reduced from the 42 percent share it comprises in 2015. In view of trends in the energy economy (including in particular persisting low prices for coal and CO₂ certificates), the consensus among experts is that the gradual reduction of coal-based electricity will not take place in sufficient scope without effective regulatory rules to supplement the EU Emissions Trading System. In order to ensure the climate goals set for 2030 and beyond can be met, it is necessary to take targeted action to begin the gradual phasing out of coal power, for the measures already taken or ratified by the German government as part of the Climate Protection 2020 Action Program are not sufficient.

Like others who are participating in the debate over the future of Germany's energy system, Agora Energiewende would like to propose that a non-partisan, structured dialog process be initiated with key stakeholders in the near term in order to negotiate the details of an action plan for phasing out coal power in an economically viable and socially responsible way. The goal of this process would be to reach a consensus about the future of coal that is both comprehensive and long-term. Such a dialog process is crucial if the uncertainties surrounding plan-

ning and investment that are currently plaguing actors in the energy economy and other stakeholders are to be overcome.

With this Impulse Paper, we hope to provide a foundation for discussion that will culminate in a consensus on coal. It addresses eleven key issues, and seeks to identify compromise positions between competing interests.

Eleven Principles for Reaching a Consensus on Coal

A. The Foundation

1 Convening a "Round Table on a National Consensus on Coal"

The German cabinet should soon invite impacted stakeholders to a "Round Table on a National Consensus on Coal." This round table should provide a venue for building trust and negotiating key issues of the phase out, thus preventing a fundamental conflict in energy policy from becoming entrenched for decades. The goal should be to reach a consensus with broad political and societal support before the end of 2016. Similar to when the decision was made to phase out hard coal mining and nuclear power, this consensus will ensure that all stakeholders have a sound foundation to plan for the future.

2 Incremental, legally based phase-out of coal power by 2040

The phasing out of coal power in Germany requires clarity in three key respects: The use of coal in Germany requires an "expiration date" that all actors can rely on when making decisions about the future; the phase-out needs a clearly defined reduction path; and all stakeholders need legal certainty about the trajectory of the incremental phase-out to take place. The incremental phasing out of coal power beginning in 2018 and ending in 2040 is compatible with Germany's climate protection goals. The phase-out should be based in law and ratified with a broad majority by the German legislature.

B. Phasing Out Coal in Germany's Power Plant Fleet

3 No new construction of coal-fired power plants

No legal approval should be granted for the construction of new coal-fired power plants, as the construction of new plants is not compatible with Germany's mid and long-term emissions reduction targets.

4 Determine a cost-efficient decommissioning plan for existing coal power plants based on remaining plant lifespans, including flexibility options in lignite mining regions

In order to realise the phasing out of coal power in a cost-efficient manner that avoids highly disruptive structural change, it will be necessary to adopt a binding plan for the decommissioning of existing coal-fired power plants that is based on residual lifespans. The order in which plants are decommissioned should be based on CO₂ abatement costs. In the initial phase from 2018 to 2025, the decommissioning will be limited to three gigawatts per year. In lignite mining areas, the transfer of remaining lifespans from one plant to another should be permitted to avoid domino effects.

5 No additional national environmental policy regulations for coal-fired power plants beyond the phase-out plan

The German government should legally commit to adopt no additional measures that discriminate against the use of coal in a one-sided manner beyond the ratified phase-out plan. Furthermore, the German government should not grant any special benefits for decommissioning coal-fired power plants.

C. The Coal-Phase Out in Lignite Mining Regions

6 No additional lignite mines and no further relocation of affected communities

As the incremental phase-out of power plants up to 2040 will mean that less lignite is needed, no new lignite mines or excavation areas should be exploited. Accordingly, numerous villages would be spared from relocation.

7 The follow-up costs of lignite open-pit mining should be financed with a special levy on lignite

A foundation should be started to finance open-pit mine re-cultivation and other follow-up costs as Germany's lignite mines are decommissioned. This foundation should be funded with a special surcharge that is levied on all lignite that is mined in the future up to 2040. The amount of this levy will be set based on an environmental assessment that estimates future follow-up costs. Costs of approx. 2.5 euros per MWh of lignite-based power are expected.

8 Creation of 'Structural Change Fund' to ensure a sound financial basis for structural change in affected regions

A "Structural Change Fund for Lignite Regions" should be created within the federal budget and outfitted with 250 million euros annually over the entire transformation period. Funding should be allocated to each region based on the number of jobs impacted in each respective lignite mining area. The governments of the *Länder* should decide on how this funding is spent.

D. Economic and Social Aspects of the Coal Phase-Out

9 Ensuring security of supply over the entire transformation period

Policymakers should monitor the phase-out and ensure adequate reserve capacities, thus guaranteeing the usual high level of security of supply in Germany now and in the future. In order to achieve the greatest cost efficiencies, a procurement process that does not give preference to certain technologies should be held for the provisioning of reserve capacities. This procurement process will be monitored on a continuous basis, particularly after 2025, when the construction of new gas-fired power plant capacity is expected to become necessary. At the end of the phase-out period, a portion of the last coal-fired power plants to be shut down will be held as reserve capacity for an interim period.

10 Strengthening EU Emissions Trading and the prompt retirement of CO₂ certificates set free by the coal phase-out

The German government should encourage a stronger Emissions Trading Scheme at the EU level, particularly against the backdrop of the pledges made at the Paris Climate Conference for more ambitious efforts in the EU. In this context, a rule should be introduced for the permanent retirement of CO₂ certificates that are set free.

11 Ensuring the economic competitiveness of energy-intensive companies and the Germany economy as a whole during the transformation process

Due to increasing renewable energy generation and the merit order effect in Germany, wholesale prices for electricity are expected to remain low in the future. Policymakers should nevertheless reassure actors in the private sector, particularly energy-intensive companies, that measures will be taken to ward off any negative effects to international competitiveness that are associated with the coal phase-out. At the same time, policymakers should create incentives for greater energy efficiency and the further decarbonisation of the private sector on the whole, for such incentives would not only serve the environment, but also bolster economic competitiveness.

The consensus on coal in the triad of climate/ environmental protection, economic efficiency and security of supply

Achieving a comprehensive consensus on coal will necessitate a broad-based, structured dialog process between political decision-makers and other stakeholders. It will be crucial as part of this process to balance the competing requirements of environmental protection, affordability, and security of supply. Furthermore, for a consensus to be achieved it will be necessary to find a fair compromise between divergent interests as well as establish a framework for long-term structural adjustment in impacted regions.

In specific terms, this means that the phase-out of coal – a necessary step for Germany's climate protection goals to be reached – must be carried out in a manner that helps rather than hurts the German economy. Without a doubt, the future is always uncertain and reality is much more complex than market models predict. In light of Germany's overarching decarbonisation goals, this paper seeks to furnish a foundation for the fact-based discussion of key issues in the phase-out of coal power, as well as to create a sound basis for future planning where uncertainty currently prevails.

The recommendations contained in this paper are economically realistic. Given sufficient entrepreneurial initiative

and flexibility, actors in the energy economy will be able to adapt their activities to the new reality of an economy without coal power within the outlined time frame. The recommendations contained herein provide a sound basis for future investment decisions and long-term planning. Redistributive effects between energy producers and consumers can be minimised if Germany abstains from introducing a special levy on coal (viz. *Nationaler Klimaschutzbeitrag*) and also does not grant benefits for the decommissioning of power plants. The structural changes that have been outlined in the foregoing would not threaten the international competitiveness of the German economy as a whole. The recommendations take a cue from the following maxim: "The renewable energy revolution can only be ecologically successful if it makes economic sense."

Security of supply will remain at a high level during the entire restructuring process. The foregoing recommendations ensure that the emissions reductions that are needed in the power sector over the mid to long-term will be achieved. The structural transformation that is already underway in the regions that will particularly be impacted by the phasing out of coal power can be managed in a socially responsible way while avoiding highly disruptive change. A sound financial basis for this structural change will be provided, and a special levy will ensure that the ecological consequences of lignite mining are addressed.

Teil I Ein nationaler Kohlekonsens - Warum er
gebraucht wird und wie er aussehen könnte

1 Einleitung und Hintergrund

Deutschland hat sich im Rahmen der Energiewende zwei Oberziele gesetzt: den Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 sowie die schrittweise Minderung der klimaschädlichen Treibhausgasemissionen bis 2050. Bis 2020 sollen die nationalen Treibhausgasemissionen um mindestens 40 Prozent unter das Niveau von 1990 sinken, bis 2030 um mindestens 55 Prozent, bis 2040 um mindestens 70 Prozent und bis 2050 um 80 bis 95 Prozent.³ Um die Klimaschutzziele zu erreichen, werden die Erneuerbaren Energien weiter dynamisch ausgebaut.⁴ Im Stromsektor stammten 2014 etwa 27 Prozent des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen – und 2015 schon fast ein Drittel. Ebenfalls zeigen sich auch im Stromsektor erste Erfolge bei den Bemühungen um mehr Energieeffizienz. Trotz anhaltenden Wirtschaftswachstums lag der Stromverbrauch 2015 um etwa 4 Prozent unter dem Höchstniveau des Jahres 2007.⁵

Dennoch ist zu konstatieren: Die Treibhausgasemissionen im Stromsektor sind seit der Jahrtausendwende kaum gesunken.⁶ Denn die Kohleverstromung in Deutschland verharrt auf konstant hohem Niveau, vor allem weil ein erheblicher Teil der durch den Zubau Erneuerbarer Energien und den Verbrauchsrückgang im Inland nicht mehr benötigten Stromproduktion aus Kohlekraftwerken in die Nachbarländer exportiert wird.

Vor diesem Hintergrund mündeten die kontroversen Diskussionen des Jahres 2015 um die drohende Verfehlung des Klimaschutzziels 2020 in einer nicht bequemen, aber eindeutigen Erkenntnis: Deutschland kann nicht Energiewendeland sein und gleichzeitig Kohleland bleiben. Ohne zusätzliche Maßnahmen zur Minderung der Emissionen aus der Kohleverstromung werden die klimapolitischen Ziele nicht nur kurz-, sondern auch mittel- und langfris-

tig deutlich verfehlt. Der Grund dafür liegt in der Tatsache, dass unter den gegenwärtigen Marktbedingungen – niedrige CO₂-Zertifikatepreise, niedrige Steinkohlepreise auf dem Weltmarkt und im Vergleich zum Kohlepreis weiterhin relativ hohe Erdgaspreise – Kohlekraftwerke systematisch klimaschonendere Gaskraftwerke im In- und Ausland aus der Verstromung drängen.⁷

Die Bundesregierung hat erkannt, dass das aktuelle Klimaschutzziel für 2020 mit den bis dato ergriffenen Maßnahmen – nicht nur im Stromsektor – klar verfehlt würde und als Konsequenz im Dezember 2014 das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 verabschiedet.⁸ Im Rahmen dieses Programms soll der Stromsektor bis 2020 mit einer zusätzlichen CO₂-Minderung von 22 Millionen Tonnen gegenüber der ohne weitere Maßnahmen erwarteten Entwicklung zur Zielerreichung beitragen. Unter anderem sollen dafür Braunkohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 2,7 Gigawatt in eine Sicherheitsbereitschaft überführt und nach jeweils vier Jahren endgültig stillgelegt werden.⁹

Unabhängig davon, ob die bisher vorgesehenen Maßnahmen des Aktionsprogramms im Stromsektor letztlich ausreichen, um das 40-Prozent-Klimaschutzziel für das Jahr 2020 noch zu erreichen, ist bereits heute absehbar, dass zur Einhaltung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele für die Jahre 2030, 2040 und darüber hinaus in diesem Bereich weitere erhebliche Anstrengungen unausweichlich sind.¹⁰ Insbesondere kann der deutsche Stromsektor seinen notwendigen Beitrag zur Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems weder kurz- noch mittelfristig allein auf Basis des EU-Emissionshandels leisten. So führt der derzeit vorhandene Überschuss von über zwei Milliarden Zertifikaten dazu, dass der EU-Emissionshandel trotz der be-

3 BReg (2010), BMWi (2015a), AtG (2011).

4 EEG (2014).

5 AG Energiebilanzen (2015).

6 UBA (2015a).

7 enervis (2015a), enervis (2015b).

8 BMUB (2014).

9 BMWi (2015b).

10 enervis (2015b).

schlossenen Reformen auf absehbare Zeit kein wirksames CO₂-Preissignal aussenden wird. Deutschland braucht deshalb auch für die mittlere und lange Perspektive zusätzliche Maßnahmen zur CO₂-Reduzierung im Stromsektor.

Für alle energiewirtschaftlichen Akteure ist angesichts der langen Investitionszyklen und hohen Investitionsvolumina, die in dieser Branche bisher prägend waren, Planungssicherheit von überragender Bedeutung. Dies gilt ähnlich auch für die energieverbrauchende, insbesondere aber für die stromintensive Wirtschaft. Deshalb kommt es nun darauf an, die Diskussion über die künftige Rolle der Kohle in der deutschen Energieversorgung gemeinsam und zeitnah mit Beteiligten und Betroffenen zu führen und dann die notwendigen Entscheidungen zu treffen – ganz im Geiste des von der Ethik-Kommission „Sichere Energieversorgung“ im Jahr 2011 ausgerufenen Gemeinschaftswerks für die Zukunft.

Dafür braucht Deutschland einen parteiübergreifenden, gesellschaftlich breit verankerten Konsens, der einen sozial ausgewogenen und fair gestalteten Übergang in das neue Energiesystem ebnet und für die kommenden Dekaden sicherstellt. Die so gestaltete Energiewende schafft Planungssicherheit und Verlässlichkeit und kann zum Motor einer über den Energiesektor hinausweisenden Modernisierung des Wirtschaftsstandorts Deutschland werden. Gelingt der Konsens nicht, droht sich dagegen am Thema Kohleverstromung ein neuer gesellschaftlicher Großkonflikt zu entzünden, vergleichbar mit der Jahrzehnte währenden Auseinandersetzung über die Kernenergie in Deutschland. Das Ergebnis wären anhaltende Planungsunsicherheit unter allen Beteiligten, Investitionsattentismus und schließlich eine andauernde Lähmung aller Modernisierungsanstrengungen im Energiesektor. Deutschland würde zudem rasch seine Rolle als Vorreiter und Innovationsmotor der inzwischen in immer mehr Weltregionen auch ökonomisch getriebenen Energiewende verlieren. Damit einher ginge ein Verlust an Chancen auf dem Feld entscheidender Schlüsseltechnologien für das 21. Jahrhundert.

Die hier vorgelegten Eckpunkte beschreiben einen möglichen Weg zur aktiven Gestaltung der im Rahmen der Ener-

giewende unausweichlich abnehmenden Rolle der Kohleverstromung in Deutschland bis hin zu ihrer Beendigung. Sie orientieren sich an den Erfahrungen im Kontext des Konsenses zum Ausstieg aus dem Steinkohlebergbau und des Konsenses zum Ausstieg aus der Kernenergie. Sie beschreiben darüber hinaus die Bedingungen dafür, dass der bevorstehende Strukturwandel sozialverträglich, fair und zu möglichst geringen Kosten erfolgen kann. Agora Energiewende stützt sich in Teilen dieses Positionspapiers auf umfangreiche Berechnungen, die von dem Beratungsunternehmen *enervis energy advisors* auf Basis des dort entwickelten Strommarktmodells in mehreren Projektschritten durchgeführt und nun für diesen Vorschlag noch einmal weiterentwickelt und ergänzt wurden. Die Eckpunkte zielen insgesamt auf Konsens und mithin auf den Ausgleich divergierender Interessen. Sie verzichten demgemäß auf die Einbeziehung extremer Positionen.

2 Das deutsche Stromsystem im Wandel und die Rolle der Kohle

Ohne die heimische Stein- und Braunkohle hätte weder die frühe Industrialisierung des 19. noch die flächendeckende Elektrifizierung Deutschlands zu Beginn des 20. Jahrhunderts stattfinden können. Die im Inland geförderte Kohle blieb fast über das gesamte 20. Jahrhundert der wichtigste Motor für die Entwicklung des gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Lebens in Deutschland und für den Aufbau einer Montanindustrie, ohne die der Entwicklung des Industriestandorts Deutschland die Basis gefehlt hätte. Jetzt hat das Kohlezeitalter seinen Zenit überschritten. Die Elektrifizierung weitet sich über die klassischen Anwendungen hinaus aus auf die Sektoren Wärme und Mobilität. Doch diese neue Etappe der Entwicklung wird unter dem Imperativ des Klimaschutzes mit immer weniger Strom aus Kohle auskommen müssen und auch können.

2.1 Kohle in Deutschland: Traditionell mehr als ein Wirtschaftsgut

Nach dem Zweiten Weltkrieg setzte Deutschland wie schon zuvor auf Kohle als Basis seiner wirtschaftlichen Entwicklung – im Osten wie im Westen. Der devisenschwachen DDR sicherte der in großen Mengen verfügbare, weil heimische Energieträger Braunkohle bis 1989 das ökonomische Überleben. Über Jahrzehnte sorgten die Beschäftigten der Braunkohleindustrie der DDR unter schwierigen Bedingungen für Versorgungssicherheit nicht nur im Strom-, sondern auch im Wärmesektor und in der Chemieindustrie. In der Bundesrepublik bildeten Stein- und Braunkohle das Fundament für den ökonomischen Wiederaufstieg der jungen Demokratie. Bis weit in die 1950er Jahre hinein war die Kohle mit einem fast 90-prozentigen Anteil der absolut dominierende Primärenergieträger in Deutschland.¹¹ Sie wurde zum wichtigsten Garanten des frühen Wirtschaftswunders in Westdeutschland.

¹¹ AG Energiebilanzen (1998), AG Energiebilanzen (2012).

Kohle war zunächst kostengünstig, heimisch und in den Nachkriegsjahren auch ohne Alternative. In den 1960er Jahren gewannen erst das Mineralöl (vor allem im Verkehrssektor, aber auch in der Wärmeversorgung) und dann in den 1970er Jahren das Erdgas (in der Wärmeversorgung) immer größere Marktanteile zur Deckung des Primärenergiebedarfs; die Kohle blieb jedoch weiterhin dominierend im Stromsektor der Bundesrepublik. Die absolute Dominanz in der Stromversorgung verlor die Kohle erst Ende der 1970er Jahre mit der Errichtung der ersten großen Kernkraftwerke. Atomstrom erreichte Ende der 1980er Jahre in Westdeutschland und auch noch in den Anfangsjahren des wieder vereinigten Deutschlands einen Anteil von etwa einem Drittel an der nationalen Elektrizitätsversorgung.

Auch in den Sektoren jenseits der Stromerzeugung, zum Beispiel im Bereich des Heizens und bei der Bahn, spielten Braun- und Steinkohle im Laufe der Zeit eine immer geringere Rolle. Steinkohle, die neben der Strom- auch für die Stahlproduktion wichtig blieb, wurde zudem wegen der immensen Kostenvorteile zu immer größeren Teilen aus dem Ausland importiert.¹² Bei der Braunkohle sind hingegen heimische Förderung und heimischer Verbrauch eng gekoppelt, weil sie wegen ihres großen Wassergehalts beziehungsweise geringen Heizwertes für den Transport über große Distanzen nur in Ausnahmefällen in Frage kommt.

Trotz der Abnahme ihrer sektorübergreifenden Bedeutung für die Energieversorgung leisten Stein- und Braunkohle zusammengenommen immer noch den größten Beitrag zur deutschen Stromerzeugung. Noch im Jahr 2014 stammten rund 44 Prozent der hierzulande erzeugten Elektrizität aus Kohlekraftwerken.¹³ Weltweit waren es 2013 etwa 41 Prozent.¹⁴ Der Grund für ihre nach wie vor starke Stellung im

¹² BMWi (2015c).

¹³ AG Energiebilanzen (2015).

¹⁴ IEA (2015a).

Wettbewerb liegt auf der einen Seite darin, dass Braunkohle in Deutschland und Steinkohle in vielen Weltregionen ein reichlich verfügbarer und kostengünstig förderbarer Energieträger ist und auf der anderen Seite darin, dass die durch die Kohleverbrennung verursachten externen Kosten – vor allem im Bereich des Klimawandels – ignoriert oder, wie im Fall des EU-Emissionshandels, bisher nur unzureichend in die ökonomische Gesamtrechnung einbezogen werden. Kohle ist deshalb in Deutschland nach wie vor ein wichtiger Energieträger. Vor allem aber erfolgte die beschleunigte Industrialisierung der Schwellenländer in den letzten beiden Jahrzehnten zu großen Teilen auf Basis einer massiv ausweiteten Verstromung der Kohle.

Hierzulande hat die Kohlewirtschaft infolge ihrer herausragenden Position im Nachkriegsdeutschland ein strukturpolitisches und kulturelles Eigengewicht entwickelt, das über ihre rein ökonomische Bedeutung noch hinausgeht. Stein- und Braunkohle sind für gewichtige Industrieregionen Deutschlands Bestandteil der landsmannschaftlichen

Identität. Kohle war und ist dort mehr als nur ein Brennstoff oder Wirtschaftsgut.

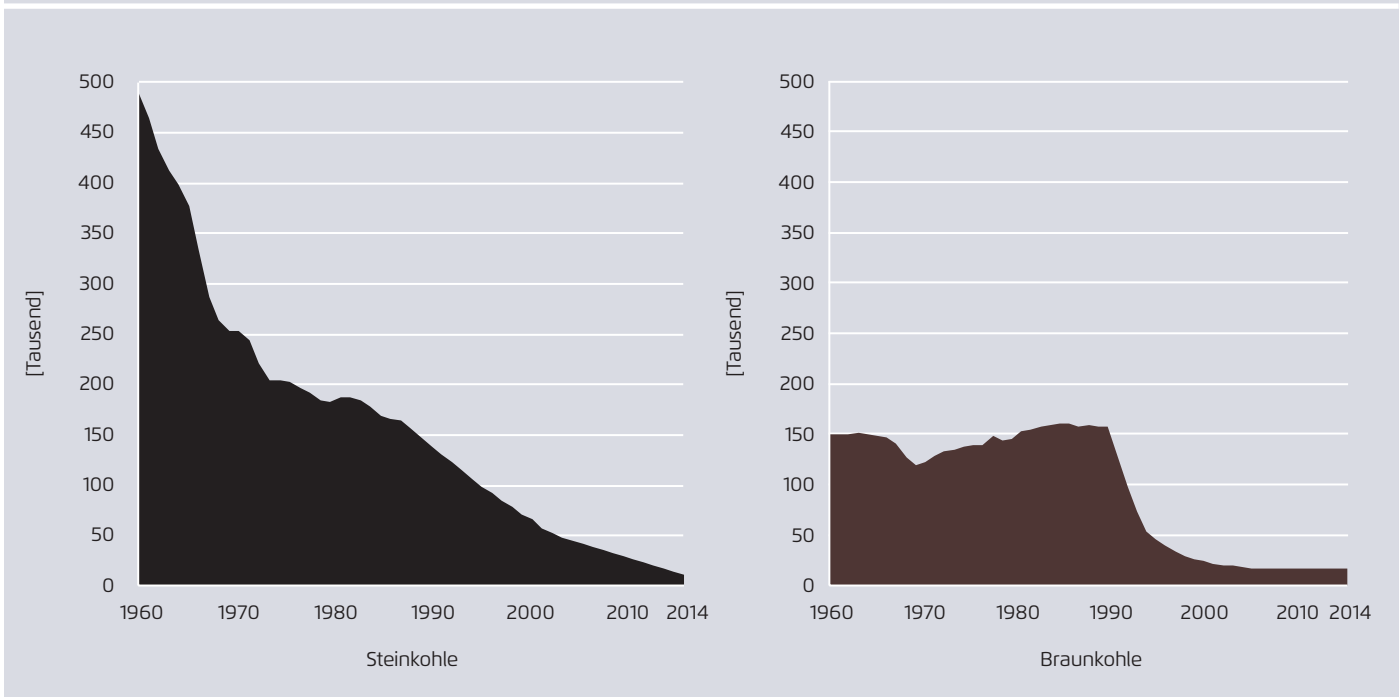
Dennoch hat der Abschied bereits begonnen: So ist Ende 2015 der Ausstieg aus der heimischen Steinkohleförderung fast vollendet. Die deutschen Steinkohlekraftwerke werden weitestgehend mit Importkohle versorgt, weil Steinkohle fast überall auf der Welt kostengünstiger gefördert werden kann als aus den extrem tief gelegenen Flözen in den deutschen Revieren. Die Folgen: Waren zu Hochzeiten des westdeutschen Steinkohlebergbaus in den 1950er Jahren um die 600.000 Menschen dort beschäftigt, sind es heute noch gut 12.000 Beschäftigte.¹⁵ In drei Jahren, Ende 2018, geht diese Ära in Deutschland – ganz unabhängig von der Energiewende – zu Ende.

Auch in Ostdeutschland vollzog sich bereits ein massiver Strukturwandel in der Kohlewirtschaft. So wurde mit der Wiedervereinigung schnell deutlich, dass die dortige Braun-

15 Statistik der Kohlenwirtschaft (2015a).

Beschäftigte im deutschen Braun- und Steinkohlebergbau 1960 - 2014

Abbildung 1



Statistik der Kohlenwirtschaft (2015a); Statistik der Kohlenwirtschaft (2015b), Statistik der Kohlenwirtschaft (2015c); eigene Berechnungen

kohleförderung überdimensioniert war. Hier verlief der Rückgang ebenfalls dramatisch und binnen weniger Jahre. So gingen allein zwischen 1990 und 1995 im Braunkohlebergbau der früheren DDR (Lausitz und Mitteldeutsches Revier) mehr als 86.000 Arbeitsplätze verloren. Heute arbeiten im deutschen Braunkohlebergbau – das heißt in Ost- und Westdeutschland zusammen – noch rund 16.000 direkt Beschäftigte (siehe Abbildung 1).¹⁶

Die verbliebene Rolle der Kohle in der deutschen Energieversorgung wird in den bevorstehenden Jahrzehnten – wie bereits mehrfach in der Vergangenheit – erneut einem tiefgreifenden Wandel unterliegen. Ihr quantitativer Beitrag zur Stromerzeugung wird schon aufgrund der in den vergangenen Jahren bereits getroffenen energiepolitischen Festlegungen in dem Maße sinken müssen, in dem die Stromproduktion der Erneuerbaren Energien steigt und sich Erfolge im Bereich der Energieeffizienz einstellen. Verstärkt wird dies durch die klimapolitischen Notwendigkeiten, die innerhalb des fossilen Sektors einen stärkeren Anteil der Gasverstromung gegenüber der Kohleverstromung erfordern, weil effiziente Gaskraftwerke weniger als die Hälfte der CO₂-Emissionen ausstoßen als entsprechende Kohlekraftwerke.

2.2 Das Zeitalter der Kohle überschreitet seinen Zenit – nicht nur in Deutschland

Die unbestrittenen historischen Verdienste der Kohlewirtschaft als vielleicht wichtigster Treiber der Industrialisierung in Deutschland und der Welt ändern nichts daran, dass das Zeitalter der Kohle zu Ende gehen muss, wenn der Klimawandel auf ein kontrollierbares Maß begrenzt werden soll.

Die in den vergangenen Jahrzehnten akkumulierten Erkenntnisse der Klimawissenschaft lassen sich im Kontext der fossilen Energieträger auf eine einfache Aussage verdichten: Bis zum Ende des Jahrhunderts dürfen noch etwa 1.000 Gigatonnen CO₂-Äquivalente in die Atmo-

sphäre emittiert werden, wenn das von den internationalen Staats- und Regierungschefs immer wieder bekräftigte – und zuletzt im Ergebnis der Weltklimakonferenz in Paris im Dezember 2015 noch einmal verschärfte – Ziel eingehalten werden soll, die globale Erderwärmung auf deutlich unter zwei Grad Celsius über das vorindustrielle Niveau zu begrenzen. Die globale Zwei-Grad-Grenze bedeutet daher: Der größte Teil der heute bekannten Kohle-, Öl- und Gasreserven muss unter der Erde bleiben. Oder, noch konkreter: Ein Drittel der Ölreserven, die Hälfte des Erdgases und mehr als 80 Prozent der heute bekannten Kohlereserven dürfen nicht mehr verbrannt werden.¹⁷

Als möglicher Ausweg aus dem Klimadilemma der fossilen Brennstoffe wurde bis vor einigen Jahren national, auf EU-Ebene und weltweit intensiv die Möglichkeit diskutiert, das CO₂, das bei der Kohleverstromung entsteht, durch die Abscheidung, den Abtransport und die anschließende Einlagerung des Klimagases in tiefe geologische Formationen (Carbon Capture and Storage, CCS) zu entschärfen. Diese Option zum jetzigen Zeitpunkt grundsätzlich und überall auf der Welt zu verwerfen, wäre voreilig. Allerdings hat sich CCS aufgrund der damit verbundenen hohen Kosten und fehlenden technologischen Entwicklungen bisher nirgends auf der Welt in großem Maßstab durchgesetzt. Von den insgesamt im Jahr 2007 geplanten zwölf CCS-Demonstrationsvorhaben in Europa wird derzeit kein einziges mehr verfolgt.¹⁸ Zuletzt strich die britische Regierung eine Milliarde Pfund aus dem Haushalt, die für ein konkretes, bereits öffentlich ausgeschriebenes CCS-Demonstrationsprojekt vorgesehen waren.¹⁹

Im dicht besiedelten Deutschland hat zudem allein die Ankündigung einer möglichen CCS-Strategie Bürgerinnen und Bürger in allen potenziell betroffenen Regionen gegen derartige Vorhaben mobilisiert. Auch die Landesregierungen der „Braunkohleländer“ Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Nordrhein-Westfalen verfolgen diese Option für eine Weiterführung der CO₂-intensiven Kohleverstro-

¹⁷ McGlade/Ekins (2015).

¹⁸ DIW (2014a).

¹⁹ Edie.net (2015).

¹⁶ Statistik der Kohlenwirtschaft (2015b), Statistik der Kohlenwirtschaft (2015c), eigene Berechnungen.

mung deshalb nicht mehr. Gerade angesichts stetig sinkender Kosten für Wind- und Solarenergie ist es daher zumindest in Deutschland und Europa immer unwahrscheinlicher, dass CCS für Kohlekraftwerke eine wesentliche Rolle spielen wird.

Vor diesem Hintergrund wächst der Druck, die Kohleverstromung zügig zu reduzieren. In Deutschland werden Klimaschutz und Energiewende – trotz aller öffentlichen Kritik an den Details ihrer Umsetzung – regelmäßig von einer breiten Mehrheit unterstützt.²⁰ Dagegen sinkt die Akzeptanz für die Verbrennung von Stein- und Braunkohle und den Aufschluss neuer Tagebaue in der Bevölkerung. In einer repräsentativen Umfrage der Bundesregierung zur Beliebtheit der Energieträger lag die Kohle im Jahr 2015 mit 5 Prozent Zustimmung noch hinter der Kernenergie (8 Prozent Zustimmung).²¹

Auch international rückt die Frage nach der Zukunft der Kohle vor dem Hintergrund der Klimadiskussion immer stärker in den Fokus. So verabschiedeten die Staats- und Regierungschefs der G7 im Juni 2015 im bayerischen Schloss Elmau einen Beschluss, in dem sie „tiefe Einschnitte bei den weltweiten Treibhausgasemissionen“ forderten, „einhergehend mit einer Dekarbonisierung der Weltwirtschaft im Laufe dieses Jahrhunderts“.²² Eine Woche später forderte die Internationale Energieagentur (IEA) in ihrem Sonderbericht zum Klimawandel, alte Kohlekraftwerke vorzeitig stillzulegen und neue, ineffiziente zu verbieten.²³ Darüber hinaus erklärten in den vergangenen Jahren immer mehr Förderbanken und Staaten, dass sie neue Kohlekraftwerke gar nicht mehr oder nur noch in Ausnahmefällen genehmigen oder finanzieren wollen – hierzu zählen die Weltbank, die Europäische Investitionsbank (EIB), die Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung (EBRD), die Nordische Investitionsbank, aber auch gewichtige Staaten wie die USA, Großbritannien, Frankreich und die Län-

der Skandinaviens. Die im November 2015 verabschiedeten neuen OECD-Exporthilfe-Leitlinien enthalten ebenfalls entsprechende Vorgaben.²⁴

Auch große Investoren ziehen sich zunehmend aus der Finanzierung von Unternehmen zurück, die sich auf den Brennstoff Kohle stützen. Seit Juni 2015 investiert der norwegische Pensionsfonds, mit fast 800 Milliarden Euro größter Staatsfonds der Welt, nach einem entsprechenden Parlamentsbeschluss nicht mehr in Unternehmen, die mehr als 30 Prozent ihres Umsatzes oder ihrer Stromerzeugung auf Kohle stützen.²⁵ Im Mai 2015 fasste der französische Versicherungskonzern Axa einen ähnlichen Beschluss und kurz vor der Klimakonferenz in Paris verkündete auch die Allianz als Europas größter Versicherungskonzern einen Teilausstieg aus ihren Kohlebeteiligungen.²⁶

Diese Entwicklung in der Finanzwirtschaft hat ihren Grund. Ende September 2015 warnte der Chef der britischen Zentralbank (Bank of England), Mark Carney, die internationale Finanzbranche vor tiefgreifenden Auswirkungen, die ihr durch den Klimawandel drohten.²⁷ Carney, der auch dem Rat für Finanzstabilität der G-20-Staaten vorsitzt, schlug auf Grundlage einer zuvor veröffentlichten Analyse seines Hauses vor, einen globalen Standard zur Bewertung der Klimaschädlichkeit von Unternehmen zu schaffen, auf dessen Grundlage Investoren das Risiko ihrer Geldanlagen neu bewerten könnten. Schließlich seien Investitionen in Unternehmen, deren Geschäftsmodell auf der Verbrennung von Kohle, Öl und Gas beruht, ein hohes Risiko für langfristige Anlagen, denn bei einem konsequenten Klimaschutz würden diese Assets massiv an Wert verlieren. Nach den Beschlüssen von Paris haben sich die Risiken von Investitionen in klimabelastende Unternehmen weltweit noch einmal verschärft.

20 BDEW (2015a).

21 Zeit Online (2015a).

22 G7 (2015).

23 IEA (2015b).

24 OECD (2015).

25 Handelsblatt (2015).

26 Zeit Online (2015b).

27 Bank of England (2015).

Parallel wurde bereits vor Paris in immer mehr Ländern aktiv ein Ausstieg aus der Kohle vorangetrieben. So hat der dänische Staatskonzern DONG energy den Beschluss zum Ausstieg aus der Kohleverstromung getroffen und setzt diesen sukzessive um.²⁸ Ende November 2015 kündigte zudem die britische Regierung den vollständigen Ausstieg Großbritanniens aus der Kohleverstromung, die derzeit etwa 30 Prozent der Stromerzeugung des Landes stellt, binnen 10 Jahren an.²⁹ Fast zeitgleich forderte das niederländische Parlament die Regierung in Den Haag auf, zeitnah alle Kohlekraftwerke zu schließen, darunter drei große neue Blöcke, die erst 2015 fertiggestellt worden waren.³⁰ Auch in kleineren EU-Staaten wie Finnland oder Österreich ist der Kohleausstieg bereits beschlossen. Und hinter den Plänen von Vattenfall, ihre Braunkohlekraftwerke in Deutschland zu verkaufen, steht letztlich der Beschluss der schwedischen Regierung, dass der Staatskonzern ein klimafreundliches Unternehmen werden soll.³¹

Auch in den USA drängt die Obama-Administration über die im Oktober 2015 veröffentlichte Klimaschutzregulierung der *Environmental Protection Agency* (EPA) die Kohleverstromung konsequent zurück.³² Die dortige Kohle, aufgrund des durch den Schiefergas-Boom ausgelösten Überangebots an Erdgas ohnehin unter Druck, muss künftig bei der Verstromung hohe Auflagen erfüllen, die in vielen Fällen Reinvestitionsentscheidungen (insbesondere Retrofitmaßnahmen zur Verlängerung der Lebensdauer von Kraftwerken) unwirtschaftlich machen. Stammte im Jahr 2000 noch mehr als jede zweite Kilowattstunde in den USA aus Kohlekraftwerken, waren es 2015 nur noch knapp 40 Prozent. Bis 2020 dürfte der Anteil auf etwa 30 Prozent weiter absinken.³³

28 Agora Energiewende (2015a).

29 UK GOV (2015).

30 Greenpeace (2015a).

31 DIW (2014a).

32 EPA (2015).

33 EIA (2015).

Schließlich stagniert auch in China erstmals der jahrzehntelange Kohle-Boom. Im Jahr 2014 ging dort die Kohleverbrennung um 1,6 Prozent zurück, die Auslastung der chinesischen Kohlekraftwerke fiel auf den niedrigsten Wert seit über drei Jahrzehnten und die Kohleverbrennung entkoppelt sich immer stärker vom Wirtschaftswachstum.³⁴ Auch wenn es verfrüht wäre, bereits vom *Coal Use Peak* in China zu sprechen, so ist doch unverkennbar: Das Land, das seit der Jahrtausendwende weltweit für 80 Prozent der gestiegenen Kohleverbrennung verantwortlich war, hat eine Politik weg von der Kohle eingeleitet. Der Grund ist hier neben der wachsenden Sorge um die Klimafolgekosten in China vor allem die extreme Luftverschmutzung in den Millionenstädten, die zu einem großen Problem geworden ist.

Das globale Klimaschutzabkommen von Paris markiert einen weiteren Zwischenschritt auf dem Weg zur Dekarbonisierung der Energieversorgung. So wurde nicht nur das Ziel bekräftigt, die globale Erwärmung auf unter 2 Grad gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen, sondern sogar noch dadurch verschärft, dass die Erwärmung möglichst auf 1,5 Grad Celsius begrenzt werden soll.³⁵ Auch wenn die von den Vertragsstaaten vorgelegten Klimaschutzpläne bei weitem noch nicht ausreichen, um diese Ziele einzuhalten, wird doch mit dem historischen Abkommen die weltumspannende Klimaschutzpolitik faktisch unumkehrbar. Aus den zur Konferenz eingereichten nationalen Minderungszielen (Intended Nationally Determined Contributions, INDCs) ermitteln unterschiedliche Abschätzungen noch eine mittlere weltweite Temperaturerhöhung zwischen 2,7 und 3,5 Grad Celsius. Eine schrittweise Erhöhung des Ambitionsniveaus alle fünf Jahre ist jedoch bereits verabredet. Bei allen angekündigten nationalen Aktivitäten steht dabei – neben dem Schutz der Wälder – der weitere Zubau der Erneuerbaren Energien sowie die Reduktion der Emissionen aus den fossilen Energieträgern Kohle, Öl und Gas im Vordergrund. Denn anders ist das vereinbarte Ziel der Klimaneutralität in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts nicht erreichbar.

34 Bloomberg (2015).

35 UNFCCC (2015).

Der Druck, den Einsatz klimaschädlicher Brennstoffe insgesamt abzubremsen und schrittweise zu reduzieren, wird sich im Nachgang der Pariser Konferenz also in vielen Staaten nochmals erhöhen. Deutschland und sein Umgang mit der heimischen Kohle werden dabei neben den größten Emittenten China, USA und Indien im Fokus stehen, weil das Land weltweit als Lackmus-Test zur Beantwortung der Frage gilt, ob die Energiewende mit einem kompletten Austausch der energetischen Basis in einem entwickelten Industrieland erfolgreich gestaltet werden kann.

Insgesamt sprechen immer mehr Anzeichen dafür, dass das Kohlezeitalter in diesen Jahren seinen Zenit überschreitet. Ziel muss es deshalb sein, die Transformation weg von der Kohle ohne gravierende Strukturbrüche zu gestalten – insbesondere in Deutschland. Das ist auch möglich, weil zum einen die notwendigen Veränderungen um mehr als eine Größenordnung kleiner sind als die bereits erfolgten Strukturveränderungen im westdeutschen Steinkohlebergbau beziehungsweise in den ost- und mitteldeutschen Braunkohlerevieren. Zum andern erleichtert auch der für die Transformation zur Verfügung stehende vergleichsweise lange Zeitraum von mindestens 20 Jahren die Aufgabe, den Strukturwandel friktionsarm zu gestalten. Dies ist darüber hinaus auch ökonomisch sinnvoll, weil ein allmählicher Übergang in kalkulierbaren Schritten die Transformationskosten senkt und allen Betroffenen bei früher Einleitung der notwendigen Schritte noch ausreichend Zeit für die Umstellung lässt.

Verfehlt wäre es dagegen, die Reduzierung der Kohleverstromung nach den Debatten und internationalen Entwicklungen des Jahres 2015 erneut auf die lange Bank zu schieben. Im Ergebnis würde dann wahrscheinlich in 10 oder 15 Jahren unter dem Eindruck sich verschärfender Folgen des Klimawandels ein erheblich radikalerer und schnellerer Ausstieg aus der Kohleverstromung durchgesetzt werden. Nur in einem solchen Szenario – lange warten, dann aber tiefgreifende Entscheidungen – drohen real die im Kontext eines Kohleausstiegs oft befürchteten Strukturbrüche. Darüber hinaus hat sich in den vergangenen Jahren, gerade auch aufgrund der mangelnden Rentabilität von Gaskraftwerken, ein hoher Bestand sehr alter Kohlekraft-

werke gebildet, die oft weit über 45 Jahre am Netz sind. Ein wachsender Teil des Kapitalstocks der Kohleverstromung in Deutschland ist deshalb überaltert. Daraus ergibt sich die Chance, den Kohleausstieg mit der Abschaltung überalterter Kraftwerke zu beginnen und so den Stromsektor insgesamt deutlich effizienter zu machen.

2.3 Deutschlands Klimaziele definieren den Ausstieg aus der Kohleverstromung

Deutschlands Beitrag zu den internationalen Aktivitäten zur Begrenzung des Klimawandels ergibt sich aus dem im Energiekonzept 2010 der damaligen Bundesregierung aus Union und FDP niedergelegten Klimaschutzpfad. Ziel ist es demnach, die Treibhausgase bis zum Jahr 2020 um mindestens 40 Prozent, bis 2030 um mindestens 55 Prozent, bis 2040 um mindestens 70 Prozent und bis 2050 um 80 bis 95 Prozent – jeweils gegenüber dem Niveau von 1990 – zu reduzieren.³⁶ Dieser Klimaschutzpfad der Vorgängerregierung wurde von der aktuellen großen Koalition in ihrem Ersten Fortschrittsbericht zur Energiewende im Dezember 2014 und im Vierten Monitoring-Bericht zur Energiewende im November 2015 jeweils erneut bekräftigt.³⁷ Auch der Deutsche Bundestag hat diese Ziele im November 2015 in einem Beschluss im Vorfeld der Pariser Klimakonferenz noch einmal bekräftigt.³⁸

Ende 2014 lagen die Emissionen in Deutschland etwa 26 Prozent unter dem Niveau von 1990, so dass bis 2020 noch ein erheblicher Reduktionsbedarf verbleibt.³⁹ Dem trägt die Bundesregierung mit ihrem im Dezember 2014 verabschiedeten Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 Rechnung. Ziel des Programms ist es, mit zusätzlichen Klimaschutzmaßnahmen über alle Emissionssektoren hinweg eine drohende Klimaschutzlücke von fünf bis acht Prozent gegenüber dem 40-Prozent-Ziel bis 2020 zu schließen. Dazu soll der Stromsektor über die bereits zuvor beschlos-

³⁶ BReg (2010).

³⁷ BMWi (2014), BMWi (2015a).

³⁸ Deutscher Bundestag (2015a).

³⁹ UBA (2015b).

senen Maßnahmen hinaus zusätzlich eine Minderung um 22 Millionen Tonnen CO₂ bis 2020 beitragen.⁴⁰ Nach einer intensiv geführten öffentlichen Diskussion über den zu nächst vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vorgeschlagenen Klimabeitrag sollen nun Braunkohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 2,7 Gigawatt schrittweise stillgelegt werden und zuvor noch jeweils vier Jahre für extreme Knappheitssituationen auf dem Strommarkt als so genannte Sicherheitsbereitschaft zur Verfügung stehen.⁴¹ Als Ergebnis dieser Maßnahme wird eine zusätzliche Emissionsminderung von 11 Millionen Tonnen CO₂ erwartet. Um die angestrebten 22 Millionen Tonnen an zusätzlicher CO₂-Minderung zu erreichen, soll zudem die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung mit dem Ziel aufgestockt werden, bis zu vier Millionen Tonnen CO₂ zusätzlich einzusparen. Außerdem sollen diverse weitere Klimaschutzmaßnahmen auch außerhalb des Stromsektors das Erreichen der zusätzlichen CO₂-Minderung sicherstellen.

Darüber hinaus sieht das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 einen Katalog weiterer Maßnahmen im Wärme- beziehungsweise Kältesektor sowie im Transportbereich vor, um die Klimaschutzlücke zu schließen. Zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen betreffen auch andere Sektoren wie die Landwirtschaft, die Abfallwirtschaft oder prozessbedingte Emissionen aus der Industrie.

Für das Jahr 2016 hat die Bundesregierung entsprechend den Festlegungen des Koalitionsvertrags im Rahmen des Aktionsprogramms angekündigt, einen langfristig angelegten Klimaschutzplan 2050 zu verabschieden, in dem auch konkrete Maßnahmen für die Zwischenziele 2030 und 2040 formuliert werden sollen.⁴² Es ist bereits jetzt absehbar, dass zur Erreichung der erforderlichen Treibhausgas-minderungen der Energiesektor insgesamt, insbesondere aber die Stromerzeugung, einen überdurchschnittlichen Beitrag leisten müssen, da ein Großteil der Treibhausgasemissionen in Deutschland energiebedingt ist. Zudem ist die Vermeidung der nicht-energiebedingten Emissionen

(hierbei handelt es sich vor allem um prozessbedingte Emissionen aus der Industrie sowie Emissionen aus der Landwirtschaft) schwieriger und teilweise deutlich teurer.

Diese Notwendigkeit spiegelt sich auch in den Ergebnissen der zentralen Klimaschutz- und Energieszenarien, die im Auftrag der Bundesregierung Projektionen bis 2050 durchführen.⁴³ Trotz der Unterschiede im Hinblick auf die Definition des Klimaziels sowie in der Sektorenabgrenzung zeigen sowohl das Klimaschutzszenario 80 (KS 80) und das Klimaschutzszenario 90 (KS 90) von Öko-Institut/Fraunhofer ISI im Auftrag des Bundesumweltministeriums als auch das Zielszenario der aktuellen Energierferenzprognose von EWI/Prognos im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums, dass die energiebedingten Emissionen in allen Sektoren signifikant zurückgehen müssen (siehe Abbildung 2). Für die Energiewirtschaft bedeutet das, dass die Emissionen bis 2030 auf 194 bis 126 Millionen Tonnen (entspricht einer Minderung um 55 bis 71 Prozent), bis 2040 auf 126 bis 48 Millionen Tonnen (71 bis 89 Prozent) und bis 2050 gar auf 74 bis 7 Millionen Tonnen (83 bis 98 Prozent) zurückgehen müssen, um eine kosteneffiziente Einhaltung der Klimaschutzziele zu gewährleisten.⁴⁴

Die gelegentlich geäußerte Annahme, dass die Energiewirtschaft höhere Budgets erhalten könnte, weil Emissionsminderungen ja auch in anderen Sektoren erfolgen könnten, ist durch die Szenarien nicht gedeckt, da auch in allen anderen Sektoren von sehr erheblichen Emissionsrückgängen ausgegangen wird. Berücksichtigt man darüber hinaus, dass EWI/Prognos nur die energiebedingten Emissionen modellieren und die Tatsache vernachlässigen, dass die Sektoren der nicht-energetischen Emissionen bis zum Jahr 2050 vermutlich eine Treibhausgas-minderung von minus 80 Pro-

43 EWI/Prognos (2014), Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2014).

44 Die hier für die Energiewirtschaft ausgewiesenen Emissionsdaten folgen der Abgrenzung der Nationalen Treibhausgasinventare und erfassen die Kraftwerke, Heizkraftwerke und Heizwerke der öffentlichen Versorgung sowie die Erzeugungsanlagen der sonstigen Energiewirtschaft (Raffinerien etc.), nicht aber die Emissionen aus den Kraftwerken und Heizkraftwerken des Verarbeitenden Gewerbes. Die Emissionen dieser Industriekraftwerke werden hier vom Sektor „Industrie“ erfasst.

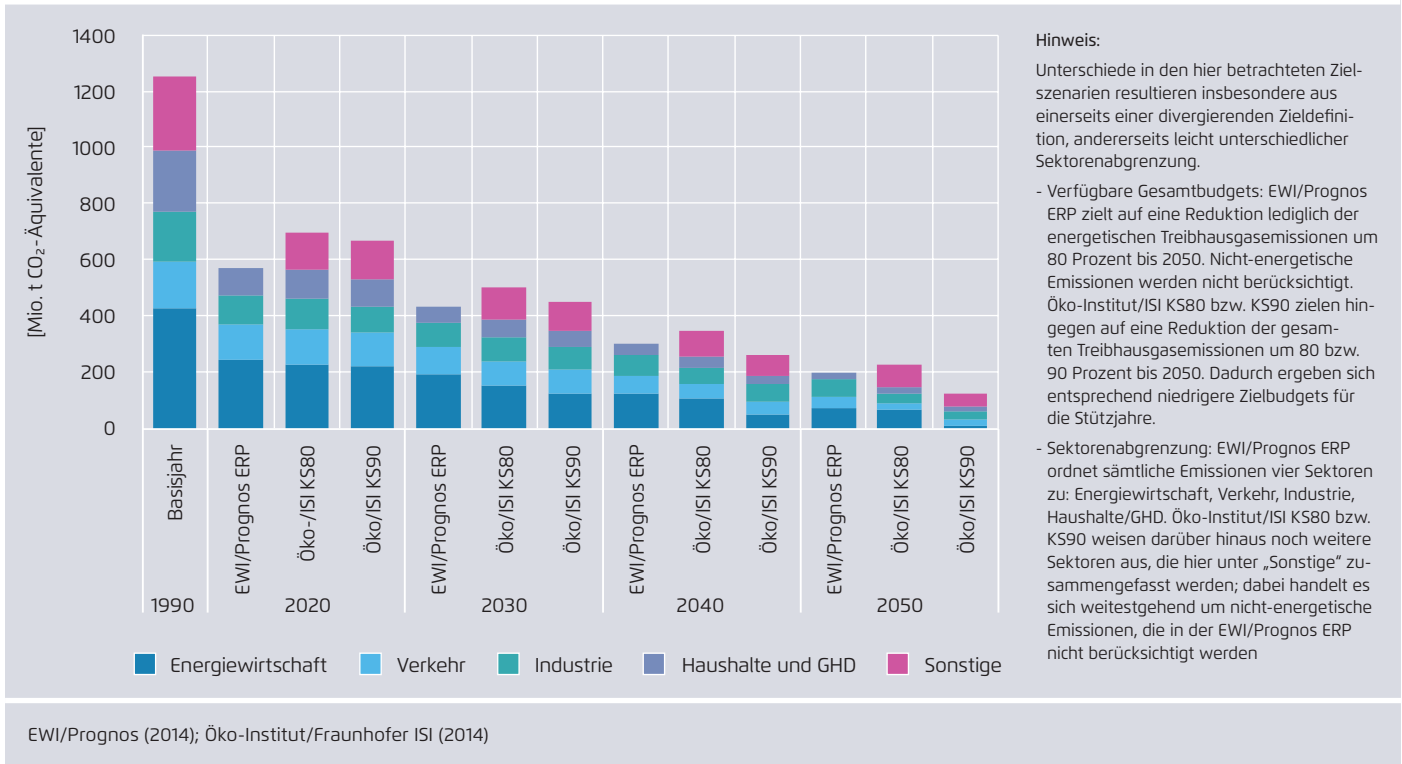
40 BMUB (2014).

41 BMWi (2015b).

42 CDU/CSU/SPD (2013).

Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Sektoren in verschiedenen Zielszenarien

Abbildung 2



zent nicht darstellen können (aufgrund der prozessbeding- ten Emissionen in der Industrie und den Emissionen aus der Tierhaltung in der Landwirtschaft), dann wird deutlich, dass das Emissionsbudget der Energiewirtschaft im Jahr 2050 zwischen dem KS 80- und dem KS 90-Szenario liegen dürfte, also bei 64 bis 7 Millionen Tonnen (85 bis 98 Pro- zent). Ein solches Minderungsniveau ist ohne einen Kohle- ausstieg nicht zu erreichen.

2.4 Der europäische Emissionshandel bedarf der nationalen Flankierung

Neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Senkung des Gesamtstrombedarfs durch Effizienzmaßnah- men ist der Emissionshandel derzeit sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene ein zentrales Instrument, die Treibhausgasemissionen des Stromsektors schrittweise und kosteneffizient zu reduzieren.

In den letzten Jahren war der Beitrag des Emissionshandels zu den Treibhausgasminderungen des Stromsektors jedoch

stets gering. Ursache dafür waren die anhaltend niedrigen CO₂-Preise. Von Anfang an zu großzügig ausgegebene Zer- tifikate, zusätzliche Emissionsgutschriften im Rahmen der Kyoto-Mechanismen Joint Implementation (JI) und Clean Development Mechanism (CDM) und schließlich die in Teilen Europas noch nicht überwundene Wirtschaftskrise haben dazu geführt, dass das System schon seit Jahren mit Überschüssen von deutlich mehr als zwei Milliarden Ton- nen CO₂-Emissionsberechtigungen ausgestattet ist.⁴⁵

Aus diesem Grund hat sich der Europäische Rat im Oktober 2014 auf eine grundlegende Reform des Emissionshandels- systems verständigt: Ab dem Jahr 2019 soll die so genannte Marktstabilitätsreserve (MSR) in Kraft treten, um den Marktpreis für CO₂-Zertifikate zu stabilisieren. Dafür sol- len die bestehenden Überschüsse schrittweise abgeschöpft und vorübergehend in einer Reserve außerhalb des Mark- tes vorgehalten werden. Zudem soll über eine Anhebung des jährlichen CO₂-Reduktionsfaktors von derzeit 1,74 Prozent

⁴⁵ Agora Energiewende (2015b).

pro Jahr auf dann 2,2 Prozent pro Jahr auf die bisher regelmäßige Überausstattung des Zertifikatemarktes reagiert werden.

Die Entscheidung der Bundesregierung, bis 2020 zusätzliche, den Emissionshandel flankierende Klimaschutzmaßnahmen wie die Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken zu ergreifen, ist folgerichtig. Denn die Marktstabilitätsreserve soll erst im Jahr 2019 in Kraft treten. Relevante Auswirkungen auf die Emissionen aus dem deutschen Stromsektor sind deshalb vor 2020 nicht zu erwarten.

Soll die Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors weitergeführt werden, ist die Schaffung eines zusätzlichen Klimaschutzinstruments auf nationaler Ebene jedoch nicht nur vorübergehend, sondern auch nach 2020 unabdingbar. Aufgrund der hohen Überschüsse im Emissionshandelsystem ist trotz der Marktstabilitätsreserve auch bis 2030 nur ein moderater Preisanstieg auf etwa 25 Euro je Tonne CO₂ zu erwarten. Auch wegen der immer engeren Verknüpfung des deutschen Strommarktes mit seinen Nachbarländern wird ein solches Preisniveau keine signifikante Reduktion der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken in Deutschland bewirken: Vielmehr würde Strom aus diesen Kraftwerken auch in Zukunft Strom aus Gaskraftwerken im In- und Ausland verdrängen. Emissionsminderungen im Stromsektor würden lediglich aus der altersbedingten Stilllegung von Kohlekapazitäten resultieren. Auch wenn der CO₂-Preis bis 2040 auf etwa 40 Euro je Tonne CO₂ ansteigt, bliebe weiterhin ein zu hoher Kohlestromanteil im System. In der Folge würde der Stromsektor seinen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele für 2030 und 2040 verfehlen.⁴⁶

Die Nicht-Einhaltung der Klimaschutzziele im Stromsektor hätte weitreichende Folgen, denn diesem Sektor kommt im Zuge der Dekarbonisierung des gesamten Energiesektors in Zukunft eine immer gewichtigere Rolle zu. Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Biomasse für energetische Zwecke liegt die Antwort für die Dekarbo-

nisierung des Wärme- und Verkehrssektors – neben der Steigerung der Energieeffizienz insbesondere im Bereich der Gebäudesanierung – in der zunehmenden Elektrifizierung dieser Sektoren. Elektromobilität und Wärmepumpen entwickeln sich zu Schlüsseltechnologien im Verkehrs- und Wärmebereich. Ergebnis ist die Integration des Strom-, Wärme- und Verkehrssektors auf Basis von erneuerbar produziertem Strom. Dies führt wegen der Ausweitung der Stromanwendungen selbst dann zu einem leicht steigenden Stromverbrauch, wenn gleichzeitig erhebliche Effizienzverbesserungen bei den klassischen Stromanwendungen gelingen.⁴⁷ Falls die CO₂-Intensität der Stromproduktion (gegenwärtig 569 g CO₂/kWh)⁴⁸ wegen eines anhaltend hohen Kohlestromanteils nicht ausreichend sinkt, führt die Ausweitung der Stromanwendungen dazu, dass die Klimaziele im Stromsektor noch stärker verfehlt würden.

Dies wäre gleichbedeutend mit der Aufgabe der internationalen Vorreiterrolle des Energiewendelandes Deutschland. Denn trotz der Verabredung gemeinsamer und europaweiter Instrumente wie dem EU-Emissionshandel verbleibt die politische Verantwortung für die Entwicklung nationaler Emissionen nach wie vor bei den Mitgliedstaaten. Insbesondere angesichts der Tatsache, dass einzelne EU-Mitgliedstaaten ein geringeres Ambitionsniveau verfolgen, kann Deutschland als Vorreiter nicht auf eigene nationale Ziele verzichten und sich von niedrigen Minderungsambitionen anderer abhängig machen.

Schließlich ist ein nationales Instrument parallel zum Emissionshandel auch ratsam, um bezüglich der Frage des Aufschlusses neuer Tagebaue (oder Tagebauteilabschnitte) beziehungsweise dem Verzicht darauf entsprechende Planungssicherheit herzustellen. Da das Preissignal im EU-Emissionshandel auf absehbare Zeit niedrig ist und auch auf mittlere Sicht unsicher bleibt, ob und wann sich der Preis auf einem höheren Niveau einpendelt, erweist er sich als ungeeignetes Instrument zur langfristigen Steuerung der Tage-

⁴⁷ Fraunhofer IWES (2015).

⁴⁸ UBA (2015a).

⁴⁶ enervis (2015b).

bauplanung.⁴⁹ Sollten die aktuellen CO₂-Preiserwartungen eintreten, würde in allen deutschen Braunkohle-Regionen bis weit nach 2050 Braunkohle gefördert. In der Konsequenz müssten weitere Tagebaue aufgeschlossen werden. Eine solche Zukunftsperspektive ist zweifelsohne mit den Klimaziele Deutschlands nicht vereinbar.

49 Der Emissionshandel wird immer weniger als umfassendes Instrument gesehen, neben dem keine weitere klimapolitischen Maßnahmen Platz haben, sondern als ein Element eines klimapolitischen Policy-Mix, das mit anderen Instrumenten sinnvoll verzahnt werden muss, vergleiche hierzu unter anderem IEA (2011) und Öko-Institut (2010).

3 Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens

Nach all dem ist klar, dass Deutschland der Diskussion über den Ausstieg aus der Kohleverstromung nicht länger ausweichen sollte. Dafür spricht nicht nur die Dringlichkeit, beim Klimaschutz zu realen Ergebnissen zu kommen, sondern es ist auch eine Frage der Glaubwürdigkeit Deutschlands und der deutschen Energiewende in der Welt sowie der Ehrlichkeit der deutschen Politik gegenüber den betroffenen Energieregionen innerhalb Deutschlands. Mit jedem Jahr des Wartens wächst das Risiko eines eher planlosen, mit erheblichen sozialen, energie- und regionalwirtschaftlichen Verwerfungen verbundenen Abschieds von der Kohle. Das zweifelhafte Vorbild wäre dann der Ausstieg aus der Kernenergie, der nach jahrzehntelangen politischen Auseinandersetzungen am Ende ausgelöst durch ein äußeres Ereignis – die Reaktorkatastrophe von Fukushima – endgültig besiegelt und für die betroffenen Unternehmen unerwartet abrupt umgesetzt wurde.

In diesem Jahr 2016 besteht die große Chance, einen wirtschafts- und sozialverträglichen Ausstieg aus der Kohleverstromung in einem gesteuerten, gesellschaftlich und politisch breit getragenen Prozess auszuhandeln und in dieser Legislaturperiode gesetzlich zu beschließen. Der dafür notwendige Aushandlungsprozess sollte zeitnah beginnen und bis Ende des Jahres 2016 zum Abschluss kommen.

Der Kohleausstieg bleibt jedoch auch dann, wie die gesamte Energiewende, ein Generationenprojekt. Er braucht eine breite gesellschaftliche Basis, um im politischen Tagesgeschäft zu bestehen und nicht immer wieder in Frage gestellt zu werden. Nur so können langfristig verlässliche Rahmenbedingungen für die betroffenen Regionen und Investoren geschaffen werden.

Ziel sollte es sein, einen gesellschaftlichen Konsens über den Ausstieg aus der Kohleverstromung herbeizuführen, der einen Zeitplan sowie seine Rahmenbedingungen beinhaltet und von Vertretern aller politischen Parteien, der Energiewirtschaft sowie der Zivilgesellschaft getragen wird. Analog zu den Konsensvereinbarungen über den Atomausstieg und

das Auslaufen des Steinkohlebergbaus würde der Konsens über den Ausstieg aus der Kohleverstromung nach der Eini-gung über die Inhalte in Gesetzesform gegossen und in einem breit getragenen Beschluss in Bundestag und Bundesrat verabschiedet.

Agora Energiewende legt hiermit elf Eckpunkte für einen solchen gesellschaftlichen Kohlekonsens vor, die als Grundlage für die Diskussionen dienen können. Die Eckpunkte stützen sich auf umfangreiche energiewirtschaftliche Analysen und Modellierungen, die von dem Beratungsunternehmen *enervis energy advisors* im Auftrag von Agora Energiewende in den letzten Monaten durchgeführt wurden (siehe Kapitel 5 und 6).

Eckpunkt 1: Zeitnahe Einberufung eines „Runden Tisches Nationaler Kohlekonsens“

Die Bundesregierung lädt zeitnah zu einem „Runden Tisch Nationaler Kohlekonsens“ ein. Es geht dabei um einen vertrauensvollen Dialogprozess zur Aushandlung der Kernelemente eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung, um einen erneuten jahrzehntelangen energiepolitischen Fundamentalkonflikt zu vermeiden. Ziel sollte es sein, noch 2016 zu einem politisch und gesellschaftlich breit getragenen Ergebnis zu kommen, damit – analog zu Steinkohlekonsens und Atomkonsens – alle Beteiligten frühzeitig Planungssicherheit hinsichtlich der anstehenden Dekarbonisierung erhalten.

Die Diskussionen des Jahres 2015 über den Vorschlag eines Klimabeitrags und die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft mit Großdemonstrationen am Brandenburger Tor und in den Braunkohleregionen sowie der Besetzung von Braunkohlengruben haben einen Vorgeschmack darauf vermittelt, was es für die Etablierung des neuen angestrebten Energiesystems in Deutschland bedeutet, wenn die Auseinandersetzung um die künftige Rolle der Kohle in der Stromversorgung über Jahrzehnte im andauernden Konfliktmodus geführt wird.

Die Bundesregierung hat jetzt die Chance, einen jahrzehntelangen Fundamentalkonflikt nach dem Muster der Kernenergie Diskussion zu vermeiden und stattdessen zeitnah in einem parteiübergreifenden, strukturierten Dialogprozess mit den wesentlichen Beteiligten eine umfassende Konsenslösung zu finden. Das Ergebnis wäre nach den Beschlüssen zum Marktdesign und zum Erneuerbare-Energien-Gesetz ein weiterer zwingend notwendiger Beitrag zur Planungs- und Investitionssicherheit, deren Fehlen seit Jahren zu Recht von allen energiewirtschaftlichen Akteuren beklagt wird. Solange die Modalitäten eines Kohleausstiegs nicht geklärt sind, ist nicht davon auszugehen, dass es zu Kraftwerks-Neuinvestitionen in Deutschland kommt. Ein Kohleausstieg im Konsens der wesentlichen Beteiligten sichert nicht zuletzt die deutsche Vorreiterrolle im globalen Klimaschutz und mit ihr die mit dieser Rolle eng verknüpften Innovationsimpulse für die gesamte Wirtschaft.

Agora Energiewende schlägt deshalb vor, sehr zeitnah einen politischen Prozess einzuleiten, der noch in der laufenden Legislaturperiode eine einvernehmliche Einigung über den Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland ermöglicht. Dazu sollte die Bundesregierung im Kontext der

anstehenden Beratungen zum Klimaschutzplan 2050 einen Dialogprozess starten, an dem alle für einen Kohlekonsens relevanten Interessen vertreten sind. Gemeinsames Ziel sollte es sein, bis zum Jahresende 2016 zu ausformulierten Ergebnissen zu kommen und diese dem Bundestag und Bundesrat zur Beratung und Entscheidung vorzulegen. Das hier von Agora Energiewende vorgelegte Eckpunktepapier versteht sich als ein erster Input für den vorgeschlagenen „Runden Tisch Nationaler Kohlekonsens“.

Die Frist für eine Verständigung über einen Kohlekonsens noch in dieser Legislaturperiode ist knapp bemessen. Die Vergangenheit hat jedoch gezeigt, dass Konstellationen wie die gegenwärtige – mit großer Koalition im Bund und abweichenden Mehrheitsverhältnissen im Bundesrat – die Chancen für einen parteiübergreifenden und Planungssicherheit stiftenden Konsens erhöhen.

Eckpunkt 2: Ein schrittweiser, gesetzlich geregelter Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2040

Der Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland erfordert Klarheit bei drei Kernelementen: Die Nutzung der Kohle in Deutschland braucht ein Enddatum, an dem sich alle orientieren können, der Ausstieg erfolgt entlang eines klar definierten Pfads und er muss Rechtssicherheit für alle Beteiligten bieten. Kompatibel mit den deutschen Klimaschutzzielen ist ein schrittweiser Ausstieg aus der Kohleverstromung beginnend 2018 mit dem Enddatum 2040. Er sollte in Gesetzesform gefasst und mit breiter Mehrheit von Bundestag und Bundesrat verabschiedet werden.

Letztlich erwarten alle energiewirtschaftlichen Akteure, dass die Nutzung der Kohle in Deutschland eines Tages beendet wird. Bei der Frage des Enddatums der Kohlenutzung existieren jedoch sehr unterschiedliche Vorstellungen. So fordert Greenpeace die Beendigung der Braunkohleverstromung bis 2030 und ein Ende der Steinkohleverstromung bis 2040.⁵⁰ Bündnis 90/Die Grünen wollen innerhalb der nächsten 20 Jahre aus der Kohle aussteigen,⁵¹ der BUND hält gar einen Ausstieg innerhalb der nächsten 15 Jahre für möglich.⁵² Demgegenüber gehen etwa EWI/Prognos im Zielszenario der Energiereferenzprognose auch im Jahr 2050 noch von einer Kohleverstromung von insgesamt 26 TWh aus.⁵³ Und die Wirtschaftsprüfer Warth & Klein Grant Thornton, die für die Bundesregierung eine Begutachtung der Atomrückstellungen der Energieversorger vorgenommen haben, gehen gar erst von einem Kohleausstieg um das Jahr 2060 aus.⁵⁴

Agora Energiewende schlägt vor, das Jahr 2040 als Enddatum der Kohleförderung und -nutzung zu wählen. Dies ist die logische Folge aus den nationalen mittelfristigen Klimaschutzzielen und lässt der Energiewirtschaft einen 25-jährigen Übergangszeitraum, in dem sie den Umbau ihrer Geschäftsmodelle und ihrer Unternehmensstrukturen vollziehen kann.

⁵⁰ Greenpeace (2015b).

⁵¹ Bündnis 90/Die Grünen (2015).

⁵² BUND (2015).

⁵³ EWI/Prognos (2014).

⁵⁴ Warth & Klein Grant Thornton (2015).

Den analytischen Hintergrund für das vorgeschlagene Enddatum bilden in den vergangenen Monaten durchgeführte energiewirtschaftliche Berechnungen von *enervis energy advisors* im Auftrag von Agora Energiewende (siehe Kapitel 5 und 6). Ausgangspunkt hierfür war die unumstrittene Zielsetzung einer übergreifenden Treibhausgasreduktion von 80 bis 95 Prozent in Deutschland bis 2050 unter das Niveau von 1990. Geht man von einem mittleren Szenario aus (konkret: minus 87 Prozent) und berücksichtigt die Tatsache, dass in den Sektoren Industrie und Landwirtschaft bestimmte Restemissionen auch langfristig nicht vermieden werden können (siehe Kapitel 2), muss der Stromsektor seine Treibhausgasemissionen bis 2050 um mindestens 90 Prozent gegenüber 1990 reduzieren. Dies impliziert nach den vorliegenden Analysen den schrittweisen Ausstieg aus der Nutzung von Braun- und Steinkohle bis Ende 2040. Das Enddatum 2040 bedeutet auch, dass kein neuer Braunkohleletagebau mehr geöffnet werden muss, um die Braunkohlekraftwerke ausreichend mit Brennstoff zu beliefern (siehe Eckpunkt 6).

Bei der Umsetzung der Emissionsminderung ist ein schrittweises Vorgehen ratsam, um eine kontinuierliche und planbare Entwicklung zu gewährleisten. Agora Energiewende schlägt deshalb vor, die Reduktion der Kohleverstromung an einem sektoralen CO₂-Zielpfad auszurichten, der bis 2020 eine Minderung der Emissionen um 40 Prozent und bis 2050 um 90 Prozent vorsieht. Die linear fortgeschriebenen Zwischenziele verlangen dann eine Minderung um 57 Prozent bis 2030 und um 73 Prozent bis 2040. Denn es würde in der Öffentlichkeit als unglaubwürdig angesehen, ein Enddatum zu verkünden, aber für den Weg dorthin keine konkreten Schritte zu benennen. Zwar zeigen die Modell-

rechnungen, dass auch ohne weitere Maßnahmen nach und nach alte Kohlekraftwerke abgeschaltet würden.⁵⁵ Bis 2040 lägen die Emissionen des deutschen Stromsektors in diesem Referenzfall jedoch im Jahresdurchschnitt kontinuierlich etwa 40 Millionen Tonnen über dem CO₂-Zielpfad.

Wenn jedoch Deutschlands Stromsektor 25 Jahre lang jährlich 40 Millionen Tonnen CO₂ zu viel emittiert, bedeutet dies nicht nur eine klare Zielverfehlung der deutschen Klimaschutzziele 2030 und 2040, sondern auch für die Atmosphäre eine Gigatonne mehr CO₂. Denn für das globale Klima ist die Summe der im Zeitraum 2015 bis 2050 emittierten Mengen an CO₂ relevant und nicht die späte Punktlandung auf ein 2050er Ziel. Die Einhaltung eines kontinuierlichen CO₂-Zielpfads von heute bis 2040 ist daher zwingend, wenn das auf der Klimakonferenz in Paris gerade auch von

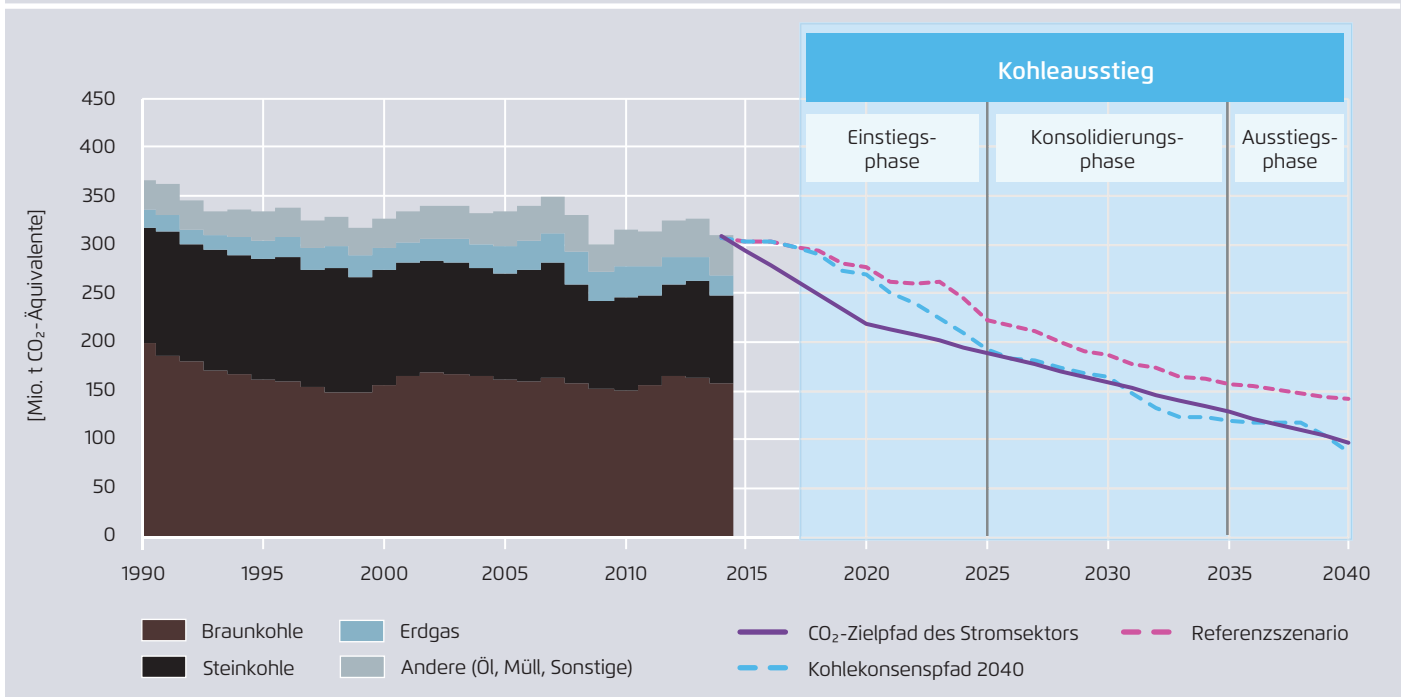
55 Angesichts des erwarteten CO₂-Preisniveaus wäre jedoch in den 2020er Jahren womöglich sogar mit Retrofit-Entscheidungen zur Verlängerung der Lebensdauer der Kohlekraftwerke zu rechnen (enervis (2015b)).

der deutschen Regierung verkündete Ziel lautet, die globale Erwärmung auf deutlich unter zwei Grad, möglichst auf 1,5 Grad Celsius zu begrenzen.

Bis 2014 sind die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung lediglich um 16 Prozent, und damit deutlich unterproportional gegenüber der Gesamtemissionsentwicklung (minus 26 Prozent), gesunken.⁵⁶ Um den CO₂-Zielpfad des Stromsektors zu erreichen, ist es daher zunächst erforderlich, die aktuell bestehende Klimaschutzlücke zu schließen, indem die Emissionen der Stromerzeugung schrittweise auf den CO₂-Zielpfad zurückgeführt werden. Diese Einstiegsphase würde in dem hier vorgeschlagenen *Kohlekonsenspfad 2040* sieben Jahre dauern, von 2018 bis 2025 (siehe Eckpunkt 4). Um den CO₂-Zielpfad anschließend dauerhaft einzuhalten und nicht wieder zu den *Business-as-usual*-Emissionen zurückzukehren, genügt dies jedoch nicht. Vielmehr muss die zusätzliche Emissionsminderung nach 2025 weitergehen. Sie kann sich jedoch in der *Konsolidierungsphase* zwischen

56 UBA (2015a), UBA (2015b).

CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im Referenzszenario und im vorgeschlagenen Kohlekonsenspfad 2040 Abbildung 3



UBA (2015a), eigene Darstellung

2026 und 2035 auf einem weniger steilen Pfad bewegen als in den Anfangsjahren. In der *Ausstiegsphase* zwischen 2036 und 2040 erfolgt schließlich der Marktaustritt der letzten Kohlekraftwerke.

Der Ausstieg aus der Kohleverstromung sollte – analog zum Ausstieg aus der Kernenergie und aus dem deutschen Steinkohlenbergbau – Gesetzeskraft erhalten. Das Gesetz würde auf Basis der Konsensgespräche die in den folgenden Eckpunkten behandelten Kernelemente regeln und in einem möglichst parteiübergreifenden Konsens von Bundestag und Bundesrat verabschiedet. Nur so kann für alle Beteiligten höchstmögliche Rechtssicherheit erreicht werden. Die Bundesregierung und die betroffenen Landesregierungen verpflichten sich damit auf zentrale Rahmenbedingungen des Übergangs zu einer dekarbonisierten Stromversorgung, und die Unternehmen können sich rechtzeitig und bestmöglich auf den schrittweisen Ausstieg aus der Kohleverstromung einstellen.

Eckpunkt 3: Kein Neubau von Stein- und Braunkohlekraftwerken

Der Neubau von Braun- und Steinkohlekraftwerken ist nicht mehr genehmigungsfähig, weil diese mit den mittel- und langfristigen Klimaschutzziele in Deutschland nicht vereinbar sind.

Kohlekraftwerke verfügen über eine technische Lebensdauer von mindestens 40 Jahren. Neue Kohlekraftwerke, die noch nach 2015 errichtet würden, würden folglich weit über 2050 hinaus klimabelastend Strom produzieren. Deshalb muss der Ausschluss des Neubaus von Kohlekraftwerken zwingender Bestandteil eines Kohlekonsenses sein, analog zum Ausschluss des Neubaus von Kernkraftwerken im Atomkonsens. Letztlich bedeutet dieser Eckpunkt nicht mehr als die gesetzliche Festschreibung des aktuellen Status Quo, da derzeit ohnehin keine Investitionsentscheidungen für neue Kohlekraftwerke geplant sind. Dennoch würde die gesetzliche Festlegung konkret bedeuten, dass die derzeit noch formell im Genehmigungsverfahren befindlichen Neubauprojekte an den Standorten Niederaußem (RWE), Profen (MIBRAG) und Stade (Dow Chemicals)⁵⁷ sowie die weiterhin am Standort Jänschwalde (Vattenfall) verfolgten Kraftwerksplanungen als Teil eines Kohlekonsenses endgültig eingestellt würden.

Die Notwendigkeit dieser Maßnahme resultiert auch aus den großen Kohlekraftwerkskapazitäten, die in Deutschland derzeit noch existieren. Zwar zeigt sich in den durchgeführten Modellrechnungen auch in der *Business-as-usual*-Variante aufgrund altersbedingter Stilllegungen ein stetiger Rückgang der Kohlekraftwerkskapazitäten auf rund 23 Gigawatt im Jahr 2030 und auf 18 Gigawatt im Jahr 2040 (siehe Kapitel 5). Da jedoch insbesondere die noch am Netz befindlichen Braunkohlekraftwerke aufgrund des zu erwartenden nur moderaten CO₂-Preisanstiegs auch langfristig weiterhin auf hohem Niveau ausgelastet werden, gehen die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung nur unzureichend zurück.

Das gilt auch für den Fall, dass Kraftwerksneubauten ältere Kohlekraftwerke mit einem niedrigeren Wirkungsgrad ersetzen, obwohl diese ihr technisches Lebensende noch nicht erreicht haben.⁵⁸ Zwar verfügen neue Kraftwerke in aller Regel über einen höheren spezifischen Wirkungsgrad und damit geringere spezifische CO₂-Emissionen. Gegenüber der *Business-as-usual*-Entwicklung, bei der die älteren Kraftwerksblöcke nach und nach altersbedingt stillgelegt und somit keine weiteren Treibhausgase mehr emittieren würden, führt der Neubau von Kohlekraftwerken jedoch nochmals zu signifikanten Mehremissionen weit über den Zeitpunkt hinaus, zu dem die alten Kraftwerksblöcke wegen Erreichen ihrer Altersgrenze regulär stillgelegt würden. Per Saldo würde die Atmosphäre stärker belastet.

⁵⁸ Dies ist derzeit beispielsweise am Standort Niederaußem geplant, an dem der Bau eines neuen Braunkohleblocks (BoA+) vier alte Kraftwerksblöcke mit etwa gleicher Kapazität im Rahmen des „Kraftwerk-Erneuerungsprogramms“ ersetzen soll.

⁵⁷ BDEW (2015b).

Eckpunkt 4: Festlegung eines kosteneffizienten Abschaltplans der Bestands-Kohlekraftwerke auf Basis von Restlaufzeiten mit Flexibilitätsoption in den Braunkohlereviere

Um den Ausstieg aus der Kohleverstromung kosteneffizient und ohne Strukturbrüche zu realisieren, wird ein verbindlicher Abschaltplan der bestehenden Braun- und Steinkohlekraftwerke auf Basis von Restlaufzeiten festgelegt. Die Reihenfolge der Stilllegungen orientiert sich an den CO₂-Vermeidungskosten. Die jährlichen Stilllegungen werden in der Einstiegsphase 2018 bis 2025 auf drei Gigawatt begrenzt. Innerhalb der Braunkohlereviere ist zur Vermeidung von Dominoeffekten die Übertragung von Restlaufzeiten möglich.

Grundsätzlich sind verschiedene politische Instrumente geeignet, um den Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2040 zu realisieren, darunter regulatorische Vorgaben (z.B. Effizienzvorschriften, Emissionsgrenzwerte, Kraftwerkslaufzeiten) oder ökonomische Instrumente (z.B. Kohlesteuer, CO₂-Mindestpreise).⁵⁹ Drei Ansätze stehen jedoch aktuell im Fokus der Debatte:

- 1. Die Vereinbarung verbindlicher Restlaufzeiten entlang eines Ausstiegspfades analog zum Kernenergieausstieg,
- 2. Die zusätzliche CO₂-Bepreisung der Kohlestromerzeugung wie etwa im Rahmen des im Frühjahr 2015 vom Bundeswirtschaftsministerium vorgeschlagenen Klimabeitrags, und
- 3. Stilllegungsprämien für alte Kohlekraftwerke analog zur aktuell beschlossenen Sicherheitsbereitschaft für alte Braunkohlekraftwerke.

Agora Energiewende schlägt vor, den Kohleausstieg auf Basis von Restlaufzeiten der Kraftwerke entlang des aus den allgemeinen Klimaschutzziele abgeleiteten CO₂-Zielpfades für den Stromsektor durchzuführen. Die Abschaltreihenfolge der Kraftwerke sollte sich dabei grundsätzlich an den CO₂-Vermeidungskosten der Kraftwerke orientieren, da dies dem volkswirtschaftlich effizientesten Pfad entspricht (siehe Kapitel 4). Da die CO₂-Vermeidungskosten jedoch auch von der zukünftigen Entwicklung der jeweiligen Brennstoffpreise abhängen, muss der Ausstiegsfahrplan in einem Gesetz letztlich an ein objektives und weniger veränderliches Kriterium gebunden werden. Die

⁵⁹ Siehe zur Diskussion um Kohleausstiegsinstrumente insbesondere IZES (2015), DIW (2014a), DIW (2014b) IASS (2014).

für Agora Energiewende erstellten Berechnungen von *enervis energy advisors* zeigen, dass das Alter der Anlagen mit den Wirkungsgraden und damit auch mit den CO₂-Vermeidungskosten hoch korreliert. Daher wird im Folgenden ein Abschaltplan entlang der Inbetriebnahmejahre der Kraftwerke⁶⁰ vorgeschlagen.

Damit der Betrieb der Kraftwerke und der der Braunkohlereviere innerhalb der jeweiligen Braunkohlereviere optimal aufeinander abgestimmt und Strukturbrüche in den Regionen ausgeschlossen werden können, sollten den Betreibern Flexibilitätsoptionen beim Restbetrieb der Braunkohlekraftwerke eröffnet werden. Agora Energiewende schlägt deshalb vor, die Übertragbarkeit der Restlaufzeiten von Braunkohlekraftwerken (in Gigawatt pro Jahr) innerhalb eines Braunkohlereviere zu ermöglichen. Eine Übertragbarkeit von Restlaufzeiten bei Steinkohlekraftwerken ist dagegen nicht notwendig, da es hier im Unterschied zu Braunkohlekraftwerken zu keinen Dominoeffekten kommen kann und diese Kraftwerke sehr unterschiedlich ausgelastet sind, so dass – im Gegensatz zu Braunkohlekraftwerken – eine Übertragung von Restlaufzeiten bei Steinkohlekraftwerken zu höheren CO₂-Emissionen führen kann.

Das skizzierte Restlaufzeiten-Modell weist folgende Vorzüge auf:

- **Langfristige Planungssicherheit und Vermeidung von Strukturbrüchen:** Die verbindliche Festlegung der Stilllegungszeitpunkte von Kraftwerken gewährleistet umfassende Planungssicherheit für Politik, Energiewirtschaft

⁶⁰ Im Fall eines Kesseltausches wäre das Alter des Kessels maßgeblich.

und die Bergbauregionen insgesamt. Die notwendigen Strukturfördermaßnahmen können schrittweise, zum jeweils richtigen Zeitpunkt und in angemessener Intensität eingeleitet werden, wodurch eine Optimierung der Transformationskosten ermöglicht wird. Gleichzeitig garantiert das Modell Betreibern von Braunkohlekraftwerken die notwendige Flexibilität zur Optimierung ihrer Tagebau- und Kraftwerkbetriebe.

- **Zuverlässiger, effektiver Klimaschutz:** Aufgrund der verbindlichen Stilllegungen von Kohlekapazitäten ist die Vermeidung von CO₂-Emissionen im Vergleich zu preisbasierten Instrumenten deutlich zuverlässiger quantifizierbar und erreichbar.
- **Niedrige Transaktionskosten, geringe Verteilungswirkungen:** Ordnungsrechtliche Ansätze gelten prinzipiell zwar als volkswirtschaftlich weniger effizient bei der Zielerreichung. Erfolgt die Einhaltung festgesetzter Emissionsbudgets (durch die Definition eines CO₂-Zielpfades) jedoch mit Hilfe eines auf ökonomischen Kriterien basierenden Instruments (Stilllegung nach CO₂-Vermeidungskosten), folgt ein solcher Ansatz implizit der Wirkungsweise eines ökonomischen Instruments. Ein auf Basis von CO₂-Vermeidungskosten erstellter Ausstiegsfahrplan „simuliert“ also eine volkswirtschaftlich effiziente Lösung, vermeidet jedoch zugleich deren negative Nebenwirkung, nämlich hohe Umverteilungseffekte. Darüber hinaus können durch eine solche Lösung die Transaktionskosten insbesondere in den Braunkohleregionen niedrig gehalten werden, indem der Strukturwandel systematisch und planmäßig erfolgt.

Agora Energiewende schlägt vor, den Ausstieg aus der Kohleverstromung in drei Phasen entlang eines *Kohlekonsenspfades 2040* zu organisieren (siehe Abbildung 4).⁶¹

61 Der hier vorgeschlagene *Kohlekonsenspfad 2040* weicht von dem von *enervis energy advisors* in Kapitel 5 modellierten *mittleren Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2040)* geringfügig ab: Während die Kraftwerke im *mittleren Ausstiegsszenario* zwischen 2036 und 2040 nach einer maximalen Betriebsdauer von 25 Jahren stillgelegt werden, schlägt der hier dargelegte *Kohlekonsenspfad 2040* für den gleichen Zeitraum eine etwas höhere, maximale Betriebsdauer von 27 Jahren vor. Die energiewirtschaftlichen Effekte der veränderten Betriebsdauer werden im *Kohlekonsenspfad 2040* für die betroffenen Jahre (2038, 2039, 2040) deshalb auf Basis

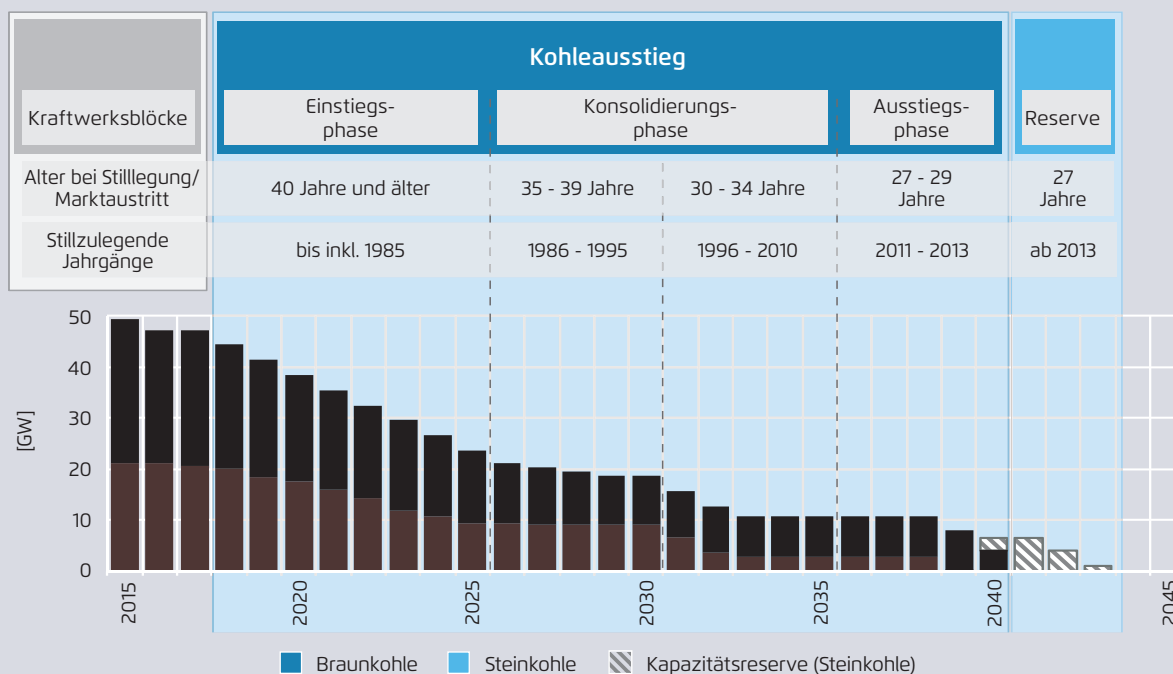
- In der *Einstiegsphase*, die im Jahr 2018 beginnt und bis 2025 andauert, werden jährlich drei Gigawatt an Braun- und Steinkohlekraftwerke nach ihrem Alter stillgelegt. Dadurch wird zunächst die bestehende Klimaschutzlücke schrittweise geschlossen und der CO₂-Zielpfad erreicht. Im Ergebnis werden bis 2025 alle Kohlekraftwerke, die bis einschließlich 1985 errichtet wurden, stillgelegt. Das entspricht einer Leistung von rund 12 Gigawatt Braunkohle- und etwa 15 Gigawatt Steinkohlekraftwerken. Diese Kraftwerke erreichen somit eine Betriebsdauer von mindestens 40 Jahren oder sogar deutlich mehr.⁶²
- Nach der Rückführung der Emissionen auf den CO₂-Zielpfad bis zum Jahr 2025 kann die Intensität der Eingriffe, die notwendig sind, um auf dem CO₂-Zielpfad zu bleiben, in der darauf folgenden *Konsolidierungsphase* deutlich reduziert werden. Hierzu müssen zwischen 2026 und 2030 alle Kohlekraftwerke stillgelegt werden, die in den Jahren von 1986 bis einschließlich 1995 ans Netz gegangen sind. Diese Kraftwerke erreichen somit eine Betriebsdauer zwischen 35 und 39 Jahren. Von 2031 bis 2035 werden anschließend alle Kraftwerke stillgelegt, die zwischen 1996 und 2010 in Betrieb genommen wurden. Diese Kraftwerke erreichen also noch eine Betriebszeit zwischen 30 und 34 Jahren. Insgesamt werden in der *Konsolidierungsphase* damit knapp 7 Gigawatt Braunkohle- und 6 Gigawatt Steinkohlekraftwerke vom Netz genommen.
- In der *Ausstiegsphase* zwischen 2036 und 2040 erfolgt schließlich der Marktaustritt aller verbleibenden Kohlekraftwerke (drei Gigawatt Braunkohle und acht Gigawatt Steinkohle), die seit 2011 ans Netz gegangen sind. Um allen Anlagen eine ausreichende Amortisation zu ermöglichen, wird darüber hinaus vereinbart, dass die Betriebsdauer von Kohlkraftwerken auf nicht unter 27 Jahre abgesenkt werden darf. Kohlekraftwerke, die dessen un-

des *mittleren Ausstiegsszenarios* statistisch abgeschätzt.

62 Zwar müssten zur Einhaltung einer proportionalen Emissionsminderung von minus 40 Prozent bis 2020 eigentlich etwa 13,7 Gigawatt der ältesten und ineffizientesten Kohlekraftwerke zusätzlich zu den altersbedingten Stilllegungen abgeschaltet werden. Eine solche Vorgehensweise erscheint in der Praxis jedoch nur schwer umsetzbar (*enervis* 2015a). Sie wurde deshalb als wenig realistisch verworfen.

Installierte Kapazität im vorgeschlagenen Kohlekonsenspfad 2040

Abbildung 4



UBA (2015), eigene Darstellung

geachtet zur Einhaltung des CO₂-Zielpfades früher vom Netz gehen müssen, werden deshalb bis zur Vollendung des 27. Betriebsjahres in die laut dem Entwurf des Strommarktgesetzes vorgesehene Kapazitätsreserve überführt. Dies betrifft alle Kraftwerke, die nach 2014 ans Netz gegangen sind. Die Bereitstellung dieser Reserveleistung würde den Regelungen des aktuellen Strommarktgesetzes entsprechend für die Kapazitätsreserve vergütet werden. Diese Maßnahme leistet im Zuge der finalen *Ausstiegsphase* überdies einen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (siehe Eckpunkt 9).

Ein solcher Abschaltplan hätte gegenüber der Referenzentwicklung folgende Auswirkungen (siehe Abbildung 5 und 6):

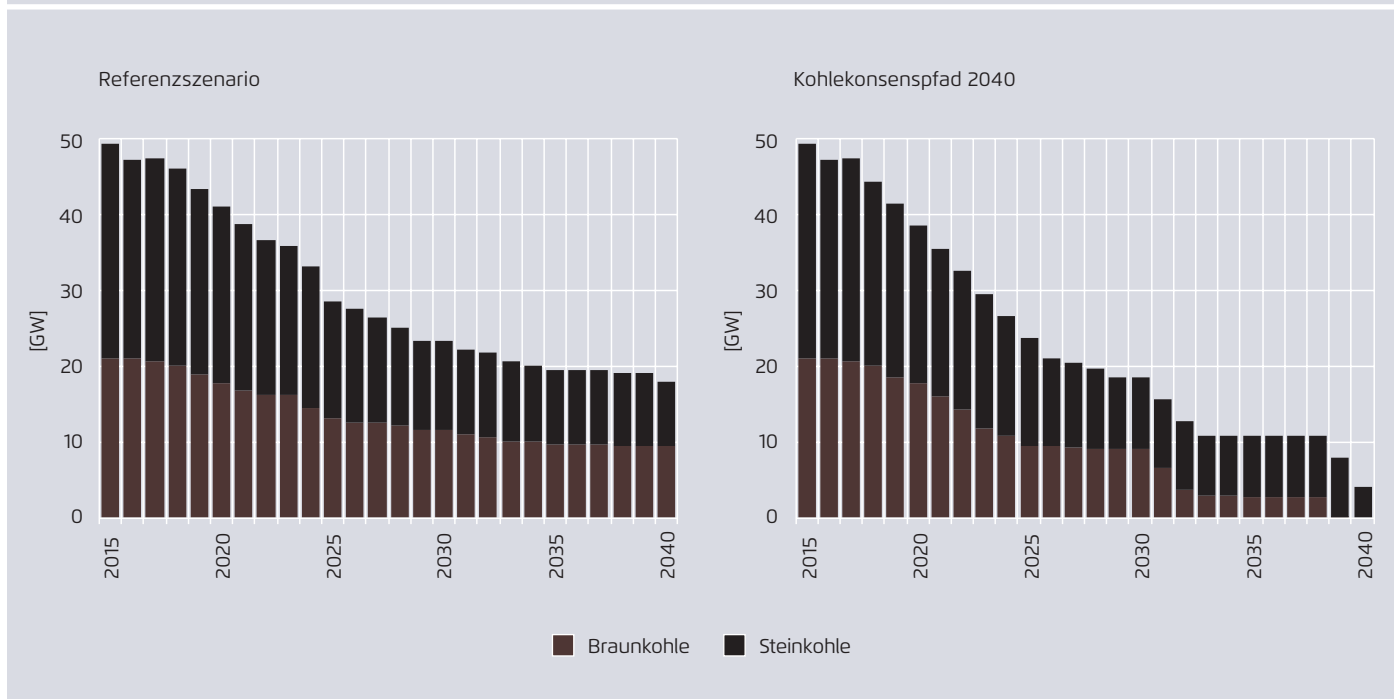
→ In der *Einstiegsphase* zwischen 2018 und 2025 werden entlang des Abschaltplans insgesamt rund 3,8 Gigawatt Braunkohlekraftwerke und etwa 1,1 Gigawatt Steinkohlekraftwerke mehr stillgelegt als in dem Referenzszenario, in dem Steinkohlekraftwerke nach 40 Jahren und Braun-

kohlekraftwerke nach 50 Betriebsjahren abgeschaltet werden. Die installierte Gesamtkapazität an Kohlekraftwerken liegt in der *Business-as-usual*-Entwicklung im Jahr 2025 entsprechend rund 4,9 Gigawatt höher als im *Kohlekonsenspfad 2040*.

- In der *Konsolidierungsphase* werden im *Kohlekonsenspfad 2040* zwischen 2026 und 2035 insgesamt rund 3,8 Gigawatt (3,0 Gigawatt Braunkohlekraftwerke; 0,8 Gigawatt Steinkohlekraftwerke) mehr stillgelegt als im Referenzszenario. Dadurch verbleiben in der Referenzentwicklung im Jahr 2035 noch rund 19,6 Gigawatt Kohlekraftwerke am Netz. Im *Kohlekonsenspfad* sind es insgesamt 10,8 Gigawatt.
- In der *Ausstiegsphase* gehen im *Kohlekonsenspfad 2040* schließlich alle verbleibenden Kohlekraftwerke entlang des Abschaltplans vom Netz. In der Referenzentwicklung kommt es hingegen nur zu geringen Kapazitätsveränderungen, wodurch im Jahr 2040 noch rund 9,5 Gigawatt Braunkohlekraftwerke und 8,5 Steinkohlekraftwerke am Netz sind.

Installierte Kohle-Kapazität im Referenzszenario und im vorgeschlagenen Kohlekonsenspfad 2040

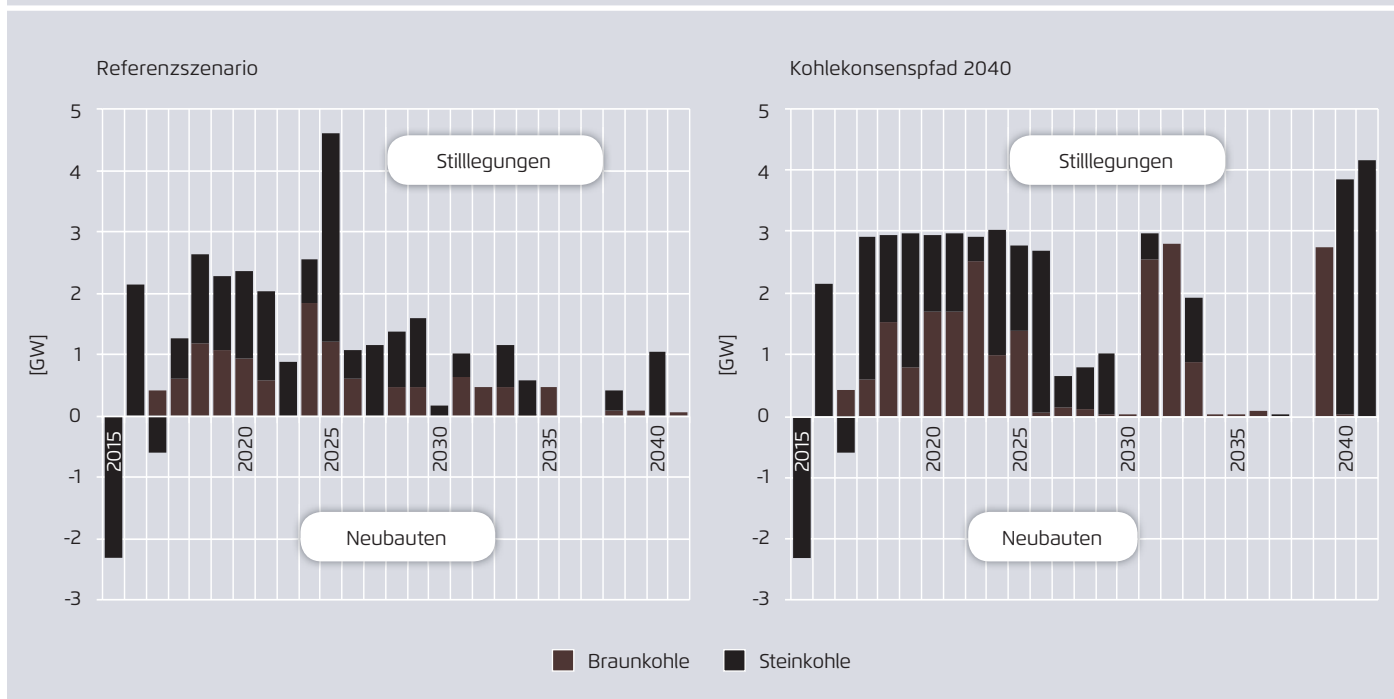
Abbildung 5



Eigene Darstellung

Jährliche Stilllegungen im Referenzszenario und im vorgeschlagenen Kohlekonsenspfad 2040

Abbildung 6



Eigene Darstellung

jeweils zum 1.1.

Eckpunkt 5: Verzicht der nationalen Politik auf zusätzliche Klimaschutzregelungen für Kohlekraftwerke über den Abschaltplan hinaus

Die Bundesregierung legt sich verbindlich fest, einerseits keine Regelungen zusätzlich zum vereinbarten Abschaltfahrplan zu ergreifen, die die weitere Nutzung der Kohle einseitig diskriminieren würden. Andererseits werden jedoch auch keine Stilllegungsprämien für die Abschaltung von Kohlekraftwerken gewährt.

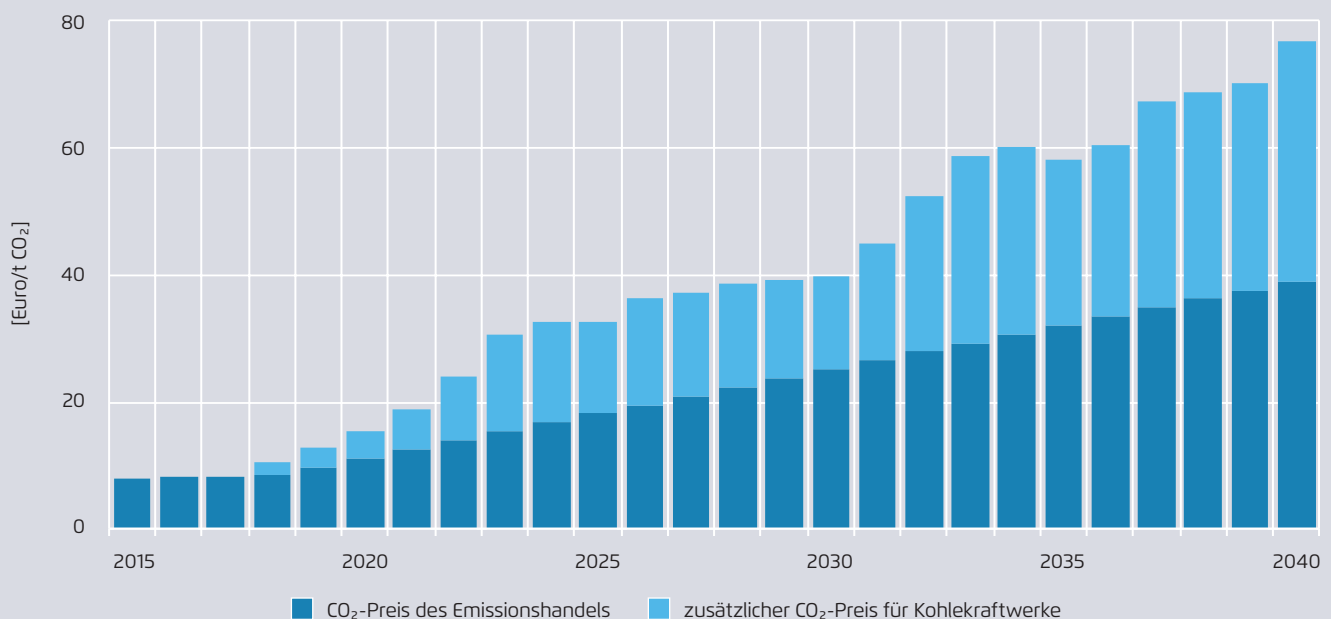
Ein Kohlekonsens auf Basis eines Abschaltfahrplans mit Restlaufzeiten lehnt sich an die Regelungen des Atomkonsenses des Jahres 2000 an – und erteilt damit bewusst den beiden im Jahr 2015 zur Alternative gestellten Optionen eine Absage: Es gäbe somit weder einen zusätzlichen CO₂-Preis für Kohlekraftwerke, wie er im Frühjahr 2015 vom Bundeswirtschaftsministerium vorgeschlagen wurde, noch eine Fortsetzung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft, wie sie nun für 2016 bis 2023 implementiert wird. Der Grund hierfür ist, dass beide Modelle hohe Geldtransfers mit sich bringen und somit hohe Umverteilungseffekte verursachen.

Würde der schrittweise Ausstieg aus der Kohleverstromung entlang des *Kohlekonsenspfades 2040* auf Basis einer zusätzlichen CO₂-Bepreisung für Kohlekraftwerke geregelt, müsste ein kohlespezifischer zusätzlicher CO₂-Preis im Jahr 2025 etwa 15 Euro je Tonne betragen. Bis 2035 müsste er auf 26 Euro je Tonne und bis 2040 auf knapp 40 Euro je Tonne weiter steigen (siehe Kapitel 5).⁶³ Daraus ergäbe sich im Jahr 2040 ein CO₂-Gesamtpreis für Kohlekraftwerke von rund

63 Aufgrund der Anpassung des Kapazitätsverlaufs ergeben sich im *Kohlekonsenspfad 2040* gegenüber dem *mittleren Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2040)* leichte Ergebnisabweichungen für die Jahre 2038, 2039 und 2040.

Notwendige Höhe eines zusätzlichen CO₂-Preises für Kohlekraftwerke für eine Emissionsreduktion entsprechend des vorgeschlagenen Kohlekonsenspfades 2040

Abbildung 7



Eigene Darstellung

80 Euro je Tonne (siehe Abbildung 7).⁶⁴ Im Ergebnis würden die Kohlekraftwerke sukzessive aus dem Markt gedrängt, verbunden mit entsprechenden Einkommenstransfers von den Kohlekraftwerksbetreibern an den Staat. Zudem hätte dies in den Stunden, in denen diese älteren Kohlekraftwerke den Marktpreis setzen, entsprechend höhere allgemeine Börsenstrompreise zur Folge.

Würde der schrittweise Ausstieg entlang des *Kohlekonsenspfades 2040* hingegen auf Basis einer Stilllegungsprämie für alle Kohlekraftwerke erfolgen (ähnlich dem Prinzip der Sicherheitsbereitschaft, wie sie im aktuellen Strommarktgesetz vorgesehen ist), so würde eine solche Reserve sehr

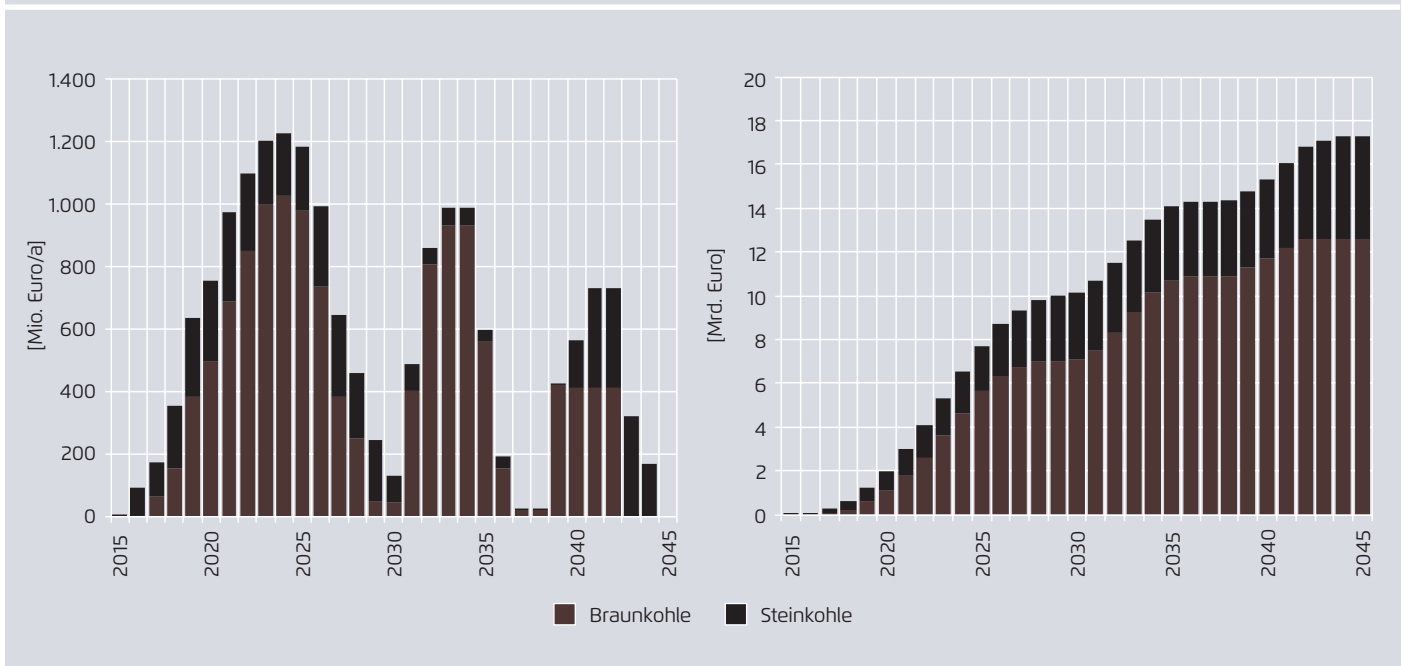
schnell sehr teuer (siehe Kapitel 5).⁶⁵ Überschlüssig würde beispielsweise die jährliche Stilllegung von drei Gigawatt an Kohlekraftwerken in der Einstiegsphase in den 2020er Jahren bei einer vierjährigen Verweildauer in der Sicherheitsbereitschaft zeitweise zu einer 12-Gigawatt-Kohlereserve führen.

Eine Reserve solchen Umfangs wäre jedoch weder energie-wirtschaftlich notwendig (12 Gigawatt entsprechen knapp dem Dreifachen der aktuell benötigten Kapazitätsreserve), noch aufgrund langer Vorwarnfristen technisch sinnvoll einsetzbar. Zudem würden immense Zusatzkosten zu Lasten der Stromverbraucher generiert: Unterstellt man für die Vergütung von Braunkohlekraftwerken in einer künftigen Reserve etwa die gleichen Erstattungsprämien, wie sie derzeit in der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft bezahlt

64 Diese zusätzlichen CO₂-Preise ergeben sich im *enervis*-Modell auf Basis der jeweiligen Kohle- und Gaspreisannahmen. Unterschiedliche Brennstoffpreisannahmen würden zwar auch zu unterschiedlichen CO₂-Preisen führen; aufgrund des Preisunterschieds von Braunkohle- und Gaspreisen sind CO₂-Gesamtpreise von 80 Euro je Tonne zur Abschaltung der letzten Braunkohlekraftwerke jedoch insgesamt plausibel.

65 Aufgrund der Anpassung des Kapazitätsverlaufs ergeben sich im *Kohlekonsenspfad 2040* gegenüber dem mittleren *Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2040)* leichte Ergebnisabweichungen für die Jahre 2038, 2039 und 2040.

Notwendige Zahlungen (jährlich und kumuliert) an Kohlekraftwerksbetreiber bei einer jeweils vierjährigen Kohlereserve für einen Kapazitätsrückbau entsprechend dem vorgeschlagenen Kohlekonsenspfad 2040 Abbildung 8



Eigene Darstellung

werden (149 Euro je Kilowatt und Jahr), und für Steinkohlekraftwerke eine etwas über den durchschnittlichen Fixkosten liegende Vergütung (40 Euro je Kilowatt und Jahr), dann würde die Stilllegungsprämien bis zu 1,2 Milliarden Euro pro Jahr betragen. Bis 2045 wären in Summe Zusatzkosten in einer Gesamthöhe von rund 18 Milliarden Euro zu erwarten.

Der Vorschlag von Agora Energiewende, keinen der beiden Ansätze zu verfolgen, dient deshalb dem Ausgleich von Interessen: Es kommt weder zu hohen Einkommenstransfers von den Betreibern der Kohlekraftwerke hin zur Allgemeinheit – noch andersherum von der Allgemeinheit zu den Kraftwerksbetreibern. Bestandteil eines solchen Interessenausgleichs wäre aber – analog zum Atomkonsens – auch die verbindliche Zusicherung der Bundesregierung, künftig keine Initiative zu ergreifen, mit der die Kohleverstromung einseitig über die im Rahmen des Konsens vereinbarten Maßnahmen hinaus verteuert wird.

Eckpunkt 6: Kein Aufschluss weiterer Braunkohletagebaue und Verzicht auf Einleitung neuer Umsiedlungsprozesse

Aufgrund des verringerten Braunkohlebedarfs bei einer sukzessiven Abschaltung der Kraftwerke bis 2040 ist kein Neuaufschluss von Braunkohletagebauen oder Tagebauteilabschnitten mehr notwendig. Auf die Umsiedlung zahlreicher Dörfer kann verzichtet werden.

Ein Aufschluss neuer Braunkohletagebaue sowie bisher nicht erschlossener Tagebauabschnitte ist mit den mittel- und langfristigen Klimaschutzzielen Deutschlands nicht vereinbar und bei einem Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2040 auch nicht nötig.

Die auf den Ergebnissen von *enervis energy advisors* basierenden weiterführenden Analysen zeigen, dass der Braunkohlebedarf entlang des *Kohlekonsenspfades 2040* in allen

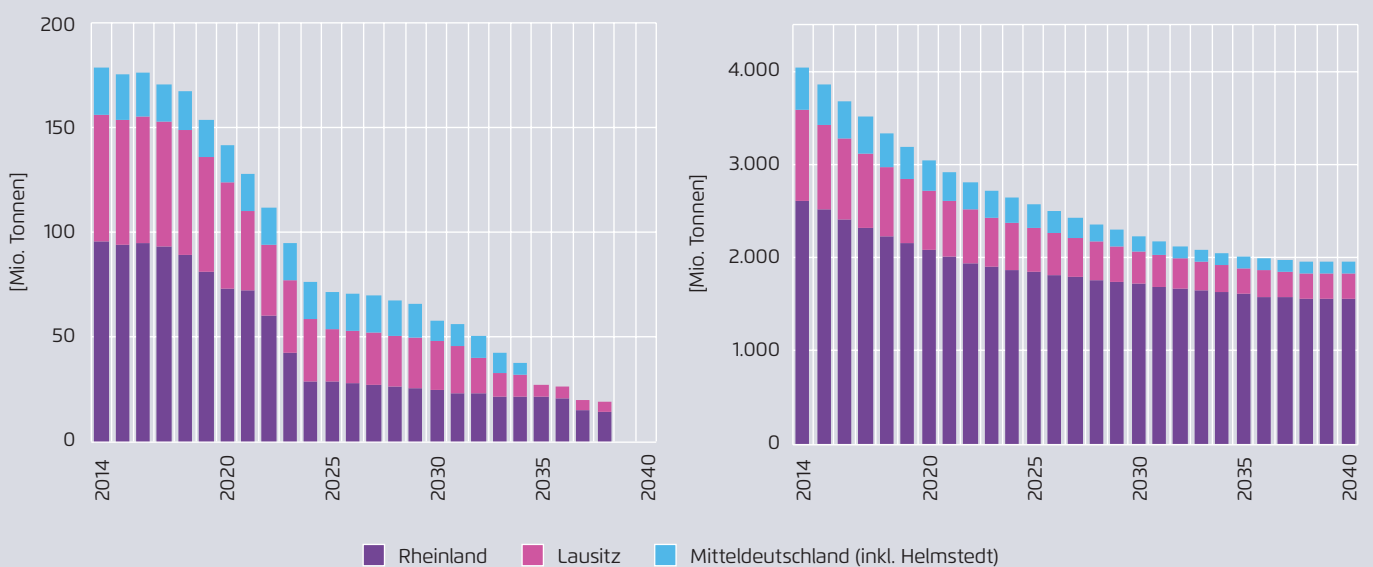
drei noch aktiven Braunkohlerevieren gegenüber dem heutigen Niveau deutlich rückläufig ist (siehe Kapitel 6):⁶⁶

→ Im Rheinischen Revier sinkt der jährliche Braunkohlebedarf von derzeit 96 Millionen Tonnen aufgrund der Kraftwerksstilllegungen auf nur noch 25 Millionen Tonnen im

⁶⁶ Aufgrund der Anpassung des Kapazitätsverlaufs ergeben sich im *Kohlekonsenspfad 2040* gegenüber dem *mittleren Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2040)* leichte Ergebnisabweichungen für die Jahre 2038, 2039 und 2040.

Entwicklung der jährlichen Braunkohleförderung und der in den Tagebauen verbleibenden Restmengen in den Revieren im vorgeschlagenen Kohlekonsenspfad 2040

Abbildung 9



Eigene Darstellung

Jahr 2030. Im letzten Jahr des Betriebs im Jahr 2038 würden noch etwa 14 Millionen Tonnen benötigt.

- In der Lausitz geht der jährliche Braunkohlebedarf ebenfalls von heute etwa 61 Millionen Tonnen auf nur noch 23 Millionen Tonnen im Jahr 2030 zurück. Im letzten Betriebsjahr von Braunkohlekraftwerken im Jahr 2038 werden schließlich nur noch rund fünf Millionen Tonnen benötigt.
- In Mitteldeutschland wird das derzeitige Niveau von rund 20 Millionen Tonnen Braunkohlebedarf bis 2030 auf jährlich 10 Millionen Tonnen abgesenkt und bis zur Stilllegung des letzten Braunkohlekraftwerks im Jahr 2032 schließlich vollständig eingestellt.

Zur Deckung des Braunkohlebedarfs sind die derzeit erschlossenen Tagebaue auch unter Berücksichtigung differierender Braunkohlequalitäten in den unterschiedlichen Tagebauen und verfügbarer Förder- und Transportkapazitäten ausreichend. Ein Neuaufschluss neuer Tagebauabschnitte ist deshalb in keinem der drei Reviere energiewirtschaftlich erforderlich (siehe Abbildung 9).

Für das Rheinische Revier hätte der Verzicht auf den Neuaufschluss von Tagebauen keine Auswirkungen, da hier aktuell keine Tagebauerweiterungen vorgesehen sind. So stehen auch unter Berücksichtigung der im Jahr 2015 erfolgten Braunkohleleitentscheidung der nordrhein-westfälischen Landesregierung zur Verkleinerung des Tagebaus Garzweiler II im gesamten Revier ausreichende Braunkohlemengen zur Verfügung.

Für die Lausitz hätte dies zur Folge, dass auf die von Vattenfall derzeit noch geplanten Neuaufschlüsse der Tagebaue Nochten II, Welzow-Süd II sowie Jänschwalde Nord verzichtet werden könnte. In Mitteldeutschland ist der mögliche Neuaufschluss des Tagebaus Lützen hinfällig, da dieser nur im Fall des Neubaus eines Braunkohlekraftwerks am Standort Profen notwendig geworden wäre.

Aufgrund des Verzichts auf den Aufschluss neuer Braunkohletagebaue kann auch auf die geplante Umsiedlung zahlreicher Orte verzichtet werden. Dies betrifft vor allem die Lausitz, in der demzufolge die Bewohner der Orte Rohne,

Mulknitz, Schleife, Mühlrose, Trebendorf (Nochten II), Proschim, Welzow (Welzow-Süd II) sowie Grabko, Kerkwitz und Atterwasch (Jänschwalde Nord) in ihren Dörfern bleiben könnten. In Mitteldeutschland könnte die Nutzung der bestehenden Tagebaue so ausgelegt werden, dass eine Umsiedlung des Ortes Pödelwitz nicht mehr notwendig wäre.

Im Rheinischen Revier hat die nordrhein-westfälische Landesregierung im Rahmen ihrer Leitentscheidung bereits den Verzicht auf die Umsiedlung der Orte Holzweiler, Dackweiler und Hauerhof angekündigt. Darüber hinaus ermöglicht der gesunkene Braunkohlebedarf grundsätzlich die vorzeitige Stilllegung eines der beiden Tagebaue Hambach oder Garzweiler etwa Mitte der 2020er Jahre. Das ist jedoch abhängig von der betriebswirtschaftlichen Optimierung des Tagebaubetriebes sowie der von den Tagebauen belieferten Kraftwerke. Die entsprechende Verkleinerung der Tagebaue Garzweiler II und/oder Hambach (und damit einhergehend die Frage, ob es in der Folge zu einer Neubewertung bezüglich der bereits beschlossenen Umsiedlungen kommen sollte) wäre Bestandteil einer fortentwickelten Regional- und Landesplanung, die die Landesregierung in Nordrhein-Westfalen vornehmen würde.

Eckpunkt 7: Finanzierung der Folgekosten von Braunkohletagebauen über eine Abgabe auf die künftig noch geförderte Braunkohle

Zur Finanzierung der Rekultivierungs- und Nachsorgekosten nach Beendigung des Braunkohletagebaubetriebs wird eine Stiftung gegründet. Die Stiftung erhält die benötigten Mittel aus einer Abgabe auf jede in Zukunft bis 2040 noch geförderte Tonne Braunkohle. Die Höhe der Abgabe wird auf Basis eines zu erarbeitenden Gutachtens über die Höhe der Folgekosten festgelegt. Erwartet werden Kosten von etwa 2,5 Euro je MWh Braunkohlestrom.

Mit der absehbaren Beendigung des Braunkohletagebaus in Deutschland stellt sich – analog zur Beendigung des Steinkohlebergbaus sowie des Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie – die Frage nach der Finanzierung der bergbaubedingten Folgekosten nach dem Ausstieg aus der Kohleverstromung. Der transparente Umgang hiermit ist zwin- gender Bestandteil eines Kohlekonsens, denn anders als im aktuell hoch strittigen Fall der Kernenergie besteht hier noch die Möglichkeit, viele Jahre vor Eintreten der größ- ten Nachsorgeverpflichtungen eine dauerhaft sinnvolle und tragfähige Lösung für alle Beteiligten zu vereinbaren.

Laut Bundesberggesetz sind die Betreiber von Braunkoh- letagebauen derzeit dazu verpflichtet, die mit dem Auf- schluss von Tagebauen verbundenen Folgekosten zu tragen sowie die genutzten Flächen nach Ende der Fördertätigkeit zu rekultivieren. Um diesen Verpflichtungen nachzukom- men, haben die braunkohlebergbaubetriebenden Unterneh- men in ihren Unternehmensbilanzen im Jahr 2014 Rück- stellungen im Umfang von insgesamt 4,1 Milliarden Euro gebildet, von denen der Großteil auf die Unternehmen RWE und Vattenfall entfällt.⁶⁷ Bei Rückstellungen handelt es sich um Passivposten in den Unternehmensbilanzen, die durch entsprechende positive Vermögenswerte bilanziell ge- deckt werden. Sowohl im Fall von RWE als auch bei Vat- tenfall stellen *Sachanlagen* den Hauptteil der langfristigen positiven Vermögenswerte (RWE: 57 Prozent; Vattenfall: 73 Prozent). Unter *Sachanlagen* ist insbesondere der Wert des bestehenden Kraftwerksparks zu verstehen, der sich wieder- um aus den noch erwarteten Erlösen der Kraftwerke ablei- tet. Konkret bedeutet das, dass das Geld zur Deckung der aus

dem Braunkohlebergbau resultierenden Verpflichtungen von den Tagebaubetreibern noch über den zukünftigen Kraft- werksbetrieb erwirtschaftet werden muss.

Aus der derzeitigen Regelung ergeben sich folgende Nach- teile für die Allgemeinheit und die Betreiber:

- **Angemessene Höhe der Rückstellungen offen:** Es ist un- klar, ob die von den Betreibern gebildeten Rückstellun- gen in Höhe von 4,1 Milliarden Euro zur Deckung der Tagebaufolgeverpflichtungen tatsächlich ausreichend sind. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der bisherigen Erfahrung, dass „Sanierungsmaßnahmen oftmals länger, umfangreicher und damit kostenintensiver als zunächst vorgesehen verlaufen.“⁶⁸
- **Verfügbarkeit der Rückstellungen unsicher:** Die bilan- zielle Deckung der Bergbaufolgekosten erfolgt zu wesent- lichen Anteilen durch die noch erwarteten Erlöse des bestehenden Kraftwerksparks. Die zukünftige Erlösent- wicklung wird jedoch ganz wesentlich durch Brennstoff-, CO₂- und Strompreisentwicklungen sowie mögliche Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen mitbestimmt. Erlösprognosen sind somit stark annahme- getrieben. Zudem ist offen, ob die Kohlebergbaubetreiber oder ihre Rechtsnachfolger nach Schließung der Gru- ben noch solvent genug sein werden, um die Ansprüche zu bedienen. Ist ein Betreiber jedoch aus gleich welchen Gründen nicht in der Lage, für die gesamten Bergbaufol- gekosten selbst aufzukommen, sind diese von der All- gemeinheit zu tragen. Die Allgemeinheit hat somit ein

67 RWE (2015), Vattenfall (2015), MIBRAG (2013), FÖS (2014).

68 FÖS (2014).

berechtigtes Interesse an der Überführung der bergbau- bedingten Rückstellungen in liquide Rücklagen.

→ **Bilanzierung der Rückstellungen als Hindernis für wirtschaftliche Entwicklung:** Im Zuge der Diskussion um die Rückstellungen für den Rückbau und die Endlagerung der Kernkraftwerke haben die Kernkraftwerksbetreiber die Einrichtung einer öffentlichen Atomstiftung vorgeschlagen, in die die Rückstellungen ganz oder teilweise eingebracht werden sollen und gleichzeitig die Aufgaben des Rückbaus und/oder der Endlagerung auf die Atomstiftung übertragen werden. Der Vorteil des Vorschlags eines Fonds liegt darin, dass es angesichts der derzeit geltenden Rechtslage für die betroffenen Unternehmen schwierig ist, sich an den Finanzmärkten frisches Kapital zur Erschließung neuer Geschäftsfelder zu besorgen. Vergleichbares gilt für die Frage der Langfristlasten im Bereich der Braunkohle.

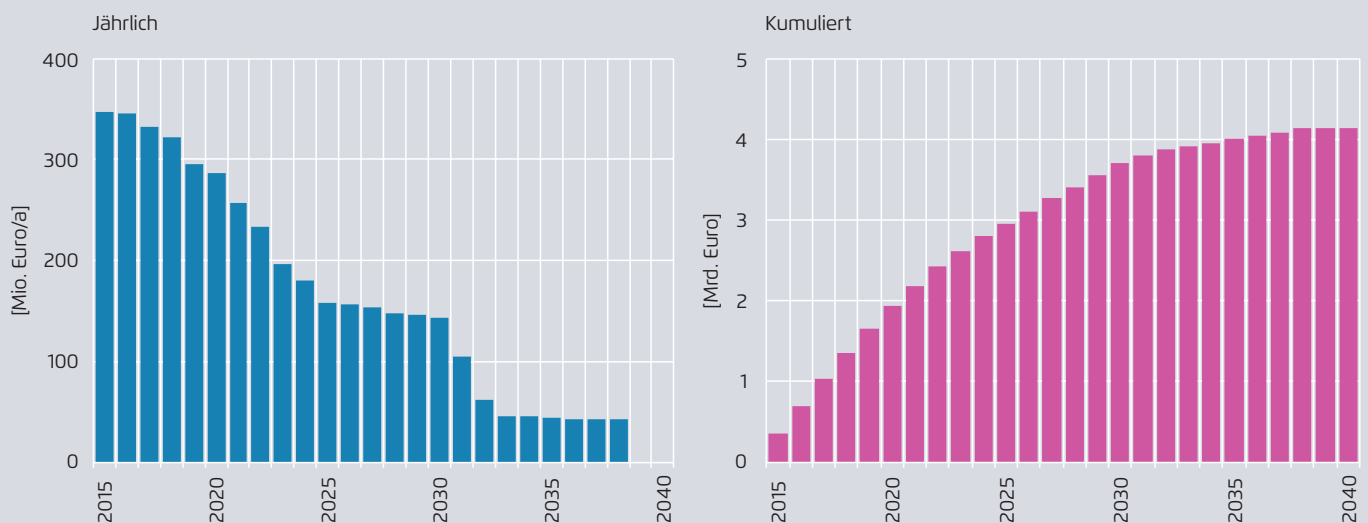
Zur Sicherung der Finanzierung der bergbaubedingten Nachsorgekosten, die nach dem Ausstieg aus der Braunkohle-

leverstromung anfallen werden, wird deshalb das folgende dreistufige Verfahren vorgeschlagen:

- In einem ersten Schritt wird – analog zum KPMG- Gutachten 2006 zur Berechnung der Ewigkeitslasten im Bereich des Steinkohlebergbaus im Vorfeld des Steinkohleausstiegs 2007 – im Wege eines unabhängigen Gutachtens im Auftrag der Bundesregierung geprüft, wie hoch die zu erwartenden bergbaubedingten Nachsorge- und Folgekosten voraussichtlich ausfallen werden. Für die Prüfung werden die Vereinbarungen zum Ausstieg aus der Kohleverstromung und der Beendigung der Tagebaue bis 2040 zu Grunde gelegt.
- In einem zweiten Schritt wird ab dem Jahr 2018 eine Braunkohle-Nachsorgeabgabe eingeführt, die pro geförderte Tonne Braunkohle erhoben und kontinuierlich abgeführt wird. Die Abgabe wird in einen öffentlich-rechtlichen „Fonds zur Rekultivierung der Tagebaue und Finanzierung der Folgekosten des Braunkohlebergbaus“ überführt, der in Form einer Stiftung organisiert wird.

Entwicklung der jährlichen sowie kumulierten Beitragszahlungen* in einen „Fonds zur Rekultivierung der Tagebaue und Finanzierung der Folgekosten des Braunkohlebergbaus“ auf Basis einer Abgabe auf die zukünftige Stromerzeugung aus Braunkohle

Abbildung 10



Eigene Darstellung

*basierend auf der erwarteten Braunkohleerzeugung im Kohlekonsenspfad 2040 (entsprechend Eckpunkt 4) sowie einer Braunkohle-Nachsorgeabgabe in Höhe von 2,5 Euro je MWh.

Diese übernimmt die Rekultivierungsaufgabe nach Beendigung der Nutzung des Tagebaus.⁶⁹ Die während des laufenden Betriebs der Tagebaue notwendigen Rekultivierungsmaßnahmen verbleiben wie gehabt in der Verantwortung der Tagebaubetreiber.

→ Die Braunkohletagebaubetreiber könnten dann ab 2018 ihre Rückstellungen für die Rekultivierungsmaßnahmen nach Beendigung des Tagebaus auflösen, denn die hierfür notwendigen Mittel würden ja über die Braunkohle-Nachsorgeabgabe generiert. Damit würden ihre Bilanzen um diesen Punkt bereinigt.

Da die Braunkohle im Wesentlichen in der Stromerzeugung genutzt wird, erhöht eine solche Abgabe die variablen Kosten der Braunkohlenutzung. Geht man davon aus, dass die bisherigen Rückstellungen ein geeigneter Indikator für die bergbaubedingten Nachsorge- und Folgekosten der Braunkohletagebaue nach vollzogenem Kohleausstieg sind und knüpft diese an die im Rahmen eines *Kohlekonsenspfades 2040* noch zu erwartende Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken,⁷⁰ so läuft dies auf eine Braunkohle-Nachsorgeabgabe in Höhe von etwa 2,5 Euro je MWh hinaus.⁷¹ Eine Erhöhung der Grenzkosten von Braunkohlestrom in einer solchen Größenordnung ist für alle Beteiligten verkraftbar, ändert kaum etwas an der Stellung der Braunkohle in der Merit Order vor Steinkohle- und Gaskraftwerken und schafft sowohl für die Allgemeinheit als auch für die Betreiber Planungssicherheit. Andernfalls droht im Jahr 2030, kurz vor der endgültigen Schließung zahlreicher Braunkohletagebaue, beim Thema Braunkohle-Nachfolgekosten eine

ähnliche Debatte, wie sie aktuell zur Frage der Rückbauverpflichtungen und Endlagerlasten der Kernenergie geführt wird.

Alternativ zu dem hier vorgeschlagenen Vorgehen wäre es auch möglich, die bergbaubetriebenden Unternehmen zu verpflichten, die Rückstellungen nicht nur bilanziell, sondern auch tatsächlich liquide in Form von Rücklagen vorzuhalten und für die Vorhaltung und Nutzung dieser Rücklagen gesetzliche Regelungen vorzusehen. Alternativ wäre es auch denkbar, den öffentlich-rechtlichen Fonds wie vorgeschlagen einzurichten, ihn jedoch statt aus der vorgeschlagenen Abgabe aus einer verpflichtenden Überführung der derzeitigen bilanziellen Rückstellungen zu speisen. Die sinnvollste Lösung des Themas sollte im Kontext der Kohlekonsensgespräche zwischen Bund, Ländern und Betreibern vereinbart werden. In jedem Fall ist es jedoch notwendig, im Kontext des Kohlekonsenses eine langfristig tragfähige Übereinkunft über die Finanzierung der langfristigen Rekultivierungsaufgaben zu treffen, da sonst gegebenenfalls hohe Folgekosten bei den jeweiligen Bundesländern verbleiben würden.

69 Für einen Teil der ostdeutschen Tagebaue besteht bereits eine solche bundeseigene Gesellschaft (LMBV), die die Rekultivierung der alten Tagebaue aus DDR-Zeiten derzeit übernimmt. Diese könnte auch mit der Durchführung der Rekultivierung der Braunkohletagebaue nach Ende ihrer Nutzung beauftragt werden.

70 Denkbar wäre beispielsweise auch eine Zahlungsbindung an die noch zur Stromerzeugung geförderte Braunkohle.

71 Für ihre bergbaubedingten Verpflichtungen haben die Energieversorger im Jahr 2014 insgesamt 4,1 Milliarden Euro an Rückstellungen gebildet. Dividiert man die gebildeten Rückstellungen durch die bei einem *Kohlekonsenspfad 2040* noch zu erwartende Braunkohleerzeugung, so ergibt sich eine durchschnittliche Braunkohle-Nachsorgeabgabe in Höhe von etwa 2,5 Euro je MWh.

Eckpunkt 8: Aktive Gestaltung und dauerhafte finanzielle Absicherung des ausstiegsbedingten Strukturwandels über einen Strukturwandelfonds

Im Bundeshaushalt wird ein „Strukturwandelfonds Braunkohleregionen“ eingestellt, der über die gesamte Transformationsphase mit jährlich 250 Millionen Euro ausgestattet wird. Die Aufteilung auf die Regionen erfolgt entsprechend der Zahl der in den einzelnen Revieren betroffenen Arbeitsplätze. Über die Verwendung der Mittel entscheiden die jeweiligen Landesregierungen.

Der hier vorgeschlagene schrittweise Kohleausstieg verursacht zwar für die deutsche Wirtschaft insgesamt kein erhebliches Strukturwandel-Problem, wohl aber für einzelne Regionen. Im Rheinischen Revier, in der Lausitz und im Mitteldeutschen Braunkohlerevier wurde und wird der Brennstoff gefördert und verbrannt, der die Wirtschaft in Ost und West über mehr als ein halbes Jahrhundert zuverlässig mit Strom versorgt hat. Das alte Geschäftsmodell kann in Zeiten des Klimawandels nicht dauerhaft fortgesetzt werden. Neues muss also das Alte ersetzen. Die Gestaltung des Strukturwandels in den Braunkohlerevieren, aus denen 2015 noch etwa ein Viertel des in Deutschland erzeugten Stroms stammte, muss deshalb integraler Bestandteil der Energiewende und eines jeden Kohlekonsums sein.

Für den geordneten, sozialverträglichen und zeitgemäßen Umgang mit dem energiewendebedingten Strukturwandel benötigen sowohl die betroffenen Beschäftigten und ihre Familien als auch die Regionen, in denen der Strukturwandel stattfindet und gestaltet wird, eine aufeinander abgestimmte Unterstützung. Die Unterstützung muss hohen Qualitätsmerkmalen genügen, um bei den Betroffenen selbst, in den Gebietskörperschaften und auch den Bundesländern, in denen sich die Hotspots der Energiewende befinden, Vertrauen in die Tragfähigkeit und Dauerhaftigkeit der Hilfen zu schaffen.

Aufeinander abgestimmte Unterstützung heißt, dass der Strukturwandel in den Braunkohlerevieren im Wege intensiver Kooperation aller politischen Ebenen (EU, Bund, Länder, Regionen) und in engem Austausch mit den Betroffenen selbst sozialverträglich und zielgerichtet gestaltet wird. Die Bewältigung des mit der Energiewende einhergehenden Strukturwandels geht in den Braunkohlerevieren über be-

währte Instrumente wie Anpassungshilfen, Frühverrentung, Sozialpläne und andere Kompensationsmaßnahmen für die Betroffenen hinaus. Er legt insbesondere durch finanzielle und sonstige Unterstützung von Initiativen sowohl aus der Wirtschaft und als auch aus der Zivilgesellschaft vor Ort den Grundstein für eine auf die Zukunft gerichtete nachhaltige Entwicklung der betroffenen Regionen.

Dem Bund kommt bei der Bewältigung des Strukturwandels in den Braunkohlerevieren die zentrale Verantwortung zu. Dafür gibt es einen logischen Grund: Der politisch-gesellschaftliche Rahmen für die Energiewende und den Klimaschutz wurde und wird im Kern auf bundes- und zunehmend auch auf europäischer oder sogar globaler Ebene gesetzt, wie die Klimakonferenz von Paris erneut bestätigt hat. Deshalb ist die Bewältigung tiefgreifender Folgen und ihre Wendung hin zu einer positiven, zukunftsfesten Regionalentwicklung vor allem eine Aufgabe der überregionalen politischen Ebenen. Die an den Hotspots der Energiewende existenziell Betroffenen erwarten zu Recht die Solidarität und praktische Unterstützung der Ebenen von Politik und Zivilgesellschaft, die die Energiewende zwar gut begründet, jedoch über „ihre Köpfe hinweg“ beschlossen haben und damit gewachsene Strukturen zur Disposition stellen.

Deshalb muss in erster Linie der Bund verlässliche und dauerhafte Instrumente zur Bewältigung des energiewendebedingten Strukturwandels schaffen, die über die bereits existierenden Strukturmittel für strukturschwache Regionen hinausgehen. Ein solches Engagement des Bundes ist nicht nur notwendig, sondern auch möglich. Der bevorstehende Strukturwandel, der teilweise schon begonnen hat, kann mit deutlich höheren Erfolgsaussichten gemeinsam mit den Betroffenen gestaltet und bewältigt werden als die weit grö-

ßer dimensionierten historischen Vorbilder. Deutschland ist heute ein wohlhabenderes Land als die alte Bundesrepublik, die in den 1970er Jahren mit dem Strukturwandel im westdeutschen Steinkohlebergbau konfrontiert war. Und es ist auch ein wohlhabenderes Land als die junge neue Bundesrepublik, die zu Beginn der 1990er Jahre den (Teil-) Zusammenbruch des Braunkohlebergbaus in Ostdeutschland bewältigen musste.

Ein sachlich konsistent begründeter Bezugsrahmen koppelt die Höhe der Strukturhilfen für die Braunkohleregionen an den Teil der Wertschöpfung der Braunkohlewirtschaft, der durch die vorzeitige Schließung von Braunkohlekraftwerken und die verminderten Braunkohle-Fördermengen gegenüber der Referenzentwicklung schrittweise verloren geht. Derzeit generiert ein Arbeitsplatz in der Braunkohlewirtschaft nach Angaben des Bundesverbands Braunkohle (DEBRIV) eine direkte und indirekte Bruttowertschöpfung von rund 300.000 Euro pro Jahr.⁷² Vergleicht man die im *Business-as-usual*⁷³ zu erwartende Wertschöpfung mit der erwarteten Wertschöpfung im Rahmen des vorgeschlagenen *Kohlekonsenspfades 2040*, so führt dies im Zeitraum 2015 bis 2040 zu einem Bruttowertschöpfungsverlust in Höhe von insgesamt 17,6 Milliarden Euro. Das entspricht im Durchschnitt der 25 Jahre etwa 700 Millionen Euro jährlich.

Agora Energiewende schlägt deshalb vor, dass der Bundeshaushalt einen Strukturförderfonds für die betroffenen Regionen („Strukturwandelfonds Braunkohleregionen“) auflegt, der über die gesamte Transformationsphase mit jährlich 250 Millionen Euro ausgestattet wird. Die Summe entspricht also einem guten Drittel (35 Prozent) der durch den Kohleausstieg sinkenden Bruttowertschöpfung der Braunkohlewirtschaft. Ziel der Maßnahme ist es, induziert durch die ausgeschütteten Strukturhilfen eine vergleichbare Zahl neuer Arbeitsplätze in der Region zu schaffen wie durch die

vorzeitige Abschaltung von Braunkohlekraftwerken und das Zurückfahren der Braunkohle-Tagebaue im Laufe von 25 Jahren verloren gehen werden. Die hier gewählte implizite Förderquote von gut einem Drittel entspricht etwa auch der Investitions-Förderquote des Bundesprogramms für strukturschwache Regionen (Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der regionalen Wirtschaftsstruktur“, GRW), das für 2016 mit 624 Millionen Euro ausgestattet ist.⁷⁴ Zudem sind mit den neuen Arbeitsplätzen ebenfalls indirekte Wertschöpfungseffekte verbunden, die wiederum Multiplikatoreffekte auslösen.

Die Summe von 250 Millionen Euro soll zweckgebunden für die Wirtschafts- und Strukturförderung in den betroffenen Regionen eingesetzt werden und anteilmäßig entsprechend der Zahl der aus den jeweiligen Bundesländern in der Braunkohleindustrie Beschäftigten auf die Braunkohlereviere aufgeteilt werden. Im Ergebnis würde dies dazu führen, dass der Fonds etwa hälftig auf West- und Ostdeutschland aufgeteilt würde. Mit dieser Summe wird es gelingen, in den jeweiligen Regionen eine neue wirtschaftliche Dynamik zu entfachen, zumal in den Anfangsjahren die Summe von 250 Millionen Euro die wegfallende Wertschöpfung deutlich übersteigt, weil die Minderung von Braunkohleförderung und Stromerzeugung ja schrittweise erfolgt.⁷⁵

Die Fondsmittel sollten – analog zum GRW-Programm – durch die betroffenen Länder Nordrhein-Westfalen, Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt verwaltet werden. Die Vergabe der Mittel aus dem „Strukturwandelfonds Braunkohleregionen“ erfolgt nach einem geordneten Prüfverfahren autonom durch die Bundesländer, auf deren Territorien die betroffenen Regionen (Braunkohlereviere) gelegen sind. Denn die Bundesländer haben eine bessere Kenntnis über die Bedürftigkeit bestimmter Regionen und

72 Laut DEBRIV (2015) beträgt die gesamte Bruttowertschöpfung der Braunkohlewirtschaft im Jahr 2014 rund 6,5 Milliarden Euro. Bei derzeit noch rund 21.500 direkten Beschäftigten (Statistik der Kohlenwirtschaft (2015a/b)) entspricht dies ungefähr 300.000 Euro pro Arbeitsplatz und Jahr.

73 Referenzszenario (siehe Kapitel 5).

74 Deutscher Bundestag (2015b).

75 Zum Vergleich: Zusätzlich zu den Förderungen aus den europäischen Strukturfonds EFRE/ESF betrug die Wirtschaftsförderung im Jahr 2014 in ganz Brandenburg 230 Millionen Euro, in Sachsen 247 Millionen Euro und in Sachsen-Anhalt 156 Millionen Euro. Nordrhein-Westfalen besitzt zusätzlich zu den EFRE-Mitteln einen Sonderfonds für regionale Wirtschaftsförderung in strukturschwachen Regionen in Höhe von 84 Millionen Euro.

einer möglichst effizienten Mittelverwendung als der Bund oder die europäischen Institutionen.

Zu den Fördergegenständen des Fonds können zum Beispiel gehören:

- Aufbau einer Infrastruktur zur Regionalentwicklung in allen Regionen (zum Beispiel nach dem Vorbild der *Innovationsregion Rheinisches Revier* in Nordrhein-Westfalen, einer Institution, der es bisher allerdings an einer angemessenen finanziellen Ausstattung mangelt),
- Unterstützung von Initiativen aus den traditionellen Kraftwerksunternehmen,⁷⁶ z.B. zur Ansiedlung neuer Gaskraftwerke an den bisherigen Kohlekraftwerkstandorten,
- Unterstützung von Aktivitäten zur Ansiedlung neuer Energiestandorte im Bereich Erneuerbarer Energien und Energieeffizienz,
- gezielte Förderung und Ansiedlungshilfen für zivilgesellschaftliche Initiativen und Unternehmen, die zu einer (weiteren) Diversifizierung der regionalen Wirtschaftsstruktur außerhalb des Energiesektors beitragen,
- Infrastrukturförderung (insbesondere in Ostdeutschland), z.B. durch Förderung einer verbesserten Bahn-, Pkw- und IT-Anbindung der jeweiligen Regionen,
- Förderung intelligenter Nachnutzungen von stillgelegten Werks- und Kraftwerksflächen für Gewerbe und Industrie (z. B. Logistikzentren),
- Forschungsförderung mit dem Ziel, die betroffenen Regionen als innovative Energieregionen zu erhalten und auf neuer Grundlage fortzuführen (Erneuerbare Energien, Energieeffizienz),
- Entwicklung grenzüberschreitender Ansiedlungsperspektiven mit den Nachbarstaaten Polen, Belgien und den Niederlanden,
- Eröffnung von Möglichkeiten des Erfahrungsaustauschs mit Regionen im In- und Ausland, die im Verlauf von Strukturwandelphasen, erfolgreich Innovations- und Nachhaltigkeitsinitiativen umsetzen.⁷⁷

76 IÖW (2015).

77 Als Beispiel ist hier etwa die Initiative „*Sustainable Cleveland 2019*“ zu nennen, die in einer Kohleregion in den USA den regionalen Strukturwandel begleitet.

Eckpunkt 9: Gewährleistung der gewohnt hohen Versorgungssicherheit über den gesamten Transformationszeitraum

Die Politik stellt im Wege geeigneter Reserve- und Monitoring-Regelungen das gewohnt hohe Niveau der Versorgungssicherheit in Deutschland auch für die Zukunft sicher. Um größtmögliche Kosteneffizienz zu erreichen, werden notwendige Reserven möglichst technologieoffen ausgeschrieben und einem kontinuierlichen Überprüfungsprozess unterzogen – insbesondere ab dem Jahr 2025, wenn erwartungsgemäß ein Zubau neuer Gaskraftwerkskapazitäten notwendig wird. Am Ende des Ausstiegszeitraums wird ein Teil der dann abzuschaltenden letzten Steinkohlekraftwerke für einen Übergangszeitraum in eine Kapazitätsreserve überführt.

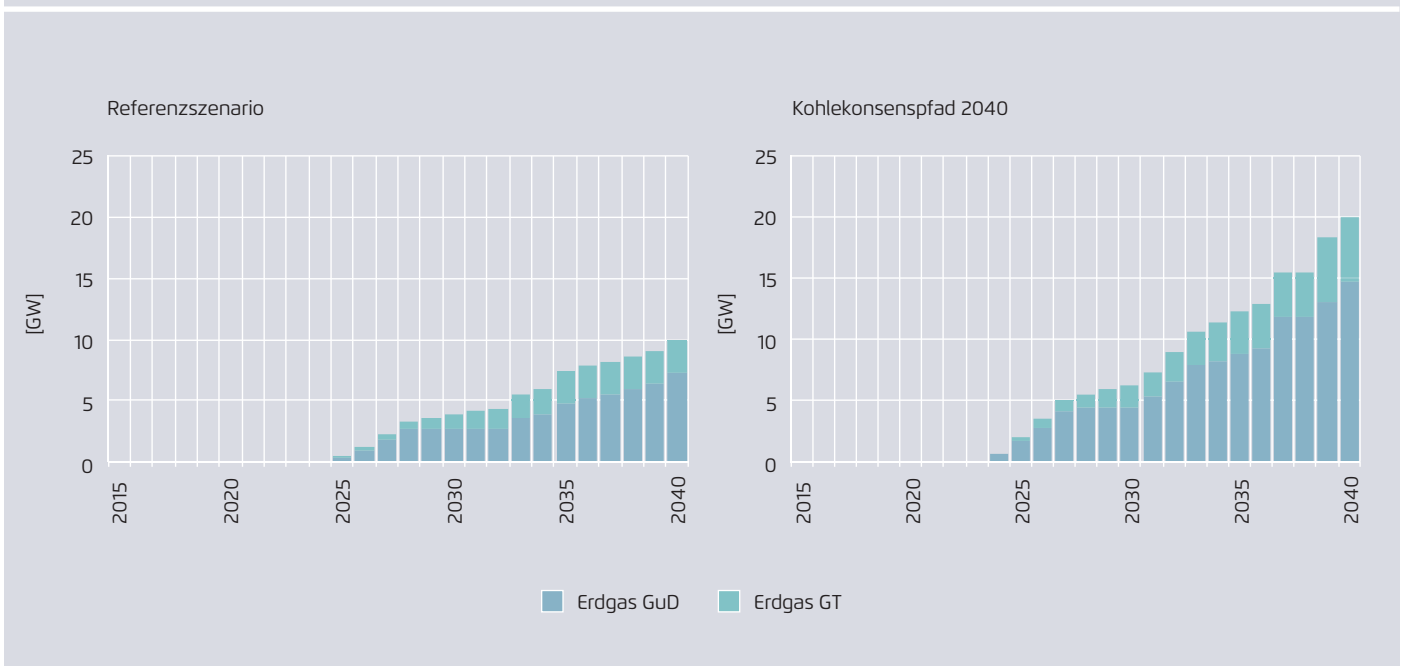
Deutschland verfügt im internationalen Vergleich über eine außergewöhnlich zuverlässige Stromversorgung. Der Strom fällt hier im Durchschnitt ungeplant nur 12 Minuten pro Jahr aus,⁷⁸ und keiner der Ausfälle ist dadurch bedingt, dass nicht genügend Kraftwerke zur Verfügung stünden, um Strom zum Zeitpunkt der Nachfrage zu produzieren. Das muss auch im Kontext des Kohleausstiegs so bleiben.

Dafür ist entscheidend, dass Risiken frühzeitig erkannt werden. Das Bundeswirtschaftsministerium führt dazu nach §51 EnWG ein regelmäßiges Monitoring zur Versorgungssicherheit durch, das künftig auch die regionale Integration der Strommärkte berücksichtigt. Das Zusammenwachsen des europäischen Strommarkts hilft, Versorgungssicherheit kostengünstiger zu gewährleisten. Denn im regionalen Verbund gleichen sich Lastspitzen und Erzeu-

78 BNetzA (2015).

Modellendogener Zubau von erdgasbefeuerten Anlagen im Referenzszenario und im vorgeschlagenen Kohlekonsenspfad 2040

Abbildung 11



Eigene Darstellung

gungskapazitäten aus, so dass insgesamt weniger Erzeugungskapazitäten benötigt werden.⁷⁹

Ein Teil der im Rahmen eines Kohleausstiegs stillgelegten Kraftwerkskapazitäten wird dessen ungeachtet durch neue inländische Gaskraftwerke ersetzt werden müssen, um die Stromnachfrage in Ergänzung zu den Erneuerbaren Energien zu bedienen und stets ausreichend Kapazität zur Verfügung zu haben. Zwar sorgt die im Modell unterstellte verfügbare Lastflexibilität dafür, dass nicht 1:1 jede wegfallende Kraftwerkskapazität durch eine neue ersetzt werden muss.

Dennoch ergeben die Modellrechnungen von *enervis energy advisors* im mittleren Ausstiegspfad auch signifikante Zubauten von Gaskraftwerken, insbesondere nach dem Abbau der derzeit bestehenden Überkapazitäten nach 2025. So sind bei einem Kohleausstieg entlang des *Kohlekonsenspfades 2040* gegenüber der Referenzentwicklung zusätzliche modellendogene Kapazitätsubauten von Gaskraftwerken von bis zu 10 Gigawatt zu erwarten, sodass bis zum Jahr 2040 etwa 20 Gigawatt neue Gaskraftwerke gebaut werden.⁸⁰

Zur weiteren Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird es laut Strommarktgesetzentwurf von 2015 eine Kapazitätsreserve in Höhe von rund fünf Prozent der durchschnittlichen Jahreshöchstlast geben, um im Notfall als Rückfalloption bereitzustehen. Diese kommt nur dann zum Einsatz, wenn es an der Strombörse auch nach zweimaliger Ausschreibung zu keinem Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage kommt. Die in der Reserve vertraglich gebundenen Anlagen stehen außerhalb des Strommarkts und sollen auf der Basis von wettbewerblichen Ausschreibungen ermittelt werden.

Dieses Sicherheitsnetz sollte weiterhin kontinuierlich im Hinblick auf seine Systematik und seinen Umfang überprüft

werden. Insbesondere ab dem Jahr 2025, wenn ein erheblicher Zubau von neuen Gaskraftwerken erforderlich wird, muss die Marktsituation kontinuierlich und sehr aufmerksam beobachtet werden und ggf. auch die Kapazitätsreserve erhöht werden, falls am Markt nicht rechtzeitig genügend neue Kraftwerkskapazitäten errichtet werden.⁸¹ Zudem sollte zum Ende des verbindlichen Kohleausstiegfahrplans und wenige Jahre darüber hinaus (2040 – 2043) die Kapazitätsreserve übergangsweise um einen Teil der dann abgeschalteten Steinkohlekraftwerke erweitert werden. Grund ist, dass in relativ kurzer Zeit insgesamt elf Gigawatt an Stein- und Braunkohlekraftwerken aus dem Markt genommen werden. Die Steinkohlekraftwerke, die aufgrund der Inbetriebnahme 2014/2015 im Jahr 2040 noch keine Betriebsdauer von 27 Jahren erreichen werden, sollten deshalb für einen Zeitraum von ein bis drei Jahren in die Kapazitätsreserve überführt werden und die hohe Versorgungssicherheit Deutschlands auch in der Endphase der Energiewende absichern.

Die veränderte Kapazitätssituation wirkt sich auch auf den Stromaustausch mit dem Ausland aus. Deutschland ist seit einigen Jahren Netto-Stromexportland. Durch den Kohleausstieg wird sich diese Situation schrittweise verändern, der strukturelle Exportüberschuss wird also sukzessive abgebaut und Deutschland in einer Übergangsphase (von 2023 bis 2028) per Saldo zum Netto-Importland. Der aktuelle Exportsaldo von rund 35 Terawattstunden im Jahr 2014 wird zeitweise zu einem Importsaldo von 8 Terawattstunden in den Jahren 2025 und 2026. Dies ist das Ergebnis von ökonomischen Optimierungen der Kraftwerksbetreiber in Deutschland und den Nachbarländern innerhalb des europäischen Strommarkts. Im Zuge des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien in Deutschland kehren sich die Importüberschüsse bis 2029 in der Modellierung wieder vollständig um, so dass Deutschland danach wieder Netto-Stromexportland würde.

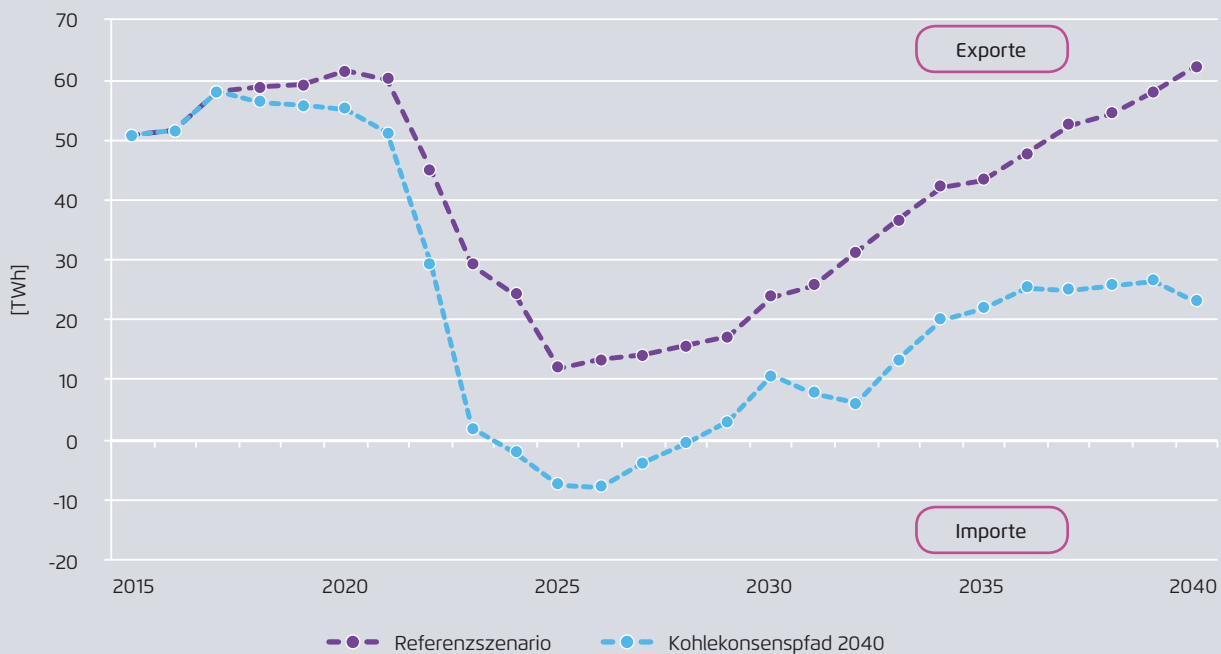
79 Consentec/r2b (2015).

80 Aufgrund der Anpassung des Kapazitätsverlaufs ergeben sich im *Kohlekonsenspfad 2040* gegenüber dem *mittleren Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2040)* leichte Ergebnisabweichungen für die Jahre 2038, 2039 und 2040.

81 Gegebenenfalls wäre in diesem Kontext auch eine erneute Prüfung der Frage, ob ein Kapazitätsmarkt die effizientere Alternative zur Sicherung der Versorgungssicherheit ist, sinnvoll.

Stromflussbilanz mit dem Ausland im Referenzszenario und im vorgeschlagenen Kohlekonsenspfad 2040

Abbildung 12



Eigene Darstellung

Eckpunkt 10: Stärkung des EU-Emissionshandels und zeitnahe Stilllegung der im Zuge des Kohleausstiegs frei werdenden CO₂-Zertifikate

Die Bundesregierung setzt sich auf europäischer Ebene aktiv für eine Stärkung des EU-Emissionshandels ein, unter anderem im Kontext der für 2020 zu erhöhenden EU-Ambitionen aufgrund des Pariser Klimaschutzabkommens. Hierzu gehört beispielsweise die Einführung einer Regelung, dass die wegen des Kohleausstiegs frei werdenden CO₂-Zertifikate, die nach geltendem EU-Emissionshandelsrecht ab 2019 der Marktstabilitätsreserve zugeführt werden, endgültig stillgelegt werden.

Der EU-Emissionshandel ist ein zentrales Klimaschutzinstrument im Stromsektor. Er wird entsprechend der Theorie des Policy-Mix⁸² in allen Ländern der Europäischen Union durch weitere Instrumente, insbesondere im Bereich der Erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz, flankiert. Zentral in Deutschland sind hier das Erneuerbare-Energien-Gesetz als Finanzierungsinstrument im Bereich der Erneuerbaren Energien sowie die im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) vorgesehenen ordnungsrechtlichen und Fördermaßnahmen im Bereich der Energieeffizienz.

Aufgrund des aktuell niedrigen und auch auf absehbare Zeit nicht wesentlich steigenden CO₂-Preises ist es erforderlich, den Emissionshandel mit einem weiteren Instrument zu ergänzen, beispielsweise einem Kohleausstiegsfahrplan.⁸³ Auch andere EU-Mitgliedstaaten haben bereits unterschiedliche nationale Maßnahmen eingeleitet, wie etwa Großbritannien mit dem CO₂-Mindestpreis sowie dem geplanten Kohleausstieg bis 2025 oder die Niederlande mit ihrer Energievereinbarung und dem Auftrag des Parlaments an die Regierung, einen Kohleausstieg zu organisieren.

Dennoch sollte es weiterhin das Ziel sein, den Emissionshandel als zentrales Instrument des europäischen Klimaschutzes zu stärken. Nach den 2014 getroffenen Beschlüssen zur Marktstabilitätsreserve sowie zur Erhöhung des Emissionsreduktionsfaktors auf 2,2 Prozent pro Jahr ab 2021 ist derzeit eine weitere Reform nicht zu erwarten. Allerdings hat die Klimakonferenz von Paris mit ihrer Vereinbarung, das Ambitionsniveau der Vertragsstaaten alle fünf

Jahre zu erhöhen, für 2019 eine neue Wegmarke angelegt, da im Jahr 2020 die nächste große Welt-Klimakonferenz stattfinden soll. In diesem Zusammenhang wird eine Reform und weitere Verschärfung des EU-Emissionshandels erneut auf der Tagesordnung stehen, um eine mögliche Erhöhung des Klimaschutzbeitrags der EU im Kontext der Weltklimakonferenz 2020 sicherzustellen. Die Bundesregierung sollte diese Debatte frühzeitig vorbereiten und aktiv nutzen, um den EU-Emissionshandel weiter zu stärken.

Ein wichtiger Punkt in diesem Zusammenhang wird der Umgang mit Überschussmengen im EU-Emissionshandel sein. Denn nach geltendem EU-Recht führt der Kohleausstieg in Deutschland zwar zu niedrigeren Emissionen nicht nur in Deutschland, sondern in ganz Europa, da der wegfallende Kohlestrom durch ungefähr halb so CO₂-intensiven Strom aus anderen fossilen Kraftwerken im In- und Ausland ersetzt wird.⁸⁴ In diesem Kontext werden jedoch EU-Emissionshandelszertifikate frei, die – zusätzlich zu den bereits existierenden zwei Milliarden Überschusszertifikaten im System – weitere Überschüsse generieren. Diese frei werdenden Zertifikate stellen Anspruchsberechtigungen für Emissionen innerhalb des EU-Emissionshandels dar, die grundsätzlich jederzeit irgendwo in Europa eingelöst werden können. Geschähe dies, würde dies den Klimaschutzeffekt des Ausstiegsfahrplans zunichte machen.

Mit der ab 2019 geltenden Marktstabilitätsreserve wurde jedoch ein erster Schritt getan, um diesem Effekt entgegen zu wirken. So werden künftig die derzeit existierenden Zertifikate-Überschüsse in Höhe von über zwei Milliarden

82 IEA (2011), Öko-Institut (2010).

83 Agora Energiewende (2015b).

84 enervis (2015b).

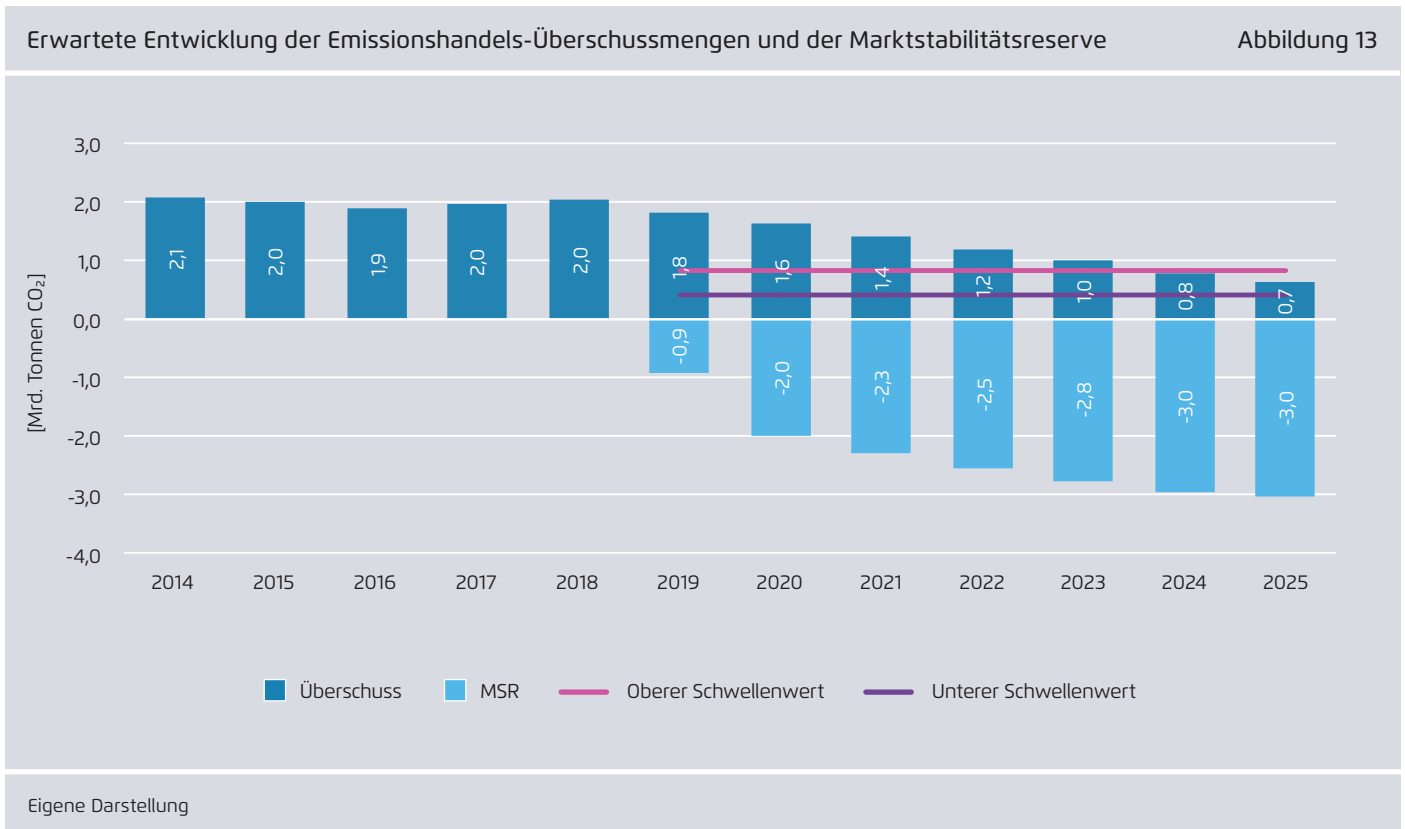
CO₂-Zertifikaten sukzessive aus dem Markt genommen, bis der Überschuss auf 833 Millionen Tonnen reduziert worden sein wird. Da der Abbau des Überschusses aber nur langsam geschieht und es zudem nicht unwahrscheinlich erscheint, dass die Stromnachfrage aufgrund der schwachen Konjunktur in Teilen Südeuropas und zunehmender Effizienzfortschritte europaweit weiter sinkt, ist zu erwarten, dass die Marktstabilitätsreserve bis 2025 auf etwa drei Milliarden Zertifikate anwachsen wird.⁸⁵

Fällt der Überschuss am Emissionshandelsmarkt zu einem bestimmten Zeitpunkt unter ein Niveau von 400 Millionen Tonnen, sollen die Zertifikate in der Marktstabilitätsreserve gemäß aktueller Rechtslage dem Markt wieder zugeführt werden. In einem solchen Fall, der jedoch nach allen Szenarien frühestens 2025 eintreten dürfte, würden auch die im Kontext des Kohleausstiegs freigewordenen Zertifikate aus

der Marktstabilitätsreserve wieder in den Markt entlassen und zu zusätzlichen CO₂-Emissionen führen.

Agora Energiewende schlägt daher vor, dass sich die Bundesregierung bei der nächsten Revision der EU-Emissionshandelsrichtlinie für eine Regelung zur direkten, dauerhaften Stilllegung (Löschung) von solchen CO₂-Zertifikaten einsetzt, die im Kontext zusätzlicher nationaler Maßnahmen freiwerden. Zudem sollten grundsätzlich die in der Marktstabilitätsreserve enthaltenen Zertifikate oberhalb eines gewissen Niveaus (z.B. 500 Millionen Zertifikate) dauerhaft stillgelegt werden, da ihre Rückführung in den EU-Emissionshandelsmarkt die eigentlich für einen funktionierenden Markt notwendige Knappheit unterminiert. Eine so durchgeführte Löschung von zwei bis drei Milliarden Überschusszertifikaten aus dem EU-Emissionshandel wäre ein wirkungsvoller Beitrag Europas bei der Weltklimakonferenz 2020 zur dann notwendigen Steigerung des Ambitionsniveaus, denn so blieben der Atmosphäre weitere zwei bis drei Gigatonnen CO₂-Emissionen erspart.

85 Agora Energiewende (2015b).



Eckpunkt 11: Absicherung des Wirtschaftsstandorts Deutschland und der energieintensiven Industrie während der Transformationsphase

Wegen steigender Anteile Erneuerbarer Energien werden die Börsenstrompreise in Deutschland aufgrund des Merit-Order-Effekts voraussichtlich weiter auf niedrigem Niveau verharren. Für den Fall, dass sich diese Erwartung als nicht zutreffend erweist, sichert die Politik insbesondere der energieintensiven Industrie zu, sie gegen mögliche Belastungen ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit im Zusammenhang mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung durch geeignete Maßnahmen abzusichern. Zugleich setzt die Politik Anreize für die weitere Verbesserung der Energieeffizienz und Fortschritte bei der Dekarbonisierung der Wirtschaft insgesamt, weil auch dies perspektivisch nicht nur dem Klimaschutz dient, sondern auch die Wettbewerbsfähigkeit verbessert.

Deutschland ist Industriestandort und die energieintensive Industrie eine seiner wichtigen Säulen, ebenso wie der Anlagenbau und die mittelständische Wirtschaft. Der Kohleausstieg ist deshalb so zu gestalten, dass er die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie erhält und neue Chancen eröffnet. Eine kluge Energiewende-Industriepolitik verhindert zugleich Fehlinvestitionen und fördert Innovation.

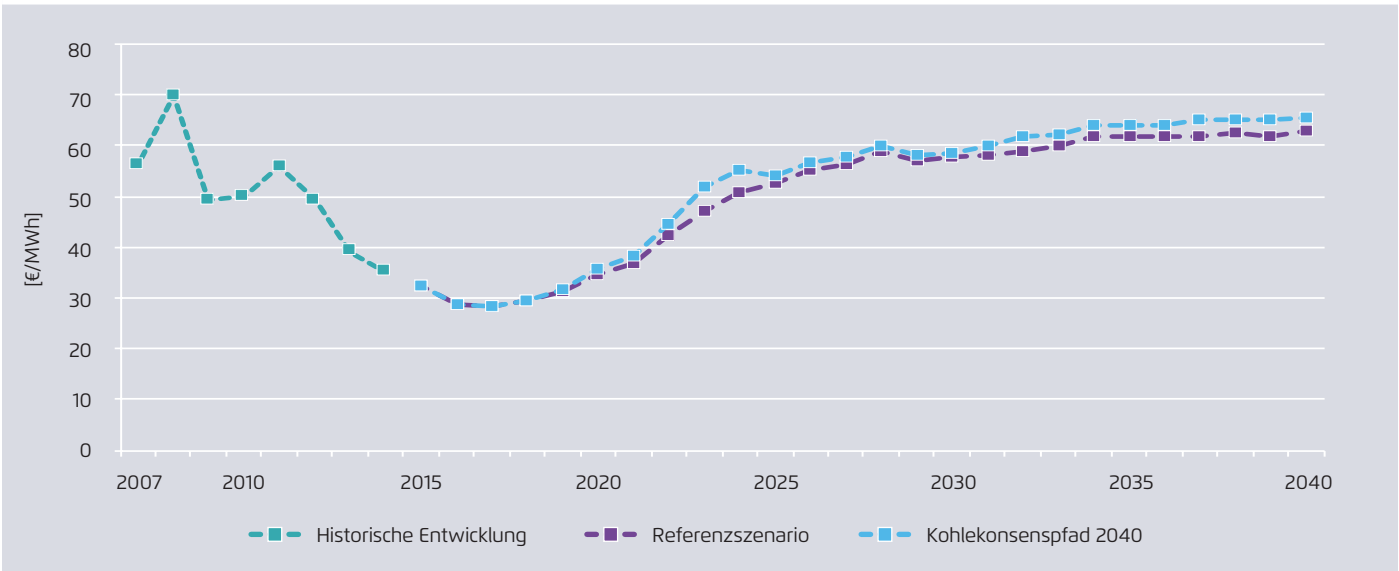
Die derzeit zu beobachtenden Preise für Strom an der Börse sind nicht nur tagesaktuell niedrig, sondern ergeben auch sehr niedrige Notierungen von unter 30 Euro pro Megawattstunde für Strom-Terminkontrakte bis in das Jahr 2021. Ursache hierfür sind die aktuell niedrigen Brennstoff- und CO₂-Preise sowie der hohe und stetig steigende Anteil von Erneuerbaren Energien (*Merit-Order-Effekt*). Die modellgestützte Analyse von *enervis energy advisors* im Auftrag von Agora Energiewende geht davon aus, dass in den nächsten Jahren sowohl in der Referenz als auch entlang des *Kohlekonsenspfades 2040* ein Anstieg des Strompreisniveaus zu erwarten ist. Dieser geht auf die zugrundeliegenden Annahmen zur weiteren Entwicklung der Kohle-, Öl und Gaspreise am Weltmarkt zurück. So geht die Internationale Energieagentur (IEA) in ihrem aktuellen *World Energy Outlook (2015)* davon aus, dass diese auch in Zukunft weiter deutlich steigen werden. Aus heutiger Sicht liegen solche Abschätzungen jedoch tendenziell eher am oberen Rand einer wahr-

scheinlichen Entwicklung. Wenn die bei der IEA weiter erwarteten Preissteigerungen bei Kohle, Öl und Erdgas nicht eintreten, wofür derzeit viele Anzeichen sprechen, fällt auch das gesamte Strompreisniveau entsprechend niedriger aus. Insgesamt ist daher – gerade auch angesichts der stetig weiter steigenden Anteilen von Erneuerbaren Energien – davon auszugehen, dass das Börsenstrompreisniveau in Deutschland im europäischen Vergleich weiterhin unterdurchschnittlich sein wird.

Für die Bewertung des Kohleausstiegs ist jedoch nicht das absolute Strompreisniveau der verschiedenen Szenarien, sondern die Differenz zwischen den untersuchten Szenarien von Relevanz. Die Analyse zeigt, dass sich die Börsenstrompreise im Falle des *Kohlekonsenspfades 2040* gegenüber der erwarteten Referenzentwicklung nur moderat erhöhen, sofern der Kohleausstieg schrittweise und entlang der CO₂-Vermeidungskosten erfolgt: Im Ergebnis steigen die Börsenstrompreise gegenüber der Referenzentwicklung um durchschnittliche rund 2,5 Euro je Megawattstunde (Abbildung 14).

Zwar wären in der Folge alle Stromverbraucher von diesen Mehrkosten in Höhe von 2,5 Euro je MWh betroffen. Auf den größten Teil der deutschen Industrie sind in diesem Kontext jedoch keine negativen Rückwirkungen zu erwarten, da der Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktions-

Börsenstrompreisentwicklung (Base) im Referenzszenario und im vorgeschlagenen Kohlekonsenspfad 2040 Abbildung 14



EEX, eigene Darstellung

Hinweis: Die steigende Strompreis-Entwicklung, die laut Modell in allen Szenarien zwischen 2018 und 2025 erfolgt, hat seine wesentliche Ursache in den im Modell getroffenen CO₂- und Brennstoffpreis-Annahmen für Kohle und Gas, die auf der langfristigen Erwartung des IEA-World Energy Outlook (2014) basieren. Die daraus resultierenden Preisprojektionen liegen z.T. deutlich über der von vielen Marktteilnehmern erwarteten Strompreisentwicklung, was auf ein insgesamt niedrigeres Commodity-Preisniveau in der Erwartung dieser Marktakteure hinweist. Für die weitergehenden Analysen und Schlussfolgerungen der Studie hat die absolute Höhe der Strompreise jedoch nur geringe Relevanz, da alle Effekte auf einer Differenzbetrachtung zwischen beiden Szenarien basieren.

wert⁸⁶ in vielen Branchen bei weniger als drei Prozent und im Durchschnitt bei etwa zwei Prozent liegt (siehe Abbildung 15). Ein Anstieg der Energiekosten insgesamt um fünf Prozent würde die Produktionskosten also beispielsweise nur um etwa 0,1 Prozent erhöhen.

Für die energieintensiven Branchen hat der Strompreis demgegenüber einen wichtigen Einfluss auf die Wettbe-

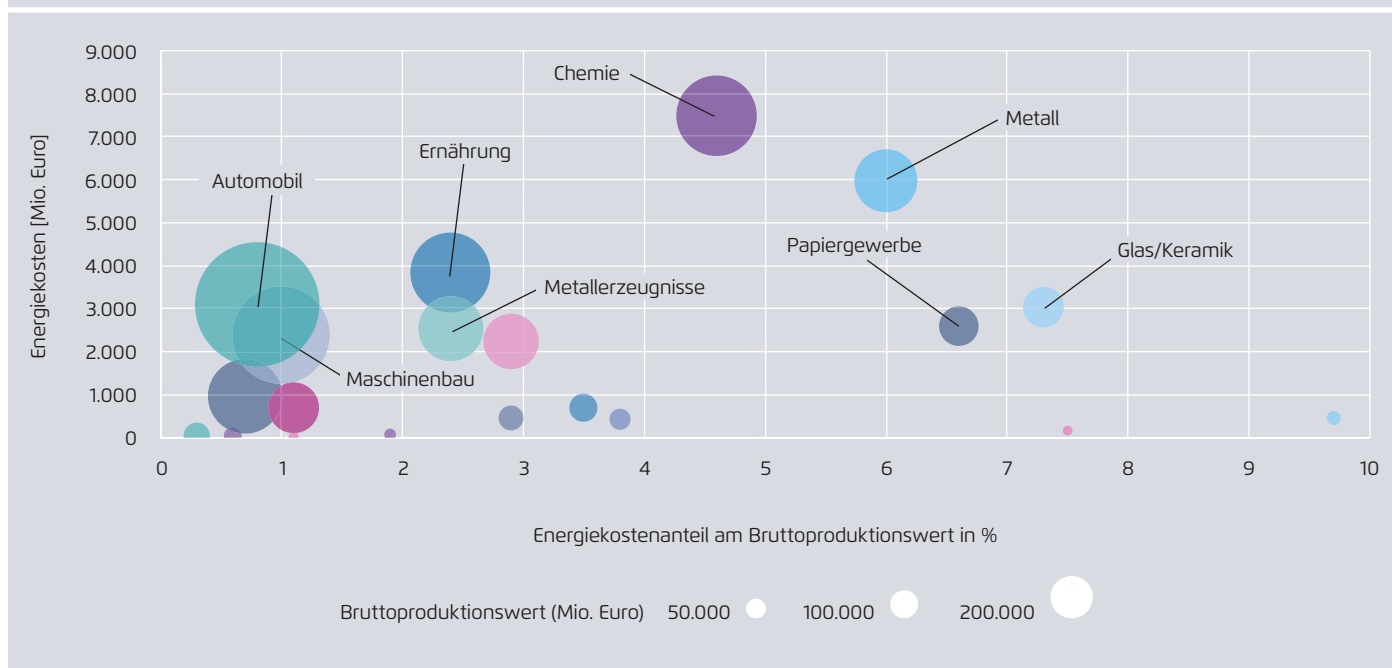
86 Der Anteil am Produktionswert spiegelt nur eine mögliche Perspektive auf die Energiekosten. Ergänzend können diese auch im Verhältnis zur Bruttowertschöpfung betrachtet werden. Dazu schlug die Expertenkommission zum Monitoring der Energiewende den Indikator der Energiestückkosten vor, der das Verhältnis der direkten Energiekosten zur Bruttowertschöpfung abbildet (Expertenkommission (2015)). Dieser Energiestückkosten-Indikator (und seine Weiterentwicklung unter Einbeziehung der indirekten Energiekosten aus Vorleistungsprodukten zum Indikator der „totalen Energiestückkosten“) zeigt, dass die Kosten in Deutschland zwar gestiegen sind, insgesamt jedoch im europaweiten Vergleich strukturell eher am unteren Rand liegen und sich zudem in Europa über die Zeit dynamischer nach oben entwickelten als in Deutschland.

werbsfähigkeit. Entscheidend ist hier zwar das Verhältnis der Preisentwicklung in Deutschland im Vergleich zu der Entwicklung auf den relevanten Wettbewerbsmärkten. Insgesamt ist die Sorge jedoch grundsätzlich berechtigt, dass ein deutlich höheres Strompreisniveau in Deutschland im Vergleich zu anderen Märkten die energieintensive Industrie in ihrer Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigen könnte – auch wenn derzeit das Börsenstrompreisniveau in Deutschland deutlich unter dem europäischen Durchschnitt liegt. Die Bundesregierung hat deshalb in der Vergangenheit umfassende Ausnahmeregelungen erlassen, um die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie zu stützen.

Um die energieintensiven Industrieunternehmen nicht zusätzlich zu belasten, sollte sich die Bundesregierung deshalb verpflichten, die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie auch weiterhin durch geeignete Maßnahmen sicherzustellen. Zugleich muss geprüft werden, welche Anreize für eine weitere Verbesserung der Energieeffizienz und eine Dekarbonisierung der Energieversorgung gerade auch in energieintensiven Industrien, aber auch in anderen

Bruttoproduktionswert, Energiekosten und Energiekostenanteil am Bruttoproduktionswert nach Sektoren im Jahr 2013

Abbildung 15



BMWi (2015c) auf Basis Statistisches Bundesamt

Wirtschaftssektoren gesetzt werden können. Die Potenziale für Prozessinnovationen sind in diesem Kontext noch nicht ausgeschöpft.

Die Energiewende ist ein Transformationsprozess hin zu neuen Technologien. Damit ergeben sich vielfältige neue Geschäftsmodelle, die industrielle Innovationen hervorbringen und neue Märkte entstehen lassen. Wichtiger Bestandteil einer modernen Industriepolitik in Zeiten der Energiewende ist es, die deutsche Industrie in diesen Bereichen für den globalen Wachstumsmarkt der Erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz zu positionieren. Denn weiter sinkende Preise für Wind- und Solaranlagen lassen in den kommenden Jahren einen globalen Massenmarkt entstehen, zumal in Schwellen- und Entwicklungsländern ein großer Nachholbedarf im Bereich der Stromversorgung existiert und Wind- und Solaranlagen vergleichsweise schnell errichtet werden können. Überall wird es um die Etablierung einer sicheren Stromversorgung auf der Basis von Wind- und Sonnenenergie gehen. Deutschland kann

sein im Zuge der Energiewende gewonnenes Know-how und seinen Technologievorsprung aktiv einsetzen.

Hierbei gilt es, aus den Fehlern der Vergangenheit zu lernen und sich auf die traditionellen Stärken der deutschen Industrie zu konzentrieren. Das bedeutet, den Weltmarkt vor allem im Maschinen- und Anlagenbau, in der Systemtechnik und in Know-how-Dienstleistungen zu bedienen. Auf Basis des Technologie- und Wissensvorsprungs, den sich Deutschland aufgrund der bereits heute hohen Wind- und Solarstromanteile im Bereich der Flexibilitätsoptionen erarbeitet hat und weiter erarbeitet, können sich deutsche Firmen in diesem Bereich international neue Exportmöglichkeiten eröffnen. Im Bereich der Windanlagenhersteller beispielsweise stehen drei deutsche Unternehmen unter den zehn Weltmarktführern. An der Spitze aber steht hier nach wie vor ein Unternehmen aus dem Wind-Vorreiterland Dänemark. Nachhaltige Industriepolitik in Zeiten der Energiewende heißt also auch, globale Trends frühzeitig zu erkennen und die innovativen Kräfte zu mobilisieren, damit die nationale Wirtschaft am Weltmarkt erfolgreich sein kann.

4 Fazit

Deutschlands Klima- und Energiepolitik ist seit 1990 von drei großen Konstanten geprägt:

1. Klimapolitischer Vorreiter

Schon anlässlich des Erdgipfels von Rio de Janeiro 1992 und mit dem im selben Jahr unter Bundeskanzler Helmut Kohl beschlossenen nationalen Klimaschutzprogramm hat sich Deutschland als klimapolitischer Vorreiter positioniert. Daran hat sich bis heute nichts geändert. So stand Deutschland in den vergangenen 25 Jahren für eine weitgehend einheitliche, ambitionierte Politik bei allen internationalen Klimaverhandlungen – an der Spitze unabhängig von ihrer Parteizugehörigkeit vertreten von den Bundesumweltministern und Bundesumweltministerinnen Klaus Töpfer, Angela Merkel, Jürgen Trittin, Sigmar Gabriel, Norbert Röttgen, Peter Altmaier und jetzt Barbara Hendricks. Darüber hinaus haben alle Bundesregierungen seit 1990 umfangreiche nationale Klimaschutzprogramme aufgelegt und Gesetzesinitiativen ergriffen, um der Verantwortung Deutschlands als viertgrößter Industrienation der Welt gerecht zu werden. Im Jahr 2015, als Deutschland auf Schloss Elmau im Rahmen seiner G7-Präsidentschaft einen wichtigen Beitrag zum Gelingen der Klimakonferenz von Paris leistete, setzte sich diese Tradition fort. Ebenso in Paris selbst, wo die deutsche Delegation erneut eine treibende Rolle spielte.

2. Konsens bei großen Konfliktthemen

Gleichzeitig war die nationale Energiepolitik in Deutschland über einen noch längeren Zeitraum immer auch durch Großkonflikte geprägt – sei es bei der Frage der künftigen Rolle des Steinkohlebergbaus oder im jahrzehntelangen Streit um den Ausstieg aus der Kernenergie. Gemeinsam ist diesen fundamentalen Auseinandersetzungen, dass sie letztlich alle im Wege parteiübergreifender Konsensvereinbarungen gelöst wurden. Diese wurden im Jahr 2007 für den deutschen Steinkohlebergbau ebenso gefunden wie im Jahr 2011 nach dem Desaster von Fukushima für den Ausstieg aus der Kernenergie durch Rückgriff auf den Atomkonsens des Jahres 2000. Am

Ende gab es jeweils bei allen Beteiligten ein hohes Maß an Verständnis darüber, dass eine Konsenslösung der weiteren parteipolitischen Profilierung vorzuziehen sei – zum Nutzen der betroffenen Beschäftigten und der Unternehmen, die ebenfalls Planungssicherheit und Verlässlichkeit den Vorzug gaben gegenüber einer in ihren Wirkungen unkalkulierbaren Fortsetzung der Auseinandersetzung.

3. Umbau des Energiesystems in Richtung Erneuerbare Energien bei gleichzeitiger Sicherung des Industriestandorts Deutschland

Die Förderung der Erneuerbaren Energien wurde erstmals 1991 mit dem Stromeinspeisegesetz beschlossen und seither von allen Regierungen weiterverfolgt. Ein Ergebnis ist der Anstieg der Erneuerbaren Energien auf einen Anteil von fast einem Drittel am nationalen Stromverbrauch des Jahres 2015. Gleichzeitig waren aber auch alle Regierungen darauf bedacht, die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie als ein wesentliches Fundament des deutschen Wohlstands zu sichern – auch mit Blick auf Europa. Dies führte unter anderem zu umfassenden Ausnahmeregelungen für die nationale Industrie im Bereich von Ökosteuer, Emissionshandel, Netzentgelten und Erneuerbare-Energien-Gesetz.

Vor dem Hintergrund dieser Konstanten ist jetzt ein Kohlekonsens naheliegend, wenn nicht dringend geboten. Denn Deutschland kann nicht Energiewendeland sein und gleichzeitig Kohleland bleiben – nach Paris weniger denn je. Der Kohleausstieg ist daher unumgänglich. Damit er für alle Betroffenen fair, verträglich und mit ausreichendem Vorlauf erfolgen kann, sollte er zeitnah im Rahmen eines parteiübergreifenden Konsenses vereinbart werden – und nicht in fünf bis zehn Jahren als Ergebnis einer Jahre währenden Auseinandersetzung mit all ihren negativen Begleiterscheinungen. Ein Kohlekonsens wäre insofern sowohl im Sinne des Klimaschutzes als auch im Sinne der zu Recht eingeforderten Planungs- und Investitionssicherheit für den Industriestandort Deutschland.

Die Zeit für zügige Verhandlungen über einen solchen Kohlekonsens mit dem Ziel eines schrittweisen Ausstiegs aus der Kohleverstromung ist reif. Weil dieser Eindruck sich nach den kontroversen Debatten um Klimabeitrag und Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft in der zweiten Jahreshälfte 2015 in vielen Gesprächen nicht nur mit Fachleuten immer weiter verdichtete, hat Agora Energiewende die nun vorliegenden Eckpunkte in einem intensiven Prozess erarbeitet. Ihre Übersetzbarkeit in die Realität wurde, soweit das bei einem Blick in die Zukunft möglich ist, nach bestem Wissen und Gewissen geprüft. Die hier präsentierten elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens verstehen sich als Vorschlag, als erster Aufschlag für eine Diskussion, die hoffentlich in diesem Jahr 2016 zügig beginnt und von den Verantwortlichen engagiert und zielorientiert geführt wird.



Agora
Energiewende



5 Energiewirtschaftliche Auswirkungen eines Kohleausstiegs

Der in Teil I vorgeschlagene Ausstiegspfad basiert auf Analysen und Modellrechnungen, die *enervis energy advisors* im Auftrag von Agora Energiewende durchgeführt hat. Hierzu wurden drei unterschiedliche Reduktionspfade (Kohleausstieg bis 2035, 2040 sowie 2045) abgebildet und ihre jeweiligen energiewirtschaftlichen Auswirkungen gegenüber der erwarteten Referenzentwicklung quantifiziert. Die Analysen werden im Nachfolgenden erläutert.

5.1 Prämissen

Die Berechnungen basieren auf den für die Studie „Der Klimaschutzbeitrag des Stromsektors 2040“ angestoßenen Modellierungen.⁸⁷ Ein Großteil der dort gewählten Annahmen wurde übernommen, wobei jedoch die Annahmen zu den Preisentwicklungen der Brennstoffe und die CO₂-Preise neu angepasst wurden. Zudem wurden die modellexogenen Kraftwerksneubauten und -stilllegungen aktualisiert. Außerdem wurden die Annahmen zu den im Modell möglichen Retrofitmaßnahmen angepasst. Im Einzelnen:

- Für die **Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise** wurden aktuelle Börsen-Terminpreisnotierungen für die Frontjahre 2016 bis 2019 herangezogen. Die Annahmen über die langfristige Preisentwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise basieren auf dem *New Policies Scenario des World Energy Outlook 2014* (WEO-2014) der International Energy Agency. Zwischen dem Ende der Terminpreise ab 2019 und dem WEO-Szenario für das Jahr 2040 wurde die Preisentwicklung linear interpoliert. Ab 2041 wurde eine effektive Preissteigerung von einem Prozent pro Jahr unterstellt.
- **Gesetzte Kraftwerksneubauten und -stilllegungen** wurden gemäß der aktuellen Veröffentlichungen der Kraftwerksbetreiber und der Bundesnetzagentur mit ihrem voraussichtlichen Inbetriebnahme- beziehungsweise

Stilllegungsdatum erfasst. Weiterhin wurden die Beschlüsse zur Herausnahme von 2,7 Gigawatt an Braunkohlekraftwerken im Rahmen des Klimaschutzsegments der Kapazitätsreserve („Sicherheitsbereitschaft“) berücksichtigt.

- Die **Stromnachfrage** wurde als konstant auf dem Niveau des Jahres 2014 angenommen. Die steigende Energieeffizienz bei den klassischen Stromanwendungen und der zusätzliche Stromverbrauch in den Sektoren Wärme und Verkehr gleichen sich im Modell somit aus.
- Der weitere **Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien** orientiert sich an den übergeordneten Ausbauzielen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2014, bezogen auf den Bruttostromverbrauch (40–45 Prozent Erneuerbare-Energien-Anteil bis 2025, 55–60 Prozent Erneuerbare-Energien-Anteil bis 2035). Die Zusammensetzung der Erzeugungstechnologien entspricht ebenfalls den Zielvorgaben des EEG 2014.
- Die verfügbaren **Kuppelkapazitäten** mit den elektrischen Nachbarn basieren unter anderem auf dem *Monitoringbericht 2014* der Bundesnetzagentur.⁸⁸ Für den zukünftigen Ausbau der Interkonnektoren wurden Annahmen der Agora-Studie *Stromspeicher in der Energiewende* verwendet.⁸⁹ Diese repräsentieren eine gegenüber den Ausbauzielen des Netzentwicklungsplans eher konservative Einschätzung.
- Für deutsche Braun- und Steinkohlekraftwerke stehen am Ende der technischen Lebensdauer **keine Retrofitmaßnahmen** zur Verfügung. Für die übrigen europäischen Regionen besteht im Modell weiterhin eine einmalige Retrofitoption für weitere zehn Betriebsjahre, für die Investitionskosten in Höhe von 25 Prozent der Neubauinvestitionen angesetzt werden.
- Das modellierte **Strommarktdesign** orientiert sich am Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums zur Ent-

⁸⁸ BNetzA/BKartB (2014).

⁸⁹ ef.Ruhr/FENES/IAEW/ISEA (2014).

⁸⁷ enervis (2015b).

wicklung eines *Energy-only*-Marktes 2.0.⁹⁰ Dabei wird angenommen, dass die notwendige Vorhaltung von Flexibilität und Kraftwerken allein durch einen funktionierenden *Energy-only*-Markt angereizt werden kann.

→ Bei den im Modell verfügbaren **Flexibilitäten** werden Lastreduktion, Netzersatzanlagen und Lastverschiebungspotenziale unterschieden:

- Das Potenzial der Lastreduktion fokussiert sich auf industrielle Stromverbraucher, die ab einem individuellen Strompreissignal bereit sind, ihre Last zu reduzieren, ohne dass es zu einer zeitnahen Nachholung kommen muss. Das unterstellte Potenzial und das Gebotsverhalten der Träger dieser Flexibilitäten orientieren sich an den Annahmen der *Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen* für das BMWi.⁹¹
- Netzersatzanlagen können mit einem maximalen Potenzial von 4.500 Megawatt erschlossen werden und gliedern sich mit ihrem Gebotspreis in den Bereich günstiger Lastreduktionspotenziale ein.⁹²
- Lastverschiebungspotenziale im Haushaltssegment werden in Anlehnung an die Agora-Studie *Stromspeicher in der Energiewende* zum Ausbau der Lastverschiebung modelliert.⁹³
- Die Annahmen zu den Lastflexibilitäten wurden für alle Modellregionen anhand ihrer Spitzenlast skaliert und in ihrer Preisstruktur übernommen.

Diese Annahmen bilden die Grundlage für die Modellrechnungen und werden in allen betrachteten Szenarien konstant gehalten, um eine möglichst hohe Vergleichbarkeit sicherzustellen. Variiert wurden lediglich einzelne Annahmen, die somit charakterprägend für die untersuchten Szenarien sind und im Nachfolgenden beschrieben werden.

90 BMWi (2015).

91 r2b (2015).

92 ebd.

93 ef.Ruhr/FENES/IAEW/ISEA (2014).

5.2 Definition der untersuchten Szenarien

Das **Referenzszenario** dient primär der Bewertung der CO₂-Emissionsentwicklung des deutschen Stromsektors für den Fall, dass keine zusätzlichen Maßnahmen zur Reduktion der CO₂-Emissionen durchgeführt werden. Die Markt- und die daraus resultierende Emissionsentwicklung bilden die Basis zur Bewertung der Handlungslücke gegenüber den nationalen Klimaschutzzielen für 2020, 2030 und 2040.

In der Referenzentwicklung werden sämtliche deutsche Kohlekapazitäten nach dem Ende ihrer angenommenen technischen Lebensdauer (Braunkohle: 50 Jahre; Steinkohle: 40 Jahre) stillgelegt. Darüber hinaus werden bereits erfolgte Stilllegungsankündigungen sowie die bereits vom Kabinett beschlossene Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken mit einer Leistung von 2,7 Gigawatt berücksichtigt. Das entscheidende Ergebnis des Referenzszenarios ist dabei, dass die Klimaschutzziele deutlich verfehlt werden.

Zusätzlich zum Referenzszenario wurden deshalb **drei Kohleausstiegsszenarien** betrachtet, in denen ein sektoraler CO₂-Zielpfad für den Stromsektor erreicht werden soll. Dieser CO₂-Zielpfad wird bis 2020 analog zum sektorenübergreifenden Klimaschutzziel definiert durch eine 40-Prozent-Minderung der CO₂-Emissionen im Vergleich zum Jahr 1990. Bis 2050 ist zur Erreichung des sektorenübergreifenden Klimaschutz-Mindestzieles von 80 Prozent hingegen im Stromsektor eine Emissionsminderung um wenigstens 90 Prozent gegenüber 1990 notwendig. Für die Jahre 2030 beziehungsweise 2040 ergeben sich so entsprechende sektorale Zwischenziele von minus 57 Prozent beziehungsweise minus 73 Prozent gegenüber 1990.

Ziel der verschiedenen Ausstiegsszenarien ist es somit zu prüfen, welche Ausstiegsgeschwindigkeit für einen Kohleausstieg zur Erreichung des CO₂-Zielpfades notwendig ist: Ein Kohleausstieg bis 2045 (langsam), ein Kohleausstieg bis 2040 (mittel) oder ein Kohleausstieg bis 2035 (ambitioniert).

Die Reduktion der Kohleverstromung erfolgt dabei in den betrachteten Ausstiegsszenarien schrittweise in drei Phasen:

- In der **Einstiegsphase** wird zunächst die bestehende Klimaschutzlücke schrittweise, aber zügig geschlossen, um den Stromsektor wieder möglichst weit auf den definierten CO₂-Zielpfad zurückzuführen. Im langsamen Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2045) wird die Einstiegsphase im Jahr 2021 eingeleitet, im mittleren und ambitionierten Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2035/2040) bereits 2018.
- Im Anschluss ist in der **Konsolidierungsphase** die weitere Einhaltung des CO₂-Zielpfades handlungsleitend. Diese beginnt im langsamen Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2045) im Jahr 2031 und dauert bis ins Jahr 2040 an. Im mittleren Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2040) erfolgt die Einleitung der Konsolidierungsphase bereits 2026 und dauert bis 2035. Im ambitionierten Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2035) wird aufgrund der notwendigen Gesamtstilllegungen auf diese Phase verzichtet.
- Zuletzt folgt die **Ausstiegsphase**, in der schließlich die noch verbleibenden Kohlekraftwerke schrittweise vom Netz genommen werden. Diese dauert im langsamen Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2045) von 2041 bis 2045, im mittleren Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2040) von 2036 bis 2040 und im ambitionierten Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2035) von 2026 bis 2035.

Soll der Ausstieg aus der Kohleverstromung möglichst effizient erfolgen, sollte sich die Stilllegungsreihenfolge der Kraftwerksblöcke idealerweise nach den **CO₂-Vermeidungskosten** richten.⁹⁴ Diese würden folgendermaßen ermittelt (Abbildung 16):

- Basierend auf aktuellen Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie Annahmen zu technischen Parametern der Kraft-

werke wird zunächst eine statische *Merit-Order*-Kurve erstellt.

- Die Stilllegung eines Kraftwerkblocks führt nun zu einer Veränderung der CO₂-Emissionen der gesamten Stromerzeugung, da die fehlende Stromerzeugung nun durch eine andere Erzeugungseinheit kompensiert wird. Hierbei wurde für alle stillzulegenden Kraftwerke die gleiche, nachrückende Erzeugungseinheit definiert.
- Gleichzeitig kommt es zu zusätzlichen Kosten, wenn ein Kraftwerksblock durch einen anderen Kraftwerksblock ersetzt wird. Hierbei wurden ebenfalls für den nachrückenden Kraftwerksblock immer identische Zusatzkosten unterstellt.
- Die CO₂-Vermeidungskosten bilden sich dann als Relation aus den Differenzkosten der CO₂-Vermeidung und dem Nutzen in Form von Emissionsreduktion, das heißt, aus der Kosten-Nutzen-Relation ergeben sich die Vermeidungskosten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es hier weniger um eine exakte Abbildung der Höhe der Vermeidungskosten als vielmehr um die relativen Vermeidungskosten zwischen den Kraftwerken geht, um so eine transparente Ableitung einer Reihenfolge der Stilllegung zu generieren.

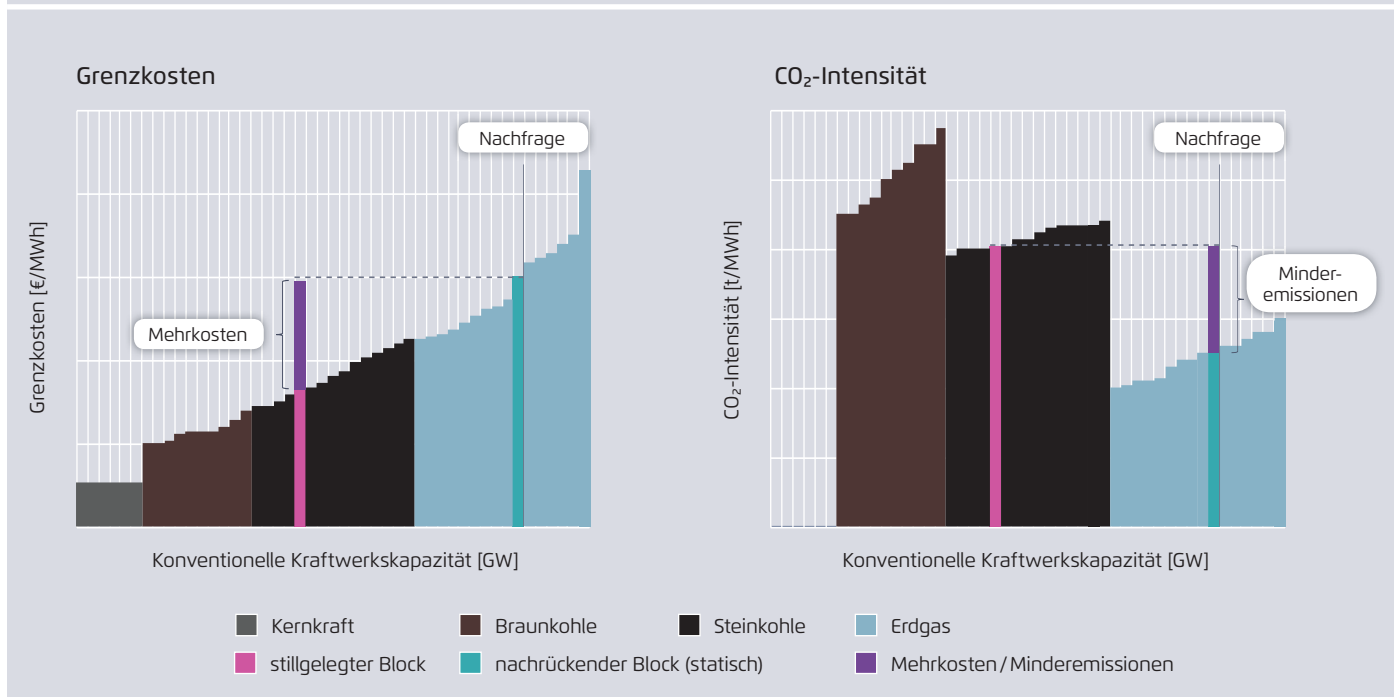
Entsprechend ihrer jeweiligen CO₂-Vermeidungskosten würden die einzelnen Kraftwerksblöcke anschließend der Reihe nach sortiert werden (Abbildung 17), wobei die jährlichen Kapazitätsstilllegungen in den Kohleausstiegsszenarien dann entlang dieser Reihenfolge erfolgen. Das hieße, die gleichzeitig ineffizientesten und emissionsintensivsten Kraftwerke zuerst stillzulegen, wobei auf eine Differenzierung nach Brennstoffen explizit verzichtet wird.

Da die CO₂-Vermeidungskosten jedoch auch von der zukünftigen Entwicklung der jeweiligen Brennstoffpreise abhängen, muss der Ausstiegsfahrplan in einem Gesetz letztlich an ein objektives und weniger veränderliches Kriterium gebunden werden. Die für Agora Energiewende erstellten Berechnungen von *enervis energy advisors* zeigen, dass das Alter der Anlagen mit den Wirkungsgraden und damit auch mit den CO₂-Vermeidungskosten hoch korreliert. Daher erfolgt in den untersuchten Ausstiegsszenarien die Stilllegung der Kraftwerke entlang des Anlagenalters.

⁹⁴ Dieses Kriterium wurde im Rahmen von *enervis* (2015a, b) als aus Systemperspektive effizientestes Stilllegungskriterium identifiziert und wird dort ausführlicher erläutert. Die Vorgehensweise unterscheidet sich dadurch von der Vermeidungskostenkalkulation von Frontier Economics (2015a,b), in der die Betrachtungsperspektive eines Kraftwerksbetreibers gewählt wird. Da aus Sicht der Politik ein gesamtwirtschaftlicher Ansatz der angemessener ist, wurde für den Kohlekonsens-Vorschlag auf die Methode von *enervis* zurückgegriffen.

Effekte einer Stilllegung in Bezug auf die Merit-Order und die CO₂-Intensität (illustrative Darstellung)

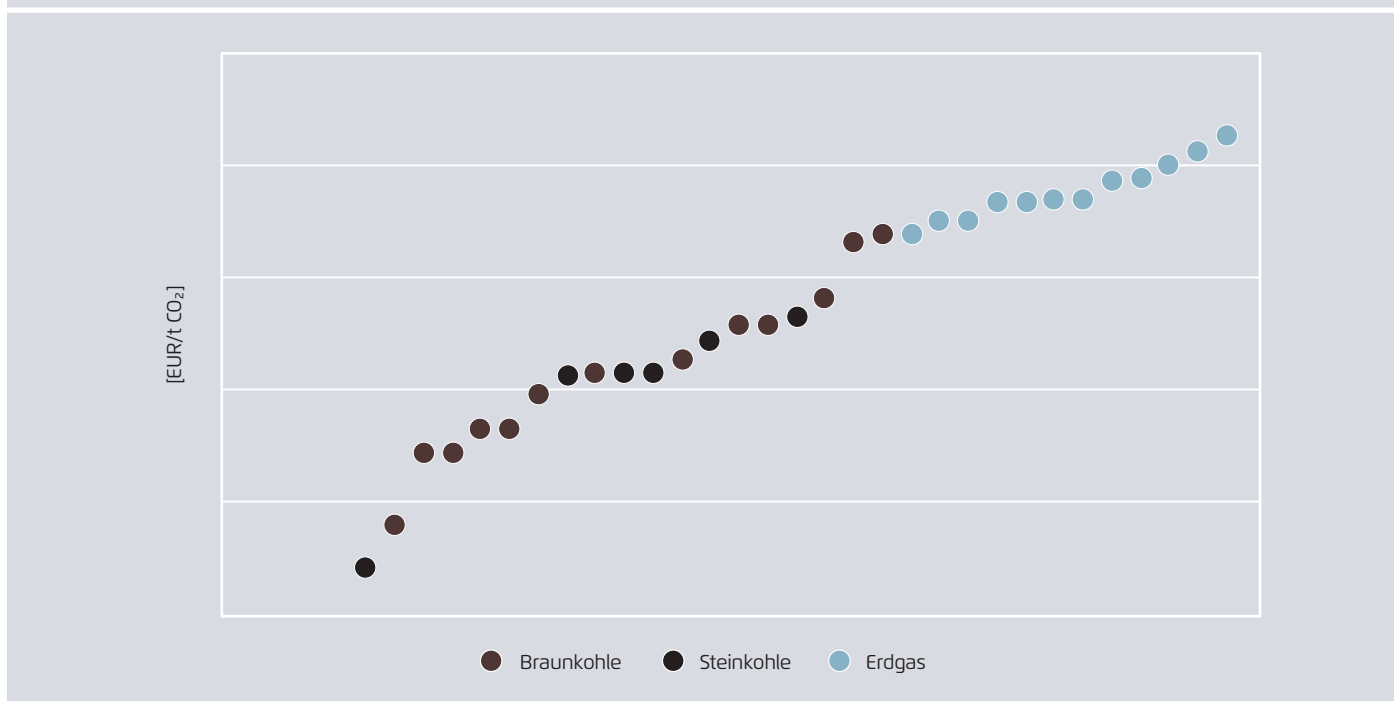
Abbildung 16



Eigene Darstellung

Illustrative Darstellung einer CO₂-Vermeidungskostenkurve

Abbildung 17



Eigene Darstellung

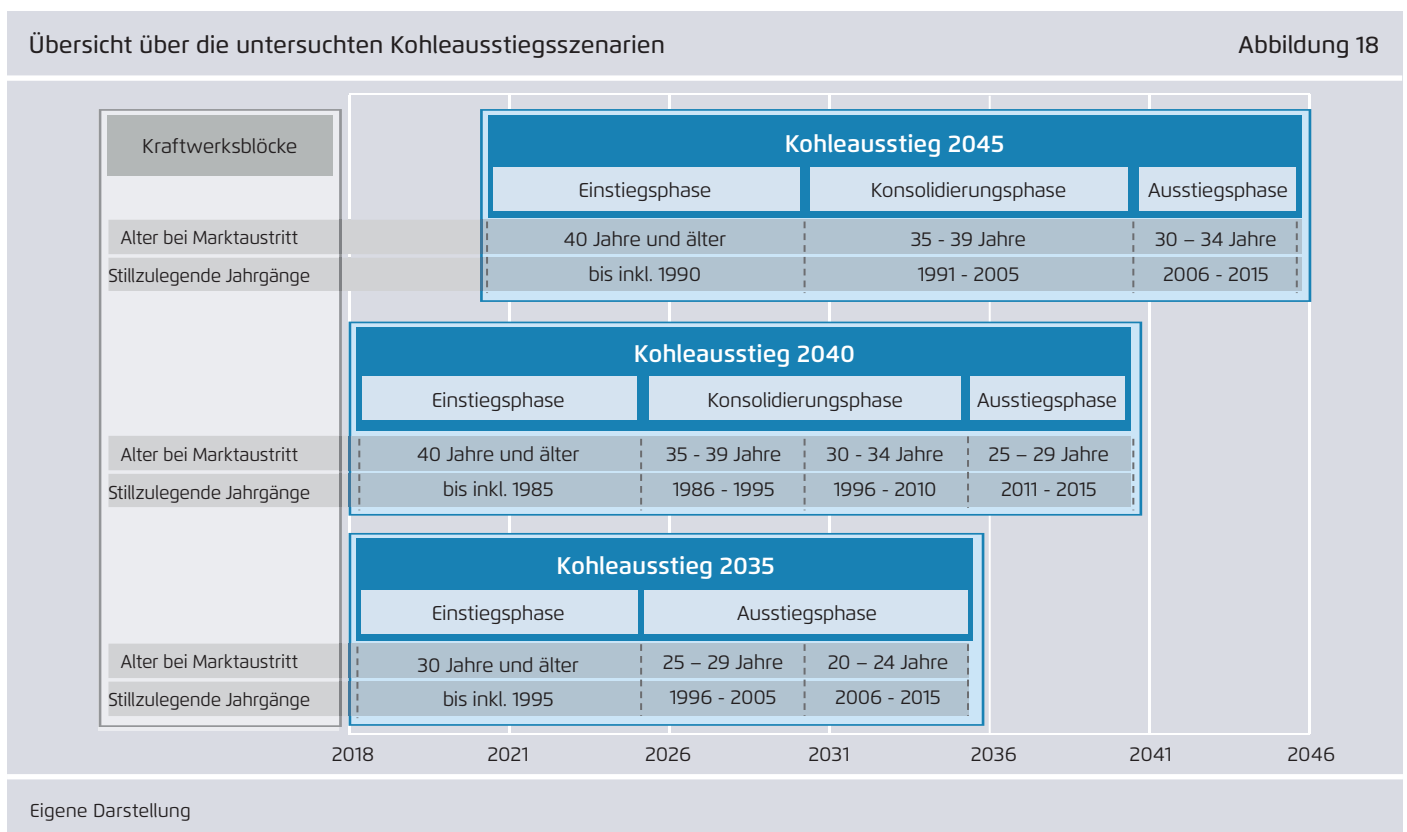
Für die Ausstiegsszenarien ergeben sich somit folgende Stilllegungsregelungen (Abbildung 18):

- Im **langsamen Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2045)** sollen zwischen 2021 und 2030 alle Kraftwerke stillgelegt werden, die älter als 40 Jahre sind. Bis 2040 werden alle Kraftwerke mit einer Betriebsdauer von über 35 Jahren und schließlich bis 2045 alle Kraftwerke mit einer Betriebsdauer von über 30 Jahren vom Netz genommen. Darüber hinaus wird festgelegt, dass das letzte Braunkohlekraftwerk spätestens im Jahr 2041 vom Netz geht.
- Für das **mittlere Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2040)** wurde festgelegt, dass zwischen 2018 und 2025 alle Kraftwerke vom Netz genommen werden sollen, die älter als 40 Jahre sind. Zwischen 2026 und 2030 werden alle Kohlekraftwerke die 35 Jahren oder älter sind stillgelegt werden. Bis 2035 sollen schließlich alle Anlagen mit einer Betriebsdauer von 30 Jahren und mehr und bis 2040 alle Anlagen mit einer Betriebsdauer von 25 Jahren und mehr vom Netz gehen.

- Im **ambitionierten Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2035)** sollen zwischen 2018 und 2025 alle Anlagen mit einem Alter von mehr als 30 Jahren schrittweise aus dem Markt genommen werden. Bis 2030 werden anschließend alle Kohlekraftwerke mit einer Betriebsdauer von 25 Jahren und mehr und bis 2035 schließlich alle Kraftwerke mit einer Betriebsdauer von 20 Jahren und mehr schrittweise stillgelegt.

Um eine schrittweise Transformation zu gewährleisten, werden die jährlichen Gesamtstilllegungen von Kohlekraftwerken in allen Ausstiegsszenarien auf maximal drei Gigawatt beschränkt.⁹⁵ Dies hat zur Folge, dass es in Einzelfällen zu einer verzögerten Stilllegung von Kraftwerksblöcken

⁹⁵ Verbleiben am Ende des Betrachtungszeitraums noch mehr als drei Gigawatt Kohlekraftwerkskapazitäten am Netz, so werden diese in allen betrachteten Szenarien vollständig stillgelegt. Dies ist jedoch lediglich für das langsame Stilllegungsszenario relevant, in dem nach 2045 schließlich noch rund vier Gigawatt Kohlekraftwerke stillgelegt werden.



kommen kann, wenn die Menge der stillzulegenden Kraftwerkskapazität drei Gigawatt pro Jahr übersteigt.

Um darüber hinaus Strukturbrüche insbesondere in den Tagebauregionen zu vermeiden, wird bei der Stilllegungsreihenfolge außerdem die enge Verzahnung der Braunkohlekraftwerke mit den Tagebauen berücksichtigt und entsprechend optimiert (siehe Kapitel 6).

5.3 Kapazitäts- und Erzeugungsentwicklung

Im **Referenzszenario** gehen die Kohlekapazitäten von knapp 50 Gigawatt im Jahr 2015 auf rund 41 Gigawatt im Jahr 2020 und etwa 23 Gigawatt im Jahr 2030 zurück (Abbildung 19). Der anfänglich starke Kapazitätsabbau verlangsamt sich in den Folgejahren deutlich: Zwischen 2030 und 2040 kommt es nur noch zu einem Rückgang um insgesamt etwa 5 Gigawatt. Bis 2045 bleiben in der Referenz schließlich noch fast 16 Gigawatt an Braun- und Steinkohlekraftwerken am Netz, da diese noch nicht das Ende ihrer technischen Lebensdauer (Braunkohle: 50 Jahre; Steinkohle: 40 Jahre) erreicht ha-

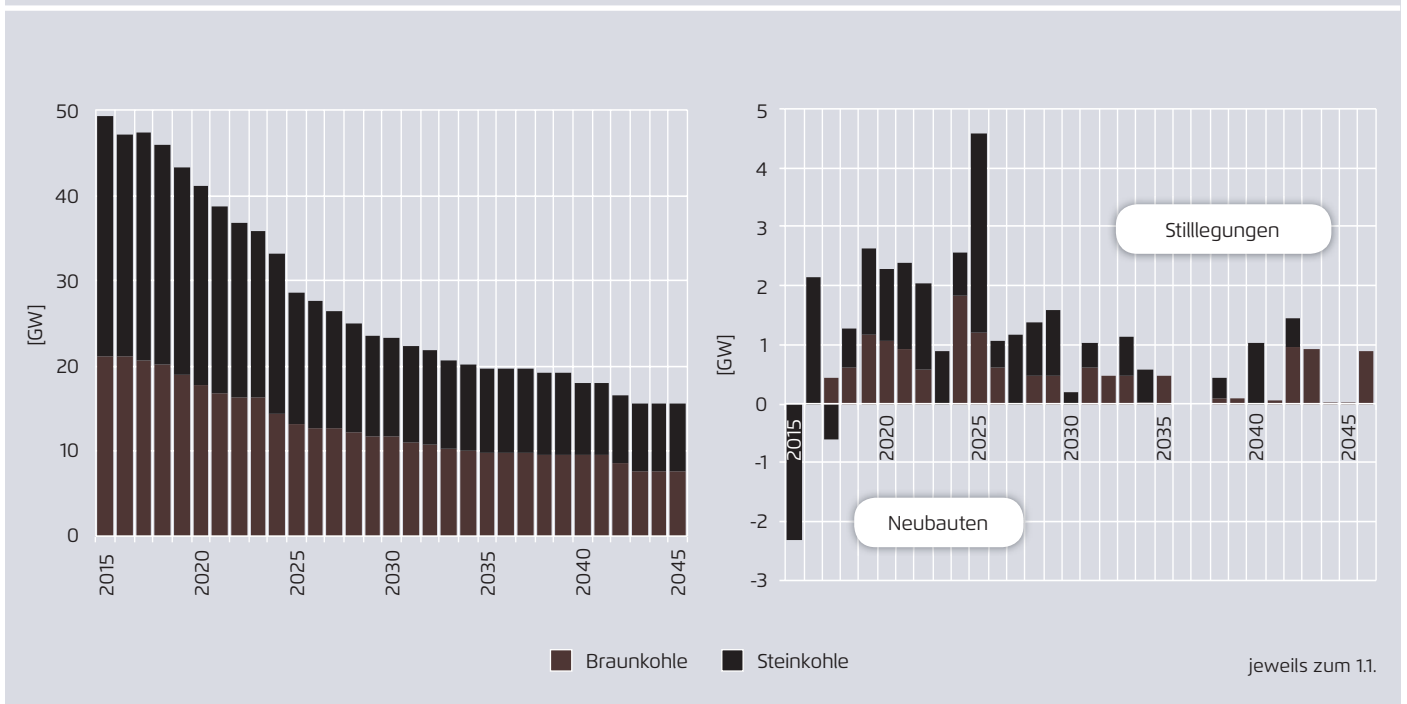
ben und angesichts der Gas-, Kohle- und CO₂-Preisrelation weiterhin rentabel betrieben werden können.

Ab Mitte der 2020er Jahre öffnet sich aufgrund der rückläufigen Kohlekapazitäten und infolge des dann abgeschlossenen Kernenergieausstiegs wieder ein Investitionsfenster für erdgasgefeuerte Anlagen. Insbesondere GuD-Anlagen werden modellendogen zugebaut. Auch die im Modell angenommene Nachfrageflexibilität wird insbesondere ab Mitte der 2020er Jahre zunehmend zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt.

Analog zur Kapazitätsentwicklung zeigt sich auch bei der Erzeugung ein steigender Anteil Erneuerbarer Energien und eine abnehmende Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken (Abbildung 21). Die Stromerzeugung der aus dem Markt gehenden Kernkraftwerke wird dabei bis 2022 fast vollständig durch den kontinuierlichen Zubau der Erneuerbaren Energien kompensiert. Die Gesamterzeugung geht im Zuge des Kernenergieausstieges leicht zurück. Ab Anfang

Installierte Kapazität von Kohlekraftwerken und jährliche Stilllegungen (Referenzszenario)

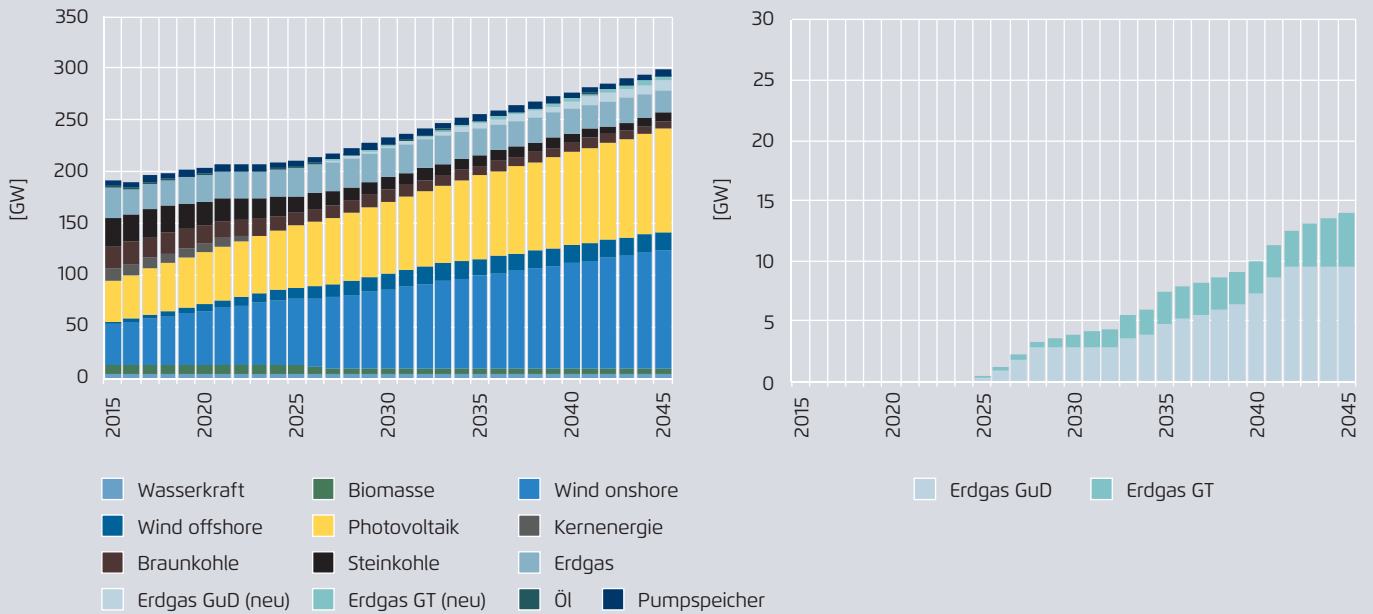
Abbildung 19



Eigene Darstellung

Installierte Gesamtkapazität und jährlicher modellendogener Zubau von erdgasbefeuerten Anlagen (Referenzszenario)

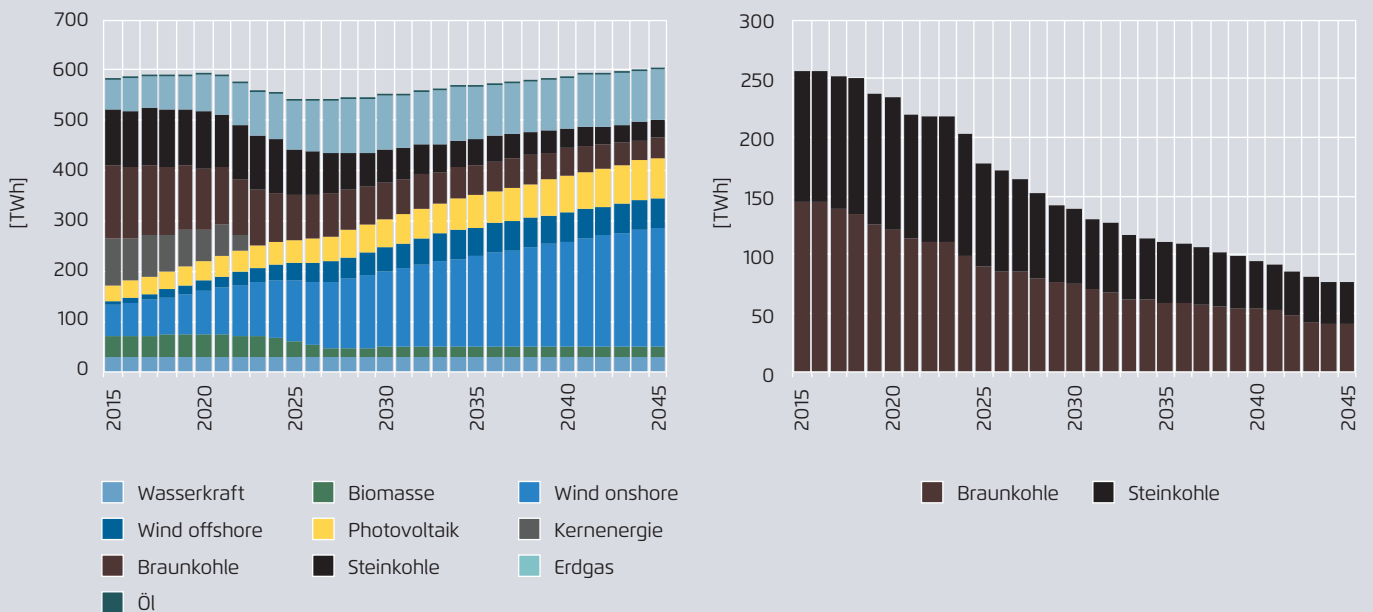
Abbildung 20



Eigene Darstellung

Stromerzeugung nach Energieträgern und aus Kohlekraftwerken (Referenzszenario)

Abbildung 21



Eigene Darstellung

der 2030er Jahre ist jedoch wieder ein leichter Anstieg der Gesamterzeugung erkennbar.

Die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken geht in der Referenzentwicklung aufgrund der altersbedingten Stilllegung von Kohlekapazitäten von rund 256 Terawattstunden im Jahr 2015 auf etwa 138 Terawattstunden im Jahr 2030 zurück. Im Jahr 2040 beträgt sie noch etwa 94 Terawattstunden. Im Jahr 2045 werden schließlich noch rund 77 Terawattstunden aus Kohlekraftwerken erzeugt. Die Gaserzeugung steigt nach dem Kernenergieausstieg von derzeit rund 60 Terawattstunden bis Mitte der 2020er Jahre auf etwa 100 Terawattstunden an und verbleibt bis 2045 in etwa auf diesem Niveau.

Im **langsamen Ausstiegsszenario** (Kohleausstieg 2045) beginnt die Einstiegsphase in den Kohleausstieg annahmebasiert erst nach 2020, so dass gegenüber dem Referenzszenario bis zu diesem Zeitpunkt keine zusätzliche Stilllegung von Kohlekraftwerken stattfindet. Bis 2030 erfolgt schließlich eine Reduktion um rund die Hälfte der Kohlekapazitätä-

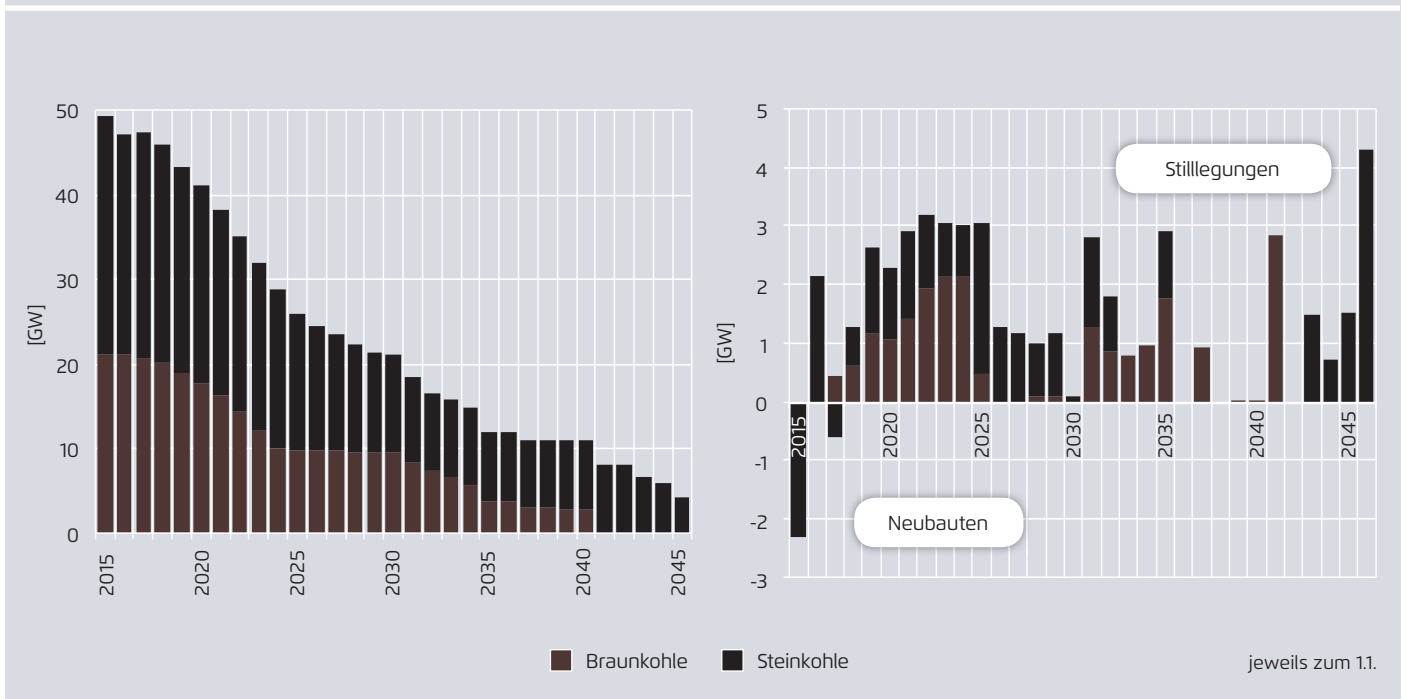
ten auf noch etwa 21 Gigawatt (gegenüber 23 Gigawatt im Referenzfall). Insbesondere zu Beginn der 2020er Jahre wird dabei der vorgegebene jährliche Stilllegungsdeckel von drei Gigawatt nahezu vollständig genutzt, da zu diesem Zeitpunkt die Rückführung auf den Klimaschutzpfad angestrebt wird (Abbildung 22). Die Stilllegung der letzten Braunkohlekraftwerke erfolgt im Jahr 2041, das letzte Steinkohlekraftwerk geht 2045 vom Netz.

Die gezielte Rückführung von Kohlekapazitäten wirkt sich deutlich auf den modellendogenen Zubau sowohl von GuD-Anlagen als auch von offenen Gasturbinen aus. Zwar kommt es auch in diesem Szenario erst nach dem vollzogenen Kernenergieausstieg zu einem entsprechenden Zubau. Langfristig liegt der Kapazitätsszubau an erdgasbetriebenen Anlagen jedoch rund doppelt so hoch wie im Referenzszenario (Abbildung 23).

Der Rückbau der Kohlekapazitäten spiegelt sich auch in der Erzeugungsstruktur. Demnach geht die Kohleerzeugung von etwa 235 Terawattstunden im Jahr 2020 auf 127 Tera-

Installierte Kapazität von Kohlekraftwerken und jährliche Stilllegungen (Kohleausstieg 2045)

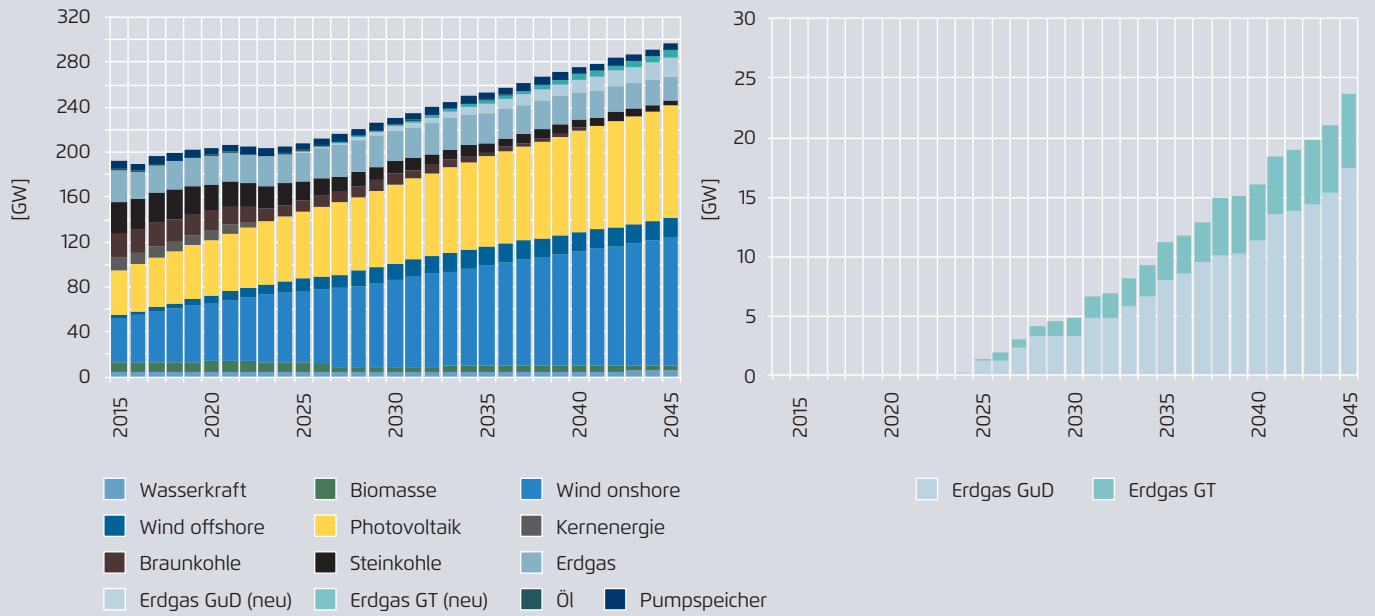
Abbildung 22



Eigene Darstellung

Installierte Gesamtkapazität und jährlicher modellendogener Zubau von erdgasbefeuerten Anlagen (Kohleausstieg 2045)

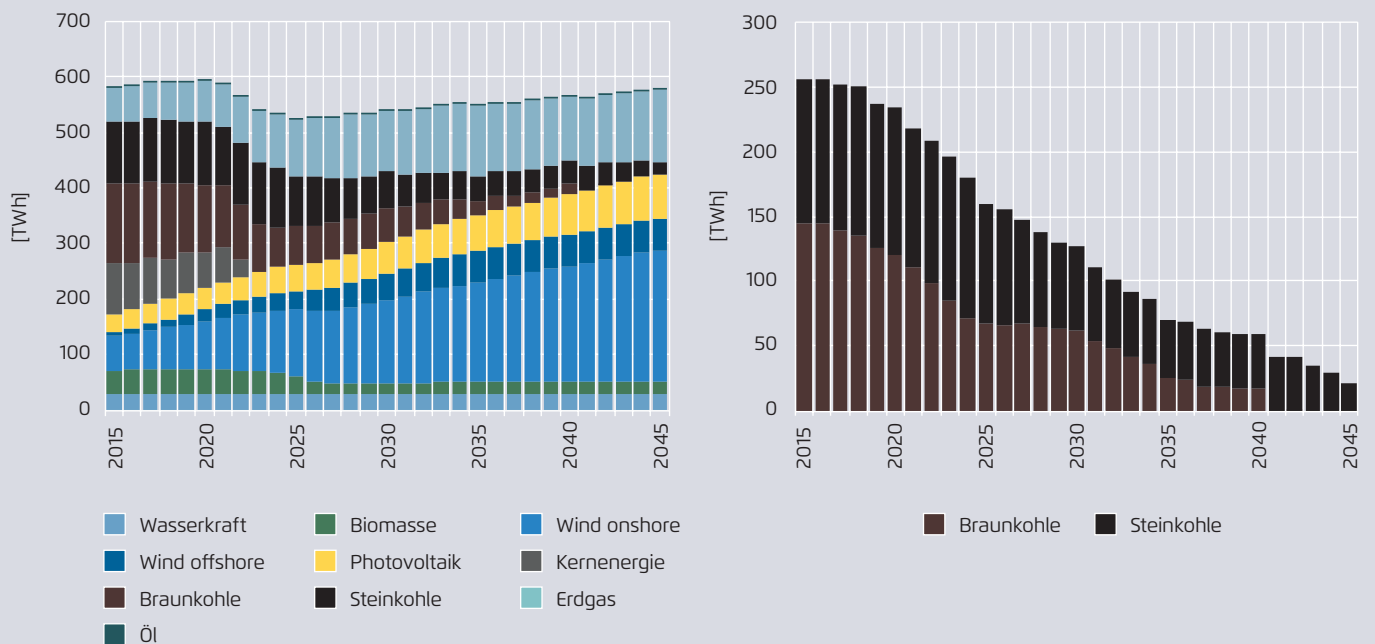
Abbildung 23



Eigene Darstellung

Stromerzeugung nach Energieträgern und aus Kohlekraftwerken (Kohleausstieg 2045)

Abbildung 24



Eigene Darstellung

wattstunden im Jahr 2030 zurück. 2040 tragen Braun- und Steinkohlekraftwerke nur mehr 59 Terawattstunden zur Gesamterzeugung bei und werden schließlich bis Ende 2045 vollständig abgebaut. Analog dazu steigt die Erzeugung aus Gaskraftwerken insbesondere nach 2030 gegenüber dem Referenzszenario relevant an (2040: 116 Terawattstunden).

Das **mittlere Ausstiegsszenario** (Kohleausstieg 2040) unterscheidet sich vom langsamen Ausstiegsszenario zunächst dadurch, dass die Einstiegsphase bereits 2018 beginnt und es somit schon vor 2020 zu zusätzlichen Stilllegungen gegenüber der Referenzentwicklung kommt. Da im Referenzszenario jedoch bis 2020 bereits zahlreiche altersbedingte beziehungsweise klimaschutzbedingte Stilllegungen erfolgen und die jährliche Stilllegungsmarge von maximal drei Gigawatt an Gesamtstilllegungen dadurch bereits umfassend genutzt wird, erfolgen gegenüber dem langsamen Ausstiegsszenario beziehungsweise der Referenz bis 2020 zusätzliche Stilllegungen lediglich im Umfang von weniger als drei Gigawatt. Ähnliches gilt bis zur Mitte der 2020er

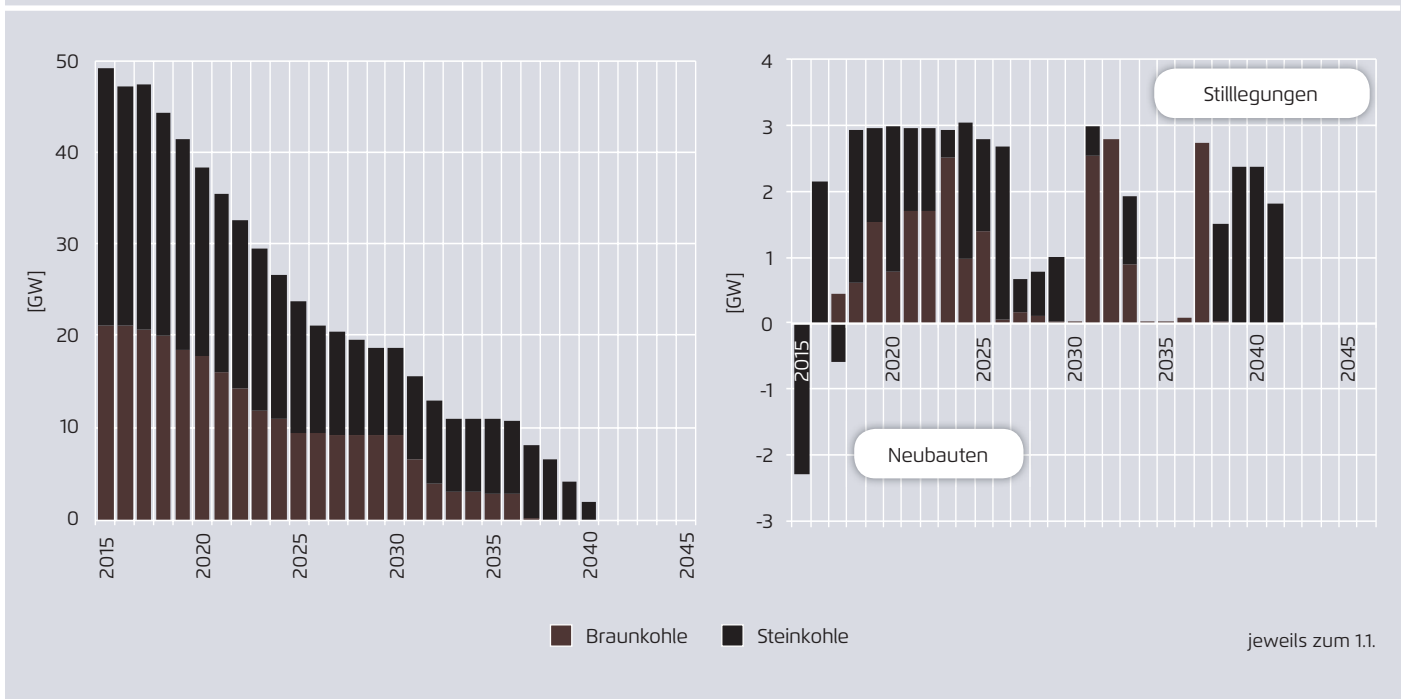
Jahre. In den Folgejahren nimmt die Rückbaugeschwindigkeit dagegen wieder deutlich zu. Die Stilllegung des letzten Braunkohlekraftwerks erfolgt schließlich im Jahr 2036, das letzte Steinkohlekraftwerk geht im Jahr 2040 vom Netz (Abbildung 25).

Auf den modellendogenen Kraftwerkszubau im Gasbereich wirkt sich der zügigere Ausstieg aus der Kohleverstromung gegenüber dem langsamen Ausstiegsszenario durch einen entsprechend schnelleren Zubau neuer Gaskapazitäten nach dem Kernenergieausstieg aus. Der langfristige Bedarf an zusätzlicher Gaskapazität bleibt dann weitgehend gleich (Abbildung 26).

Die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken geht im mittleren Ausstiegsszenario mittelfristig deutlich schneller zurück. Sie sinkt von rund 256 Terawattstunden im Jahr 2015 auf nur noch etwa 116 Terawattstunden im Jahr 2030. Bis zur Stilllegung des letzten Kohlekraftwerks Ende 2040 sinkt die Stromerzeugung aus Kohle schließlich relativ gleichmäßig um etwas mehr als 10 Terawattstunden pro Jahr.

Installierte Kapazität von Kohlekraftwerken und jährliche Stilllegungen (Kohleausstieg 2040)

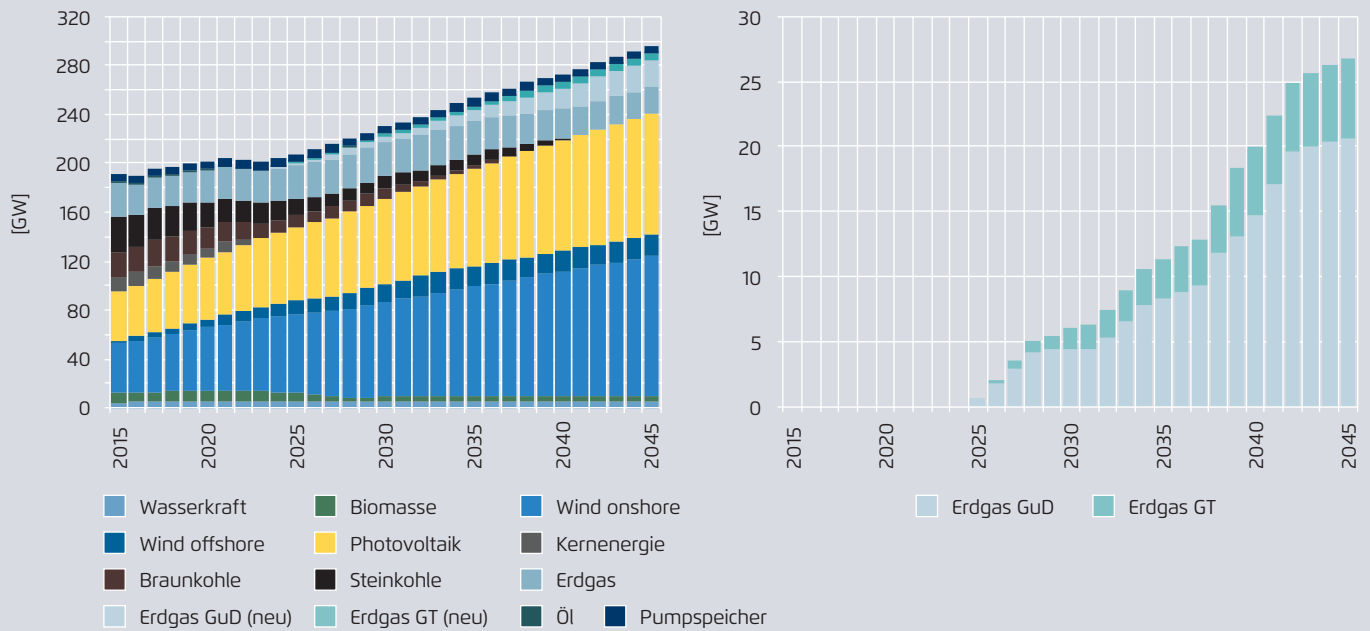
Abbildung 25



Eigene Darstellung

Installierte Gesamtkapazität und jährlicher modellendogener Zubau von erdgasbefeuerten Anlagen (Kohleausstieg 2040)

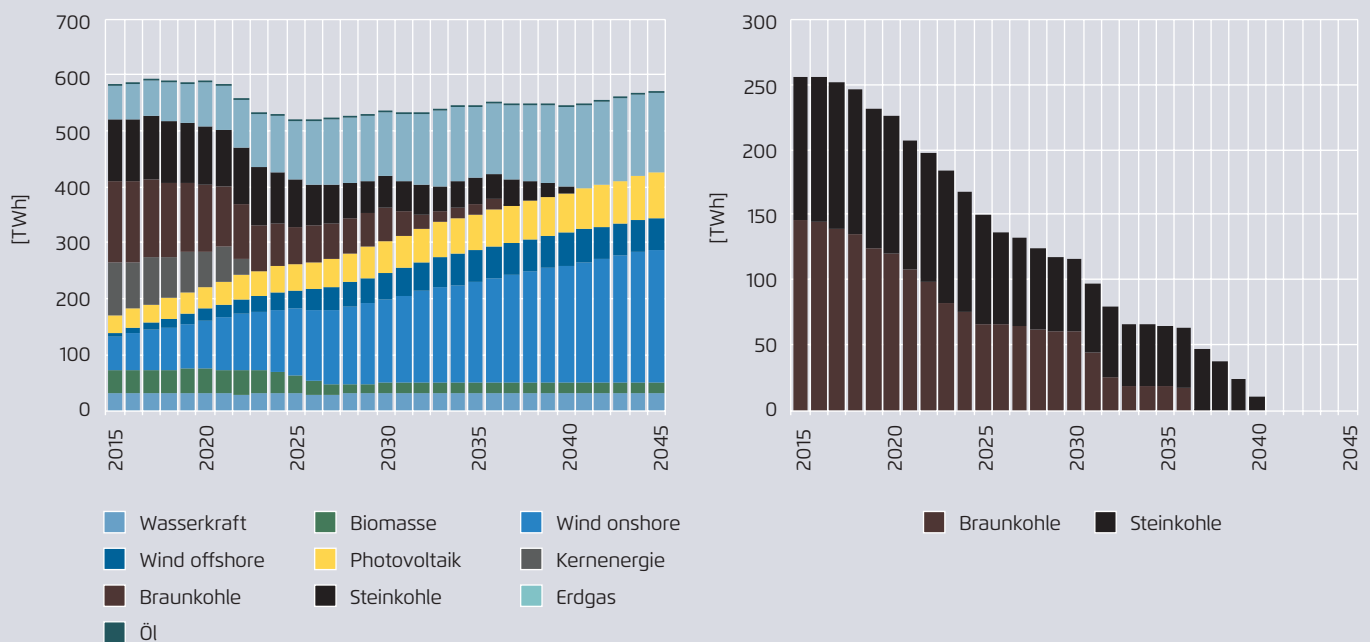
Abbildung 26



Eigene Darstellung

Stromerzeugung nach Energieträgern und aus Kohlekraftwerken (Kohleausstieg 2040)

Abbildung 27



Eigene Darstellung

Die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken steigt ähnlich wie in den anderen Ausstiegsszenarien bereits ab Mitte der 2020er Jahre deutlich an und erreicht im Jahr 2041 mit etwa 150 Terawattstunden ihren Höhepunkt (Abbildung 27).

Das **ambitionierte Ausstiegsszenario** (Kohleausstieg 2035) schließlich unterscheidet sich hinsichtlich der Entwicklung der Kohlekapazitäten in den Anfangsjahren nicht vom mittleren Ausstiegsszenario, da dort die auf jährlich drei Gigawatt begrenzten Stilllegungen bereits vollständig genutzt werden (Abbildung 28). Der Drei-Gigawatt-Deckel wird im ambitionierten Ausstiegsszenario über 2025 hinaus sogar fast bis Ende der 2020er Jahre jeweils voll erreicht, so dass sich die Kohlekapazitäten bis 2030 auf nur mehr 11 Gigawatt reduzieren. Das letzte Braunkohlekraftwerk geht in diesem Szenario Ende 2031 vom Netz, das letzte Steinkohlekraftwerk wird dagegen erst Ende 2035 stillgelegt.

Die Entwicklung des verstärkten modellendogenen Kraftwerkszubaues im Gasbereich setzt sich analog zu den übrigen Ausstiegsszenarien fort und bewirkt nun bereits bis 2030

einen Zubau um rund neun Gigawatt an Gaskapazitäten. Der langfristige Leistungsbedarf nimmt jedoch auch hier nur unwesentlich zu und stabilisiert sich bis 2045 auf etwa 27 Gigawatt (Abbildung 29).

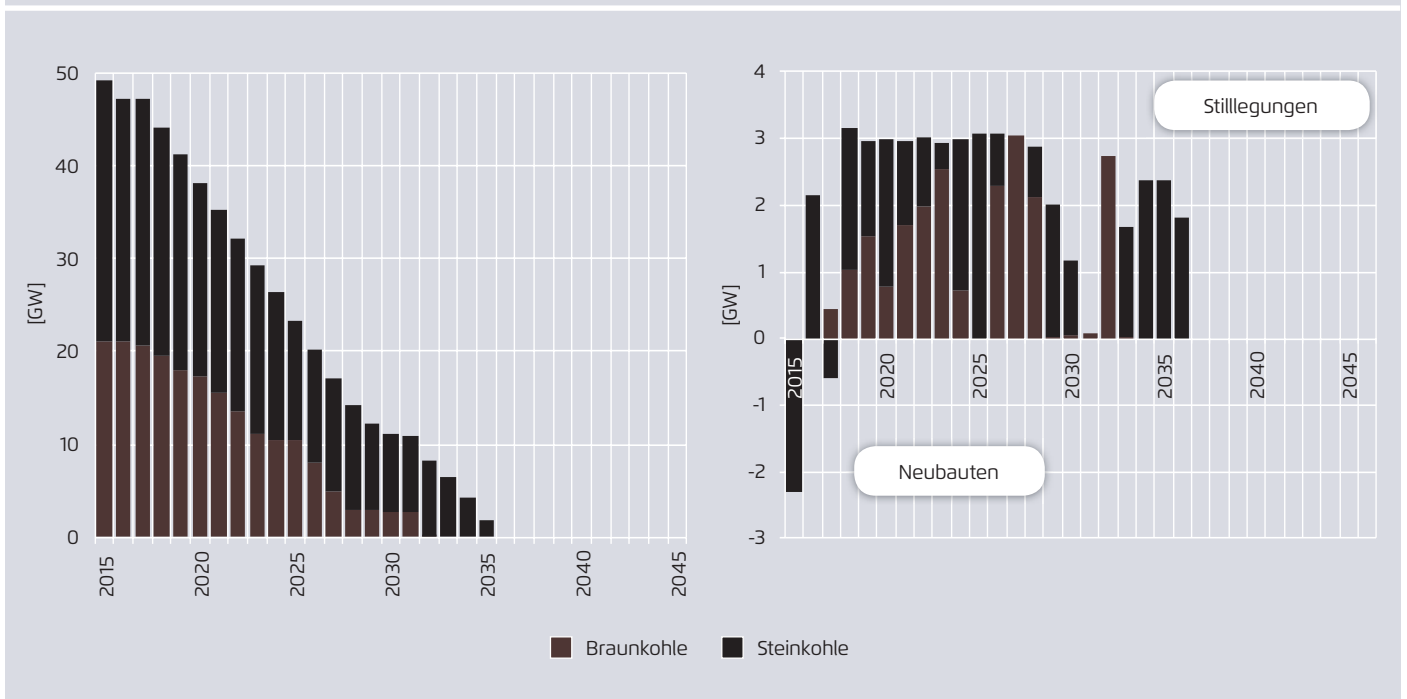
Im ambitionierten Ausstiegsszenario geht die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken annahmegemäß am schnellsten zurück. Beträgt diese – wie im mittleren Szenario – aufgrund des Rückbaudeckels im Jahr 2020 ebenfalls noch rund 225 TWh, geht die Gesamterzeugung aus Kohlekraftwerken in den Folgejahren auf nur noch 72 Terawattstunden im Jahr 2030 zurück. Bis 2035 wird die Stromerzeugung aus Kohle schließlich vollständig eingestellt (Abbildung 30).

5.4 CO₂-Emissionen

Abbildung 31 zeigt den zeitlichen Verlauf der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung für die vier betrachteten Szenarien. Dargestellt sind die Gesamtemissionen sowie ihre historische Entwicklung seit dem Jahr 1990, aufgeschlüsselt nach Erzeugungstechnologien. Dem gegenüber gestellt wird der

Installierte Kapazität von Kohlekraftwerken und jährliche Stilllegungen (Kohleausstieg 2035)

Abbildung 28

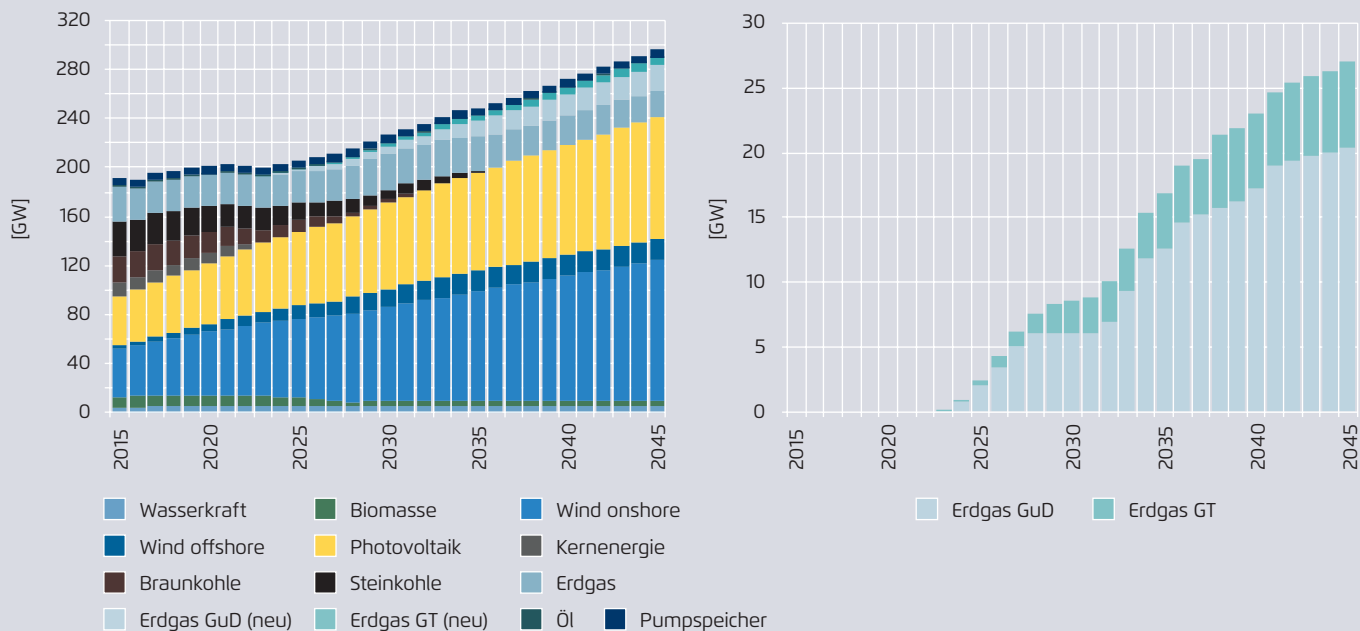


Eigene Darstellung

jeweils zum 1.1.

Installierte Gesamtkapazität und jährlicher modellendogener Zubau von erdgasbefeuerten Anlagen (Kohleausstieg 2035)

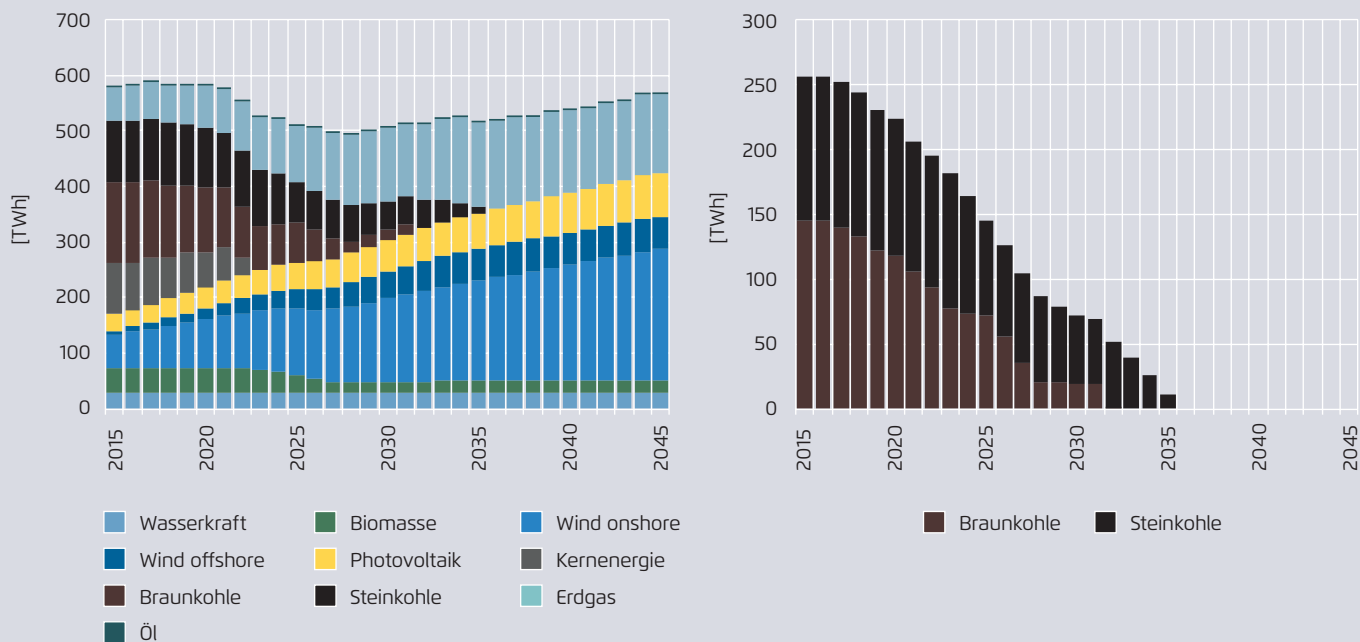
Abbildung 29



Eigene Darstellung

Stromerzeugung nach Energieträgern und aus Kohlekraftwerken (Kohleausstieg 2035)

Abbildung 30



Eigene Darstellung

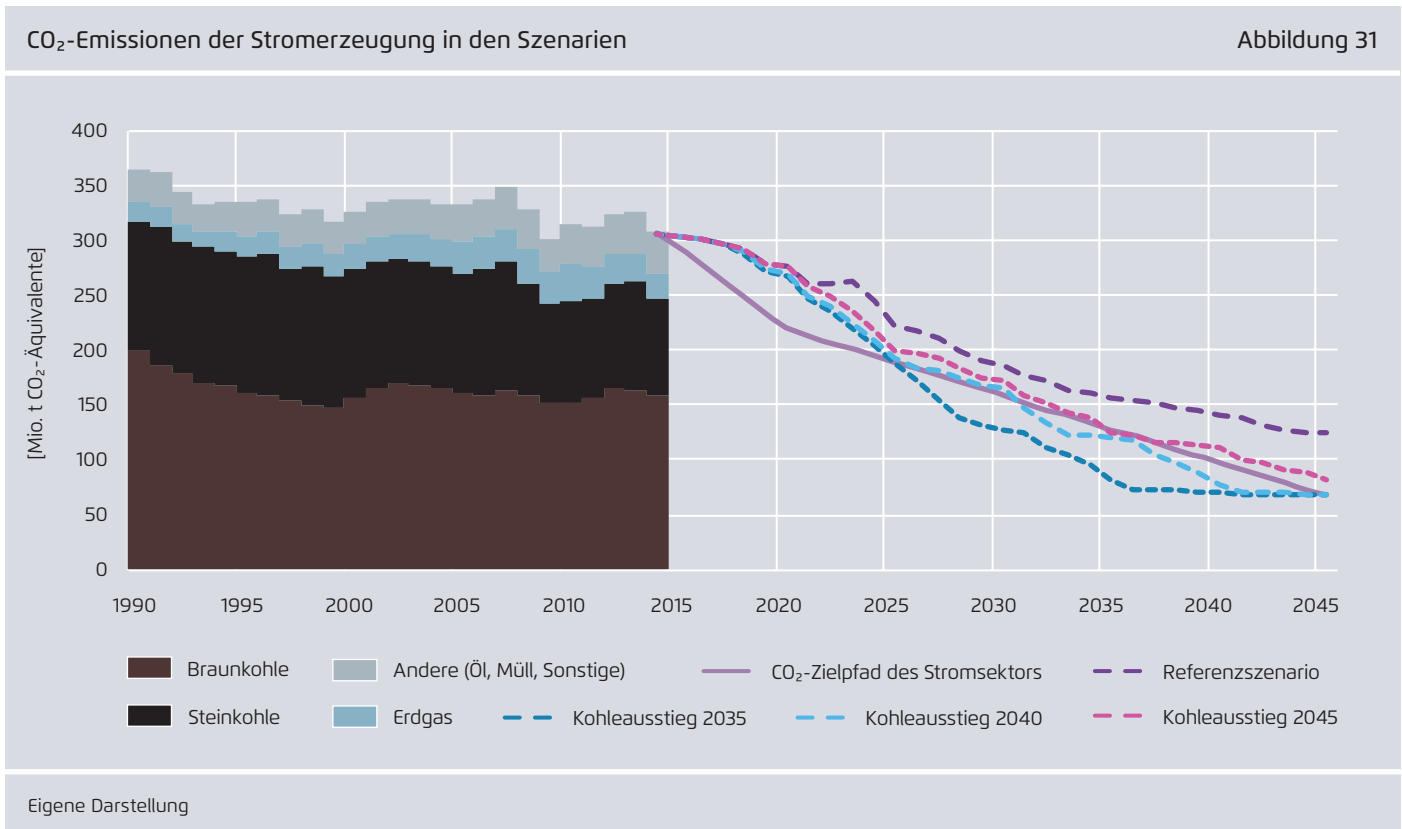
sektorale CO₂-Zielpfad (minus 90 Prozent bis 2050), der zur Erreichung des sektorenübergreifenden Klimaschutzmindestziels von minus 80 Prozent gegenüber 1990 mindestens erforderlich ist.

In der **Referenzentwicklung** bleiben die CO₂-Emissionen über den gesamten Betrachtungszeitraum deutlich über dem CO₂-Zielpfad. Im Jahr 2020 beträgt die Klimaschutzlücke etwa 58 Millionen Tonnen und geht in den Folgejahren auf durchschnittlich rund 30 Millionen Tonnen zurück. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums nimmt die Handlungslücke aufgrund der nur sehr langsam sinkenden Kohlekapazitäten wieder auf bis zu 57 Millionen Tonnen im Jahr 2045 zu.

Im **langsamen Ausstiegsszenario** (Kohleausstieg 2045) verlaufen die Emissionen aufgrund identischer Kapazitätsentwicklung anfangs analog zur Referenzentwicklung. In den Folgejahren gehen die Emissionen jedoch schrittweise zurück, so dass die Klimaschutzlücke bis zum Jahr 2030 auf nur noch sieben Millionen Tonnen reduziert wird. Zwischen

2030 und 2040 sind die weiteren Klimaschutzmaßnahmen im langsamen Ausstiegsszenario grundsätzlich ausreichend, den definierten CO₂-Zielpfad zu erreichen. In der Folge nimmt die Handlungslücke bis 2045 jedoch wieder auf rund 16 Millionen Tonnen zu, so dass ein Kohleausstieg bis 2045 letztlich nicht ausreicht, um den sektoralen CO₂-Zielpfad zuverlässig und dauerhaft zu erreichen.

Die Emissionsentwicklung des **mittleren Ausstiegsszenarios** (Kohleausstieg 2040) verzeichnet aufgrund der etwas früher einsetzenden Klimaschutzmaßnahmen gegenüber der Referenz bereits ab dem Jahr 2018 einen leicht steileren Rückgang, so dass die Handlungslücke im Jahr 2020 noch 50 Millionen Tonnen beträgt. Der CO₂-Zielpfad wird jedoch im Jahr 2025 erreicht und im Jahr 2031 mit einer Differenz von rund vier Millionen Tonnen erstmal leicht unterboten. Bis zum Auslaufen der definierten Klimaschutzmaßnahmen im Jahr 2040 verbleiben die CO₂-Emissionen in der Folge um durchschnittlich rund 10 Millionen Tonnen knapp unter dem CO₂-Zielpfad.



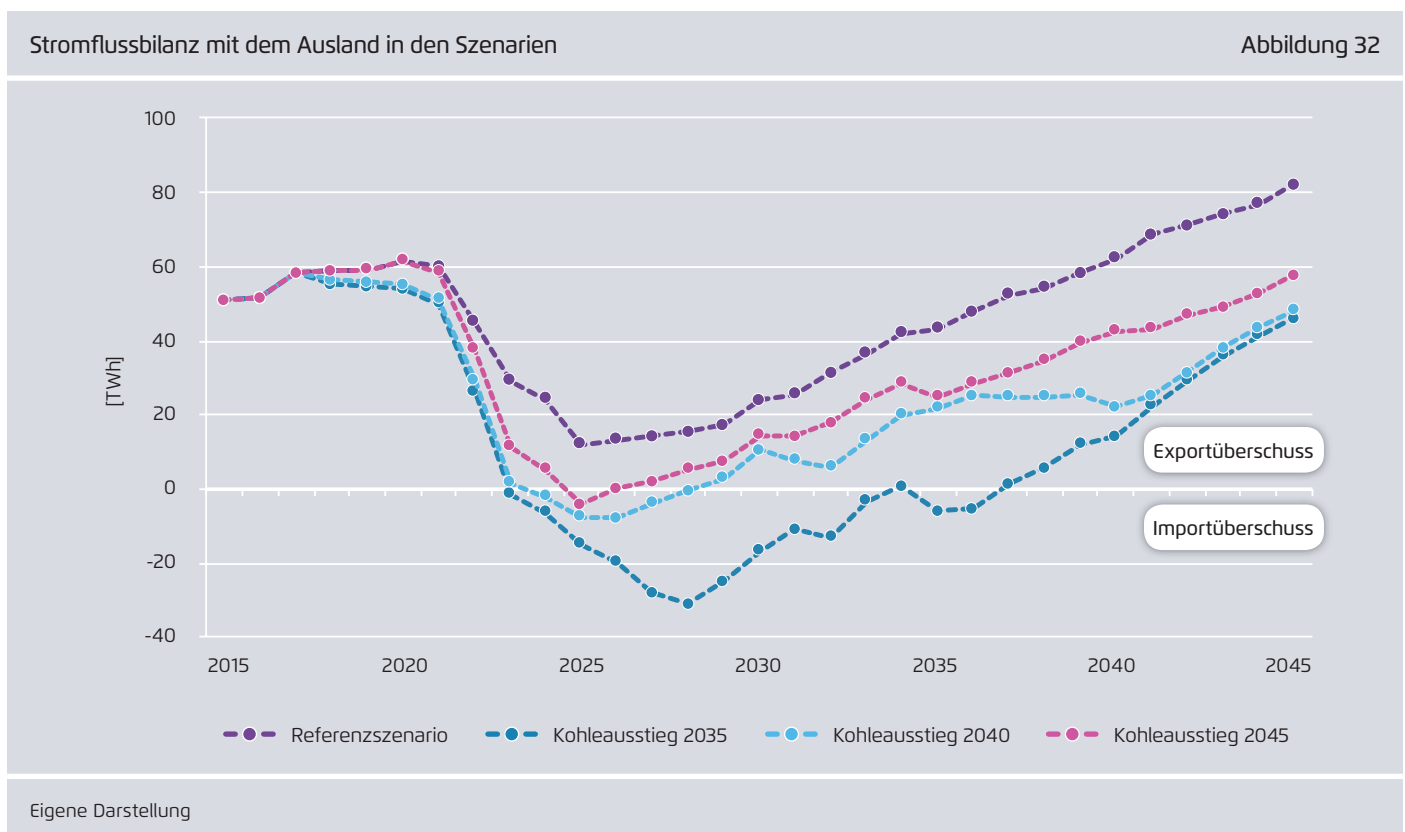
Dies gilt auch für den **ambitionierten Reduktionspfad** (Kohleausstieg 2035). Auch dieser erreicht im Jahr 2025 den anvisierten Zielpfad und bleibt in den Folgejahren deutlich unter dem hier definierten Budget für die jährlichen Maximalemissionen des Stromsektors. Ein Kohleausstieg bis 2035 wird dann notwendig, wenn die nationalen Treibhausgasemissionen in Deutschland insgesamt auf das Niveau von minus 95 Prozent bis 2050 reduziert werden sollen und in der Konsequenz die vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors (minus 100 Prozent) angestrebt wird.

5.5 Stromaustausch mit dem Ausland

Die veränderte Zusammensetzung des Kraftwerksparks in den Szenarien wirkt direkt auf den Einsatz der im Markt verbleibenden Kraftwerke und führt bei gleicher Stromnachfrage zu einer veränderten Erzeugungs- und Exportbilanz. Abbildung 32 zeigt den zeitlichen Verlauf der im Modell resultierenden Nettoexportbilanzen in den vier Szenarien.

Im **Referenzszenario** ergibt sich bis zum Jahr 2021 eine weitere leichte Zunahme des aktuellen Exportüberschusses. Aufgrund des Kernenergieausstiegs sinken die inländische Erzeugung und damit auch die Stromexportüberschüsse in den Jahren 2022 und 2023 jedoch deutlich, wobei die Bilanz jedoch weiter positiv bleibt. In den Folgejahren steigen die Stromexportüberschüsse wegen der im Markt verbleibenden hohen Kohlekraftwerkskapazitäten und des andauernden Zubaus Erneuerbarer Energien wieder an auf 24 Terawattstunden im Jahr 2030 und 62 Terawattstunden im Jahr 2040.

Im **langsamen Ausstiegsszenario** (Kohleausstieg 2045) gehen die Stromexportüberschüsse in Folge des Kernenergieausstiegs ebenfalls deutlich zurück. Aufgrund der zeitgleichen zusätzlichen Stilllegung von Kohlekraftwerken schmelzen die Exportüberschüsse jetzt bis zum Jahr 2025 nahezu vollständig ab, ehe sie in den Folgejahren trotz des weiter fortschreitenden Ausstiegs aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2045 wieder auf rund 58 Terawattstunden ansteigen.



Die Stromexporte des **mittleren Ausstiegsszenarios** (Kohleausstieg 2040) sinken bis 2023 per Saldo auf nahezu null ab. In der Folge ergibt sich aufgrund des schnelleren Kapazitätsrückbaus gegenüber dem langsamen Ausstiegsszenario für einige Jahre ein leichter Importüberschuss von maximal acht Terawattstunden. Dieser kehrt sich ab 2028 jedoch wieder um. Die Stromexportüberschüsse steigen in den Folgejahren wieder deutlich auf bis zu 48 Terawattstunden im Jahr 2045.

Im **ambitionierten Ausstiegsszenario** (Kohleausstieg 2035) wird Deutschland zwischen 2023 und 2037 zum Nettoimporteur von Strom, weil in diesem Zeitraum Erzeugungskapazitäten im Ausland teilweise günstiger zur Verfügung stehen, als im Inland. In diesem Zeitraum ist es also wirtschaftlich attraktiv, per Saldo mehr Strom aus dem Ausland zu beziehen, als allein auf nationaler Basis zu einem Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zu kommen. Ab Ende der 2030er Jahre drehen sich die Verhältnisse erneut um. Deutschland wird dann auch im ambitionierten Ausstiegsszenario wieder zum Nettoexporteur von Strom.

5.6 Börsenstrompreise

Abbildung 33 zeigt die Entwicklung der Großhandelspreise für Strom in den drei betrachteten Szenarien. Hierbei lassen sich im Wesentlichen drei Phasen unterscheiden: Zwischen 2015 und 2018 ist die Entwicklung der Großhandelsstrompreise (Basepreis) in allen betrachteten Szenarien relativ flach beziehungsweise sogar leicht sinkend. Diese Erwartung deckt sich mit den aktuellen Terminmarktnotierungen, die also im Modell durchaus nachvollzogen werden können. Die hohe Übereinstimmung ist im Wesentlichen auf die für die Frontjahre 2015 bis 2018 relativ konstanten Terminmarktnotierungen für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate zurückzuführen.

Infolge des ab 2019 annahmebasierten Brennstoff- und CO₂-Preisanstiegs, des Vollzugs des Kernenergieausstiegs sowie der altersbedingten Stilllegungen von Kohlekapazitäten steigt das Strompreisniveau bis Anfang der 2020er Jahre in allen vier Szenarien deutlich an. Wegen der zusätzlichen Kapazitätsstilllegungen in den Ausstiegsszenarien liegt der

Börsenpreis hier etwas höher als in der Referenzentwicklung (2024: drei bis fünf Euro je Megawattstunde).

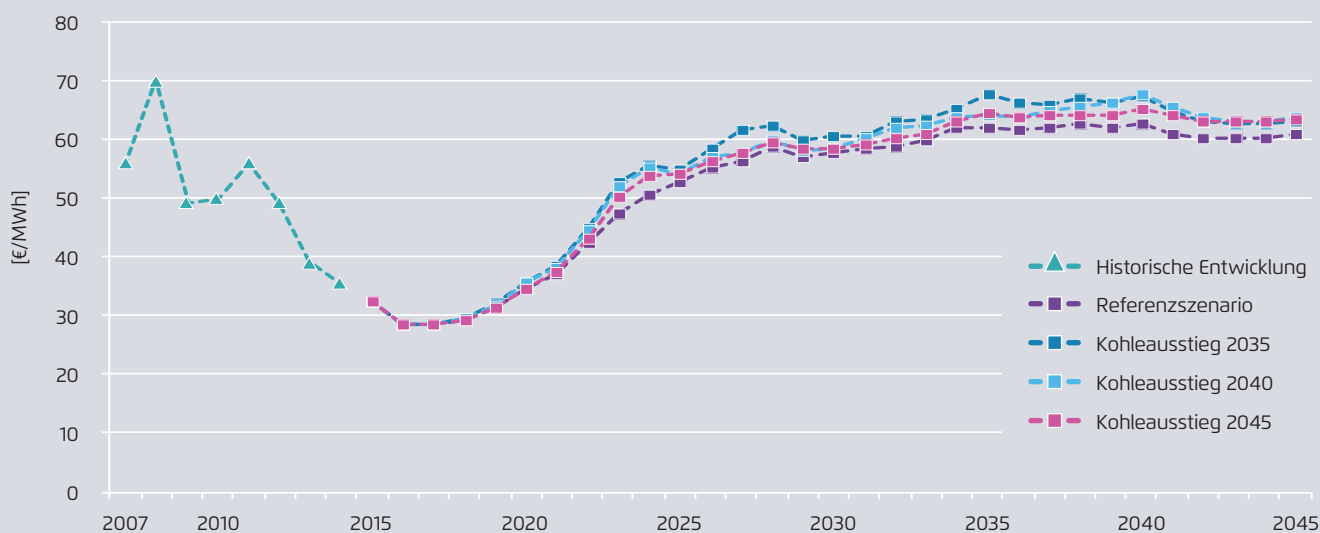
Die insgesamt geringfügigen Unterschiede der Börsenstrompreise im Referenzszenario einerseits und den Ausstiegsszenarien andererseits bleiben auch langfristig bestehen. Ab Mitte der 2020er Jahre stabilisieren sich die Basepreise aller Szenarien auf einem ähnlichen Niveau. Aufgrund der weiterhin kontinuierlichen Herausnahme von Kohlekapazitäten in den Ausstiegsszenarien ergibt sich eine anhaltende, aber durchgängig moderate Preisdifferenz gegenüber der Referenzentwicklung. So liegt das Preisniveau im **langsamen Ausstiegsszenario** (Kohleausstieg 2045) im Zeitraum 2025 bis 2045 durchschnittlich 1,8 Euro je Megawattstunde über dem Basepreis der Referenzentwicklung. Das **mittlere Ausstiegsszenario** (Kohleausstieg 2040) weist im selben Zeitraum im Durchschnitt höhere Strompreise von etwa 2,5 Euro je Megawattstunde aus. Die größte Preisdifferenz zeigt sich erwartungsgemäß im **ambitionierten Ausstiegsszenario** (Kohleausstieg 2035), das zwischen 2025 und 2045 durchschnittlich um 3,6 Euro je Megawattstunde höhere Strompreise zur Folge hat als das Referenzszenario.

Die Auswertung der Basepreisentwicklung zeigt überdies die erhebliche Abhängigkeit der Strompreise von den Annahmen über die Brennstoff- und CO₂-Preise. So ist das insgesamt steigende Preisniveau in allen Szenarien vor allem auf die im World Energy Outlook 2014 der Internationalen Energie Agentur ausgewiesene langfristige Steigerung der Commodity-Preise zurückzuführen. Aktuell mehren sich jedoch die Anzeichen, dass sich die derzeit niedrigen fossilen Brennstoffpreise womöglich deutlich langsamer erholen könnten als bisher angenommen – oder dass sie sogar dauerhaft auf niedrigem Niveau verharren. Eine solche Entwicklung würde sich in zweierlei Hinsicht auf die Strompreise auswirken:

→ **Absolute Niveaushiftung:** Bleibt die Entwicklung der fossilen Brennstoffpreise insgesamt deutlich hinter der erwarteten Preisentwicklung zurück, kommt es zu einer entsprechenden absoluten Verschiebung sämtlicher brennstoffpreisbasierten Preisberechnungen nach unten.

Börsenstrompreisentwicklung (Base) in den Szenarien

Abbildung 33



Eigene Darstellung

Hinweis: Die steigende Strompreis-Entwicklung, die laut Modell in allen Szenarien zwischen 2018 und 2025 erfolgt, hat seine wesentliche Ursache in den im Modell getroffenen CO₂- und Brennstoffpreis-Annahmen für Kohle und Gas, die auf der langfristigen Erwartung des IEA-World Energy Outlook (2014) basieren. Die daraus resultierenden Preisprojektionen liegen z.T. deutlich über der von vielen Marktteilnehmern erwarteten Strompreisentwicklung, was auf ein insgesamt niedrigeres Commodity-Preisniveau in der Erwartung dieser Marktakteure hinweist. Für die weitergehenden Analysen und Schlussfolgerungen der Studie hat die absolute Höhe der Strompreise jedoch nur geringe Relevanz, da alle Effekte auf einer Differenzbetrachtung zwischen beiden Szenarien basieren.

So dürfte das Niveau der Strompreise in allen Szenarien insgesamt entsprechend absinken.

→ **Relative Niveaushiftung:** Inwieweit sich ein verändertes Brennstoffpreisniveau auch auf die Erzeugungsstruktur im Modell auswirkt, hängt vom Verhältnis der Erzeugungskosten (Brennstoff- und CO₂-Kosten) der einzelnen Technologien untereinander ab. Bleibt die Differenz der Erzeugungskosten zwischen den Technologien stabil, kommt es zu keinen relativen Niveaushiftungen und damit auch zu keiner relevanten Verschiebung in der Erzeugungsstruktur.

5.7 Alternative Instrumente

Die schrittweise Reduktion der Kohleverstromung ist nicht zwingend an einen ordnungsrechtlich festgesetzten Stilllegungsfahrplan gebunden. Sie kann auch auf Basis alternativer Instrumente erfolgen. Insbesondere zwei weitere Ansätze wurden im Jahr 2015 vertieft diskutiert: Zum einen die Einführung eines zusätzlichen CO₂-Preises für Kohlekraftwerke, wie er im Frühjahr 2015 vom Bundes-

wirtschaftsministerium vorgeschlagen wurde, und zum anderen die Weiterführung einer Klimaschutzreserve mit Stilllegungsprämien, wie sie derzeit implementiert wird. Beide Instrumente sollen im Folgenden als langfristige Lösungsansätze näher untersucht werden. Dazu werden sie so parametrisiert, dass sich eine mit dem **mittleren Ausstiegsszenario** (Kohleausstieg 2040) vergleichbare CO₂-Minderungswirkung einstellt.

5.7.1 Zusätzlicher CO₂-Preis für Kohlekraftwerke

Eine mögliche Alternative, die Kohleverstromung schrittweise zu reduzieren, stellt die Einführung eines zusätzlichen CO₂-Beitrags für Kohlekraftwerke dar. Ein solcher Ansatz wurde im Rahmen des Klimabeitrags verfolgt, den das Bundeswirtschaftsministerium im Frühjahr 2015 vorschlug. Demnach sollte der aufgrund der aktuellen Marktbedingungen bestehende Wettbewerbsvorteil von alten Braunkohlekraftwerken gegenüber neuen Steinkohlekraftwerken und von alten Steinkohlekraftwerken gegenüber neuen Gas-

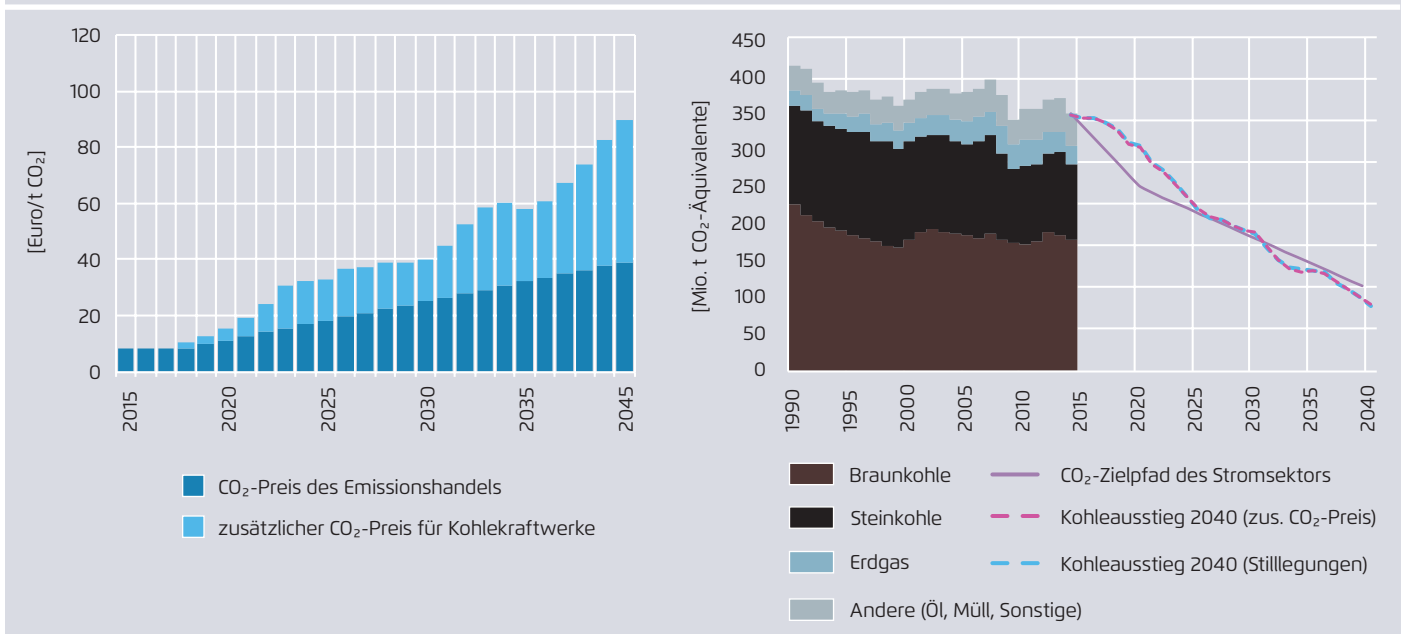
schrittweise reduziert werden. Die jeweils CO₂-ärmeren Optionen kämen dann entsprechend stärker zum Zuge. Auf Basis von Modellrechnungen wurde von *enervis energy advisors* der zusätzliche CO₂-Preis für Kohlekraftwerke ermittelt, der erforderlich wäre, um eine Emissionsreduktion entlang des **mittleren Ausstiegsszenarios** (Kohleausstieg 2040) zu erreichen. Im Gegensatz zum ursprünglichen Vorschlag des Bundeswirtschaftsministeriums wurde für die hier durchgeführten Berechnungen auf einen degressiv ausgestalteten Emissionsfreibetrag verzichtet. Der zusätzliche CO₂-Preis ist in den Modellberechnungen also für jede erzeugte Kilowattstunde Kohlestrom zu erbringen.

Die Modellergebnisse zeigen, dass ein solcher kohlespezifischer CO₂-Preis bis 2025 rund 15 Euro je Tonne erreichen und dann weiter ansteigen müsste: bis 2035 auf 26 Euro je Tonne und bis 2040 auf über 50 Euro je Tonne. Daraus ergibt im Jahr 2040 im Verbund mit dem CO₂-Preis aus dem EU-Emissionshandel ein CO₂-Gesamtpreis für Kohlekraftwerke von etwa 90 Euro je Tonne (siehe Abbildung 34).

Die **energiewirtschaftlichen Effekte** eines solchen Instrumentes sind den energiewirtschaftlichen Effekten eines Stilllegungspfades wie im **mittleren Ausstiegsszenario** (Kohleausstieg 2040) vorgesehen zunächst sehr ähnlich:

- Aufgrund des zusätzlichen CO₂-Preises kommt es zwischen 2019 und 2027 zunächst zu einem Abbau der Stromexportüberschüsse. Während diese Reduktion im mittleren Ausstiegsszenario im Wege der Stilllegung von Kapazitäten erfolgt, ergibt sich der Abbau der Stromexportüberschüsse infolge eines zusätzlichen Klimabeitrags aus der dann verminderten Wettbewerbsfähigkeit deutscher Kohlekraftwerke gegenüber ausländischen Erzeugungskapazitäten. Die Entwicklung der Börsenstrompreise weist in beiden Szenarien nur geringfügige Unterschiede aus (Abbildung 35).
- Zwischen 2027 und 2040 läuft die Exportbilanzentwicklung in beiden Szenarien etwas stärker auseinander: Diese liegen im Klimabeitragsszenario im Mittel etwa zehn Terawattstunden unter den Exporten des Stilllegungsszenarios, da sich hier die geminderte Wettbe-

Notwendige Höhe eines zusätzlichen CO₂-Preises für Kohlekraftwerke zur Emissionsreduktion entsprechend des mittleren Ausstiegsszenarios (Kohleausstieg 2040) (links); CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien „Kohleausstieg 2040 (Stilllegungen)“ und „Kohleausstieg 2040 (zusätzlicher CO₂-Preis)“ (rechts); Abbildung 34



Eigene Darstellung

werbsfähigkeit innerhalb des europäischen Strommarktes durch den kohlespezifischen CO₂-Preis noch deutlicher zeigt. Dennoch steigen die Strompreise nur unwesentlich gegenüber dem Stilllegungsszenario an. Dies lässt sich zum einen durch höhere Importe erklären, die sich insgesamt preisdämpfend auswirken. Zum anderen führt der Klimabeitrag letztlich nur in wenigen Stunden dazu, dass die in ihrer Stromerzeugung verteuerten Kohlekraftwerke häufiger preissetzend sind als die dann häufiger den Preis setzenden Gaskraftwerke (Abbildung 35).

→ Nach 2040, wenn in beiden Szenarien der Kohleausstieg vollzogen ist, nähern sich beide Entwicklungen folgerichtig wieder an.

Der maßgebliche Unterschied zwischen der Reduktion der Kohleverstromung auf Basis von Stilllegungen und eines zusätzlichen CO₂-Beitrags für Kohlekraftwerke liegt demnach weniger in den energiewirtschaftlichen Auswirkungen als vielmehr in den veränderten Einkommensströmen für die Kraftwerksbetreiber: Denn während die Deckungsbeiträge der noch betriebenen Kraftwerke im Stilllegungsszenario

nahezu unverändert bleiben, werden nach Einführung eines kohlespezifischen CO₂-Beitrags auch die Deckungsbeiträge derjenigen Kohlekraftwerke vermindert, deren Erzeugung gar nicht eingeschränkt wird.

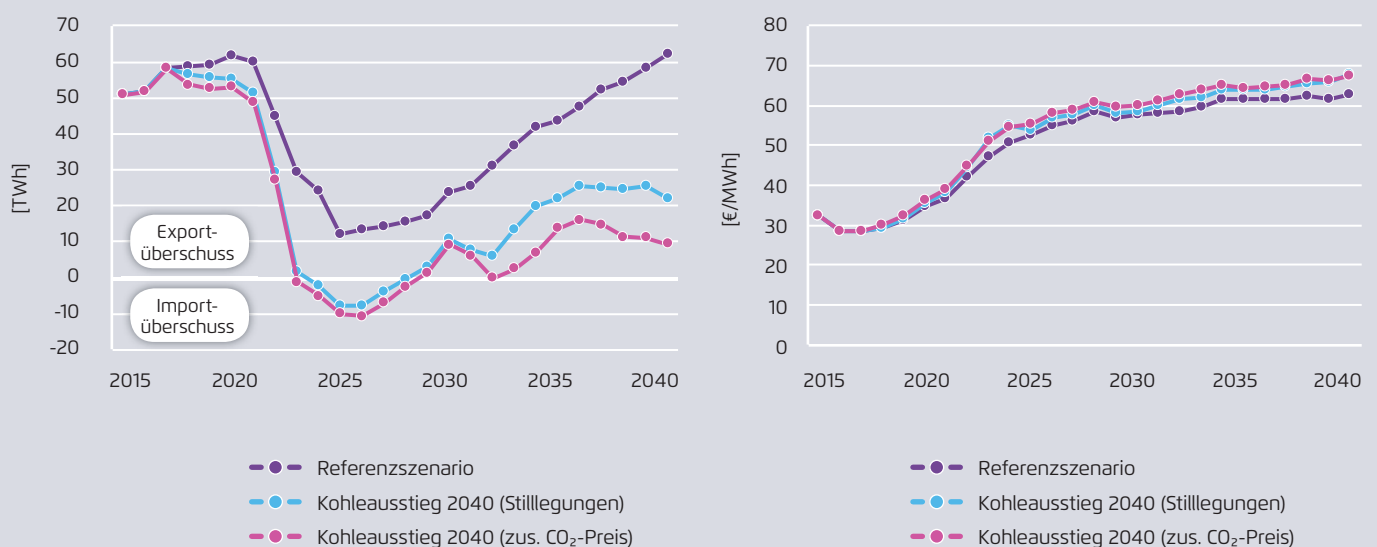
5.7.2 Kohlereserve bzw. Stilllegungsprämien

Neben verbindlich vereinbarten Stilllegungen oder der Einführung eines zusätzlichen Klimabeitrags für Kohlekraftwerke besteht drittens die Möglichkeit, die Stilllegung der Kohlekapazitäten auf Basis einer Reservelösung ähnlich der im Rahmen des Strommarktgesetzes vereinbarten Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke anzureizen.

Eine solche Reserve würde dann alle jährlich stillzulegenden Kohlekapazitäten, also sowohl die altersbedingten auch als auch die klimaschutzbedingten Stilllegungen, enthalten, da bei Schaffung einer Reservelösung grundsätzlich keine systematische Unterscheidung zwischen altersbedingten und klimaschutzbedingten Stilllegungen möglich wäre. Auch müsste eine solche Reserve, im Unterschied zur nun beschlossenen Sicherheitsbereitschaft, sowohl Braunkohle-

Stromflussbilanz mit dem Ausland und Strompreisentwicklung (Base) bei einem Kohleausstieg 2040 auf Basis von Kapazitätsstilllegungen oder einem zusätzlichen CO₂-Preis für Kohlekraftwerke

Abbildung 35



Eigene Darstellung

als auch Steinkohleanlagen beinhalten, um eine entsprechende Zielerreichung mit Blick auf den Klimaschutzpfad sicherzustellen.

Auf Basis des **mittleren Ausstiegsszenarios** (Kohleausstieg 2040) wurde im Folgenden eine solche Reservelösung modellhaft nachvollzogen. Hierzu wurde unterstellt, dass alle stillzulegenden Kohlekapazitäten in Zukunft - analog zur Sicherheitsbereitschaft - für weitere vier Jahre in einer solchen Reserve vorgehalten würden.

Es zeigt sich, dass eine solche Reserve bereits bis 2021 auf fast 10 Gigawatt ansteigen und sich in den Folgejahren bei rund 12 Gigawatt einpendeln würde. Zwar könnte die Reserve entsprechend der Kapazitätsentwicklung bis 2030 wieder auf etwa 2 Gigawatt reduziert werden, würde jedoch bis 2033 und noch einmal bis 2040 erneut auf rund 8 Gigawatt anwachsen.

Die Schaffung einer solchen Reserve ist mit entsprechenden Kosten für die Vorhaltung der Kapazitäten verbunden.

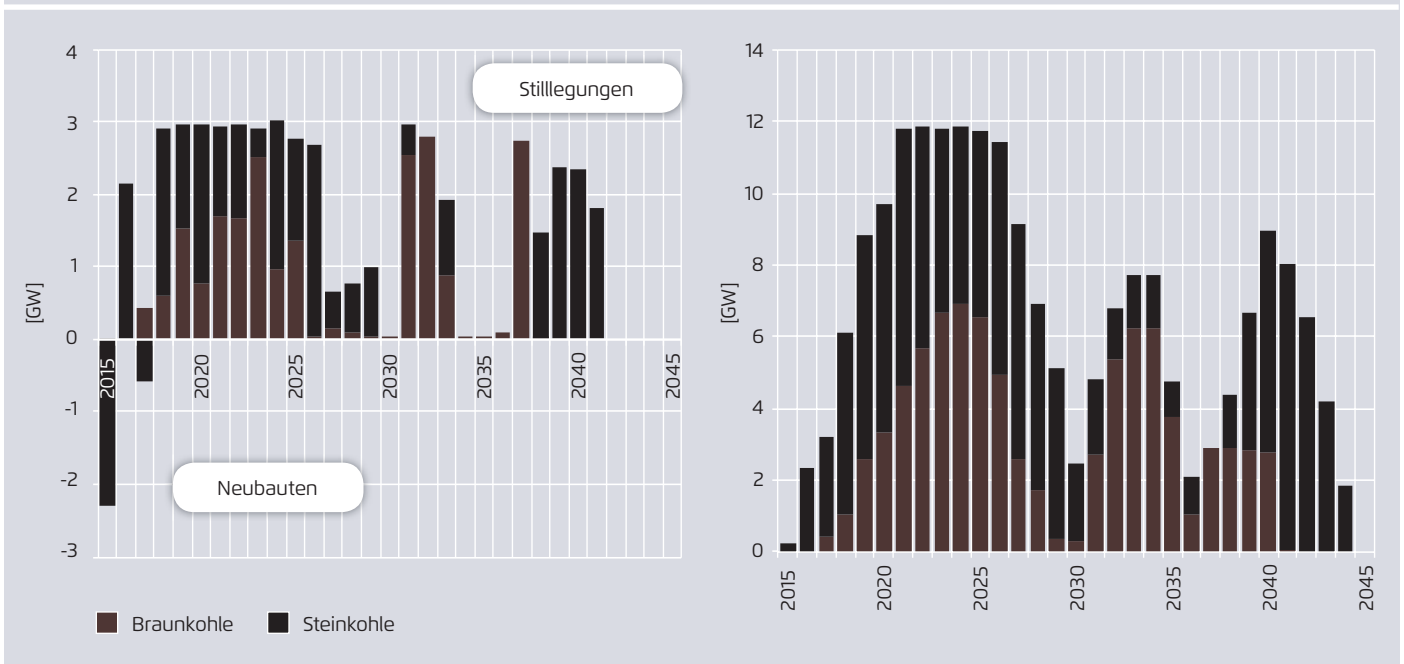
Werden für Braunkohlekraftwerke hier jährliche Vorhaltezahungen von etwa 149 Euro pro installiertem Kilowatt angenommen, was etwa der derzeitigen Vereinbarung im Rahmen der Sicherheitsbereitschaft entspricht,⁹⁶ und für Steinkohlekraftwerke mit etwa 40 Euro pro installiertem Kilowatt eine leicht höhere Vergütung als der durchschnittliche Fixkostensatz von rund 34 Euro pro installiertem Kilowatt angesetzt, so ergibt sich für die Reservelösung der in Abbildung 37 dargestellte Kostenverlauf.

Demnach würden die jährlichen Reservekosten bis Mitte der 2020er Jahre auf knapp 1,2 Milliarden Euro pro Jahr anwachsen. Entsprechend der Kapazitätsentwicklung in der Reserve würden die notwendigen Zahlungen zwar wieder auf 132 Millionen Euro im Jahr 2030 absinken. In der Folge würden sie jedoch bis 2033/2034 wieder auf etwa eine Mil-

⁹⁶ Die Gesamtkosten für die Vorhaltung der Sicherheitsbereitschaft von rund 2,7 Gigawatt Braunkohlekraftwerken betragen voraussichtlich etwa 1,6 Milliarden Euro (230 Millionen Euro für 7 Jahre). Das entspricht in etwa einer fixen Vergütungszahlung von rund 149 Euro je Kilowatt und Jahr.

Jährliche Stilllegungen im mittleren Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2040) und Umfang einer Reserve bei jeweils vierjährigen Verweildauer

Abbildung 36

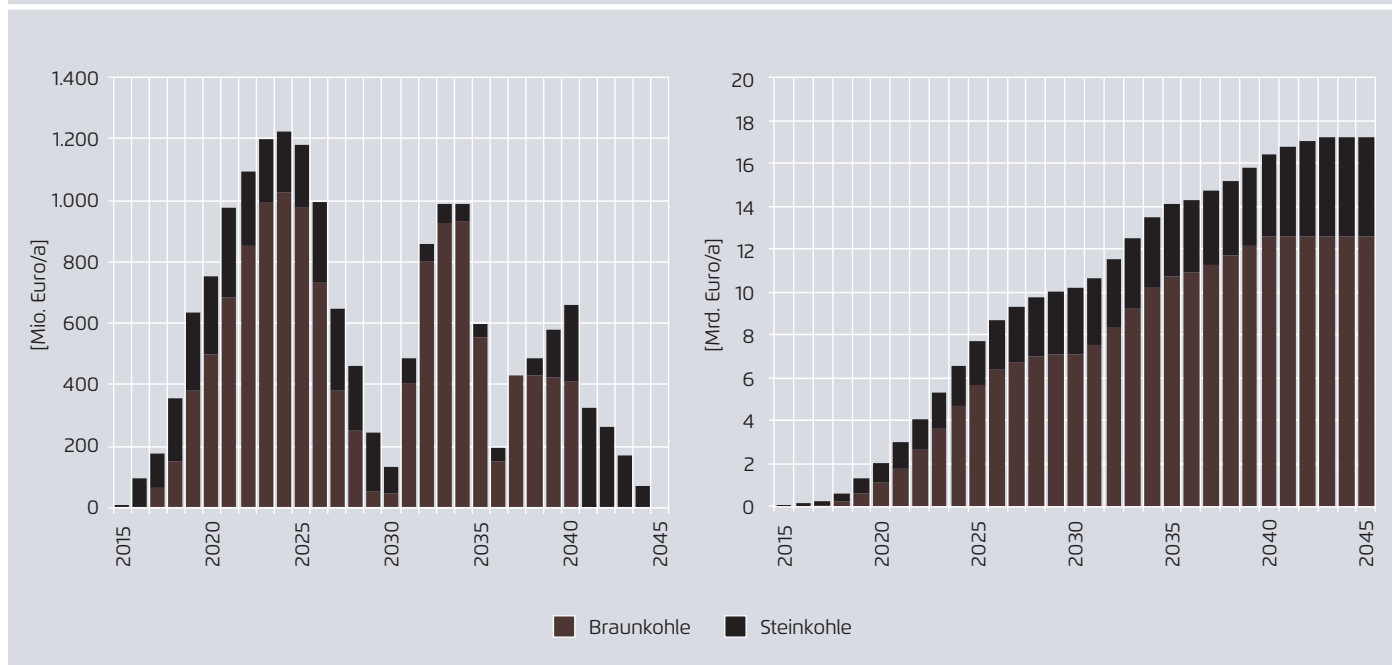


Eigene Darstellung

jeweils zum 1.1.

Jährliche und kumulierte Kosten bei einer jeweils vierjährigen Kohlereserve im mittleren Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2040)

Abbildung 37



Eigene Darstellung

liarde Euro pro Jahr ansteigen. Im kumulierten Verlauf steigen die Gesamtleistungen im Rahmen einer solchen Reservelösung bis 2030 auf rund 10,2 Milliarden Euro an. Würde der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2040 vollständig auf Basis einer solchen Reserveregulierung erfolgen, so müssten hierfür insgesamt Mittel im Umfang von mehr als 18 Milliarden Euro aufgewendet werden.

Die Entwicklung der Erzeugungssituation, der Handelsflüsse sowie die Börsenstrompreise sind dabei gegenüber dem mittleren Ausstiegsszenario (Kohleausstiegs 2040) letztlich vergleichbar, da die Wirkung der Reserve auf die sich im Markt befindlichen Kapazitäten identisch mit dem vereinbarten Ausstiegsfahrplan wäre.

Im Rahmen einer solchen Reserve-Lösung entstehen jedoch signifikante Mehrkosten, die auf die Endverbraucher umgelegt werden müssten, ähnlich wie im Rahmen der aktuellen Vereinbarung zur Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken über die Netzentgelte. Die Folge wären erhebliche Umverteilungseffekte von den Stromverbrauchern zu den Kraftwerksbetreibern.

6 Entwicklung in den Braunkohleregionen

6.1 Die spezifische Ökonomie der Braunkohlewirtschaft

Die Beschaffungsstruktur von Braunkohlekraftwerken unterscheidet sich grundsätzlich von der von Steinkohlekraftwerken. Denn während der deutsche Steinkohlebedarf inzwischen nahezu vollständig zu Weltmarktpreisen aus Drittländern importiert wird,⁹⁷ stammt die Braunkohle fast vollständig aus heimischen Tagebauen. Eine Umstellung auf Importe käme bei Braunkohlekraftwerken auch nur in Ausnahmefällen in Frage: Aufgrund des hohen Wassergehalts des Brennstoffes und dem damit verbundenen hohen Gewicht ist der Braunkohletransport eine kostspielige Angelegenheit, der sich bei einer Verwendung zur Stromerzeugung nur in Ausnahmefällen lohnt beziehungsweise entsprechende Erlösverluste nach sich ziehen würde. Die Verstromung von Braunkohle erfolgt deshalb, von wenigen Ausnahmen abgesehen,⁹⁸ in unmittelbarer Nähe des Abbauortes. Dadurch kommt es in der Braunkohlewirtschaft zu einer starken regionalen Fokussierung auf einzelne Reviere, die im Fall der Steinkohleverstromung so heute nicht mehr besteht.

Gleichzeitig erfolgt die Rohstoffförderung wie auch die Verstromung innerhalb eines Reviers meist durch einen einzigen Betreiber (Rheinisches Revier: RWE; Lausitz: Vattenfall; Mitteldeutschland und Helmstedt: MIBRAG).⁹⁹ Da die Kraftwerke und Tagebaue eines Reviers meist über entsprechende Transportinfrastruktur (Förderbänder, Kohleverbindungsbahnen) miteinander verbunden sind, kön-

nen die Betreiber darüber hinaus die Förderung und den Kraftwerkseinsatz optimal aufeinander abstimmen. Dies gilt auch dann, wenn in einzelnen Braunkohlekraftwerken Mischkohle aus mehreren Tagebauen zur Stromerzeugung verwendet wird. Die Braunkohletagebaue und -kraftwerke innerhalb eines Reviers sind deshalb nicht getrennt voneinander zu betrachten, sondern als eine ökonomische und technische Einheit.

Eingriffe in die bestehende Tagebau- und Kraftwerksstruktur, etwa durch Kraftwerksstilllegungen oder andere klimapolitische Maßnahmen, sollten deshalb sorgfältig abgewogen werden. Denn zum einen leistet die Braunkohlewirtschaft in den betroffenen Gebieten einen ganz erheblichen Beitrag zur regionalen Wertschöpfung, der nicht schlagartig ersetzt werden kann.¹⁰⁰ Zum anderen wirkt sich selbst die Stilllegung einzelner Kraftwerksblöcke immer auch auf das gesamte Revier aus, da Tagebaue und Kraftwerke technisch und wirtschaftlich eng miteinander verknüpft sind. Um den Revieren eine Transformation unter fairen Bedingungen zu ermöglichen und Strukturbrüche zu vermeiden, müssen klimapolitische Maßnahmen deshalb die spezifische Ökonomie der Braunkohlewirtschaft ausreichend berücksichtigen.

In der Debatte um die geplante Einführung des Klimabeitrags im Frühjahr und Sommer 2015 waren von den Kraftwerksbetreibern, den Regionen und den Gewerkschaften große Bedenken gegen eine solche Maßnahme geäußert worden. Erstens wurde angeführt, dass der Klimabeitrag mehr als die Hälfte der bestehenden Braunkohlekraftwerke unrentabel machen und es deshalb zu umfassenden Stilllegungen kommen würde. Zweitens wurde argumentiert, dass die Betriebskosten der Tagebaue in der Folge auf die noch verbleibenden Kraftwerke umgelegt werden müssten und es so, aufgrund nun übermäßiger Belastung, noch bei weiteren Kraftwerken zu Stilllegungen

⁹⁷ BMWi (2015c).

⁹⁸ Eine Ausnahme stellt etwa das Heizkraftwerk Klingenberg in Berlin da, das mit Lausitzer Braunkohle betrieben wird. Auch das Kraftwerk Buschhaus (Helmstedter Revier) wird derzeit nicht nur durch den Tagebau Schöningen (Helmstädter Revier), sondern anteilig auch durch Tagebaue aus Mitteldeutschland versorgt.

⁹⁹ Eine Ausnahme ist das Kraftwerk Lippendorf (Betreiber: Vattenfall) im Mitteldeutschen Revier, welches durch die Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain (Betreiber: MIBRAG) versorgt wird.

¹⁰⁰ DEBRIV (2015), Prognos (2011).

kommen würde („Dominoeffekt“).¹⁰¹ Ob diese Befürchtungen berechtigt waren, lässt sich nur schwer überprüfen, da nur ein Teil der dafür notwendigen Informationen zur Organisationsstruktur und der ökonomischen Betriebsweise der Braunkohlereviere öffentlich verfügbar ist. Für die durchgeführten Modellrechnungen wurden alle öffentlich verfügbaren Informationen, unter anderem die im Jahr 2015 in diesem Kontext beauftragten wissenschaftlichen Untersuchungen,¹⁰² ausgewertet und in den Modellierungen (siehe unten) entsprechend berücksichtigt. Die eingeschränkte Datenverfügbarkeit wurde jedoch auch hinsichtlich der Konzipierung der Eckpunkte berücksichtigt: Insbesondere der Vorschlag zur Flexibilisierung der Restlaufzeiten bei Kraftwerken innerhalb eines Reviers (siehe Eckpunkt 4) zielt explizit auf eine zusätzliche Berücksichtigung der bei den Betreibern vorliegenden betriebswirtschaftlichen Daten und die Vermeidung eines möglichen Dominoeffekts ab.

6.2 Berücksichtigung der spezifischen Ökonomie der Braunkohlewirtschaft in den modellierten Ausstiegsszenarien

Um den Ausstieg aus der Braunkohleverstromung schrittweise und ohne Strukturbrüche zu gestalten, wurde die spezifische Ökonomie der Braunkohlewirtschaft bereits für die modellierten Ausstiegsszenarien (siehe Kapitel 5) wie folgt berücksichtigt:

→ **Instrumentenwahl:** Anstelle eines kohlespezifischen CO₂-Preises wie beim Klimabeitrag wird im Vorschlag von Agora Energiewende auf einen verbindlichen Ausstiegsfahrplan zurückgegriffen. Ein Ausstiegsfahrplan bietet den Vorteil, die Reduzierung der Kohleverstromung kon-

101 IGBCE (2015). Von Seiten der Befürworter des Klimabeitrags wurde demgegenüber angeführt, dass aufgrund der Ausgestaltungsspezifika (Freibetragsregelung) sowie der absoluten Höhe des Klimabeitrags keine Stilllegungen, sondern lediglich eine Minderung der Stromerzeugung von Kohlekraftwerken und eine betriebswirtschaftlich optimierte Fahrweise zu erwarten wäre. Ein „Dominoeffekt“ und damit einhergehende Strukturbrüche seien deshalb nicht zu befürchten (Öko-Institut/Prognos (2015)).

102 Lazard (2015), Frontier Economics (2015).

trolliert und mit einem hohen Maß an Planungssicherheit für alle Beteiligten durchzuführen. Darüber hinaus sind für die im Markt verbleibenden Kraftwerke tendenziell eher positive als negative Effekte, und somit keine zusätzlichen Stilllegungen, zu erwarten: Erstens profitieren die verbleibenden Braunkohlekraftwerke von moderat steigenden Großhandelspreisen für Strom, die sich in Folge der Stilllegung der ältesten Kohlekraftwerke ergeben. Zweitens werden die höheren Deckungsbeiträge der im Markt verbleibenden (Braunkohle-) Kraftwerke nicht durch eine zusätzliche CO₂-Bepreisung abgeschöpft. Da auf ein zusätzliches Preiselement explizit verzichtet wird, sind drittens auch keine zusätzlichen Stilllegungen aufgrund mangelnder Rentabilität einzelner Blöcke zu erwarten.

- **Umsetzungsgeschwindigkeit:** In allen modellierten Szenarien werden die jährlichen Gesamtstilllegungen von Braun- und Steinkohlekraftwerken auf maximal drei Gigawatt begrenzt. Aufgrund einer etwa hälftigen Verteilung des jährlichen Stilllegungsvolumens auf Braunbeziehungsweise Steinkohlekraftwerke sowie der Verteilung der Braunkohleanlagen auf drei Regionen sind die jährlichen Stilllegungen innerhalb eines Reviers den Berechnungen zufolge gut umsetzbar.
- **Betriebswirtschaftliche Optimierung des Tagebau- und Kraftwerkbetriebs:** Um den veränderten ökonomischen Rahmenbedingungen aufgrund von Kapazitätsstilllegungen Rechnung zu tragen und einen „Dominoeffekt“ zu vermeiden, wurden im Modell mehrere betriebswirtschaftliche Optimierungsmaßnahmen vorgenommen. Erstens wird die definierte Stilllegungsreihenfolge auf die bestehende Revierstruktur hin angepasst. Dies betrifft insbesondere die Kraftwerksblöcke am Standort Weisweiler im Rheinischen Revier: Diese bilden mit dem Tagebau Inden eine Einheit, sind jedoch mit den übrigen Tagebauen und Kraftwerken des Rheinischen Reviers nicht über entsprechende Kohleverbindungsbahnen verbunden. Eine fast gleichzeitige Stilllegung der Blöcke in Weisweiler ist daher aus ökonomischen Gründen sinnvoll und erlaubt zudem längere Laufzeiten an den anderen Standorten im Rheinischen Revier. Zweitens wird versucht, die Fixkostenbelastung der Kraftwerke infolge des Tagebaubetriebs so gering wie möglich zu halten. Aus diesem

Grund wird die Tagebaustruktur wiederum dem Kapazitätsverlauf wo notwendig angepasst. Das heißt, dass nicht mehr benötigte Tagebaue stillgelegt werden können, sofern das jährliche Förderpotential und die Qualität der Braunkohle aus den verbleibenden Tagebauen das erlaubt.

6.3 Zukünftige Entwicklung des Braunkohlebedarfs und der verfügbaren Braunkohlevorräte in den bereits erschlossenen Tagebauen

Die Entwicklung des Braunkohlebedarfs sowie die in den bereits erschlossenen Tagebauen verfügbare Braunkohlemenge ist insbesondere abhängig von der zukünftigen Stromerzeugung der Braunkohlekraftwerke sowie, zu einem kleinen Anteil, der zur weiteren Veredelung benötigten Braunkohlemengen.

Die in diesem Kontext von *enervis energy advisors* vorgenommenen Modellrechnungen zeigen, dass die bereits erschlossenen Braunkohlemengen ausreichend sind, um den zukünftigen Braunkohlebedarf im Falle eines Kohleausstiegs bis zum Jahr 2040 vollständig zu decken. Der Aufschluss neuer Tagebauabschnitte Welzow-Süd II, Nochten II oder Jänschwalde Nord ist deshalb nicht notwendig.

Die Modellrechnungen basieren dabei weitestgehend auf öffentlich verfügbaren Daten. Den Betreiberunternehmen liegen jedoch deutlich detailliertere Daten vor, die eine noch effizientere Optimierung des Tagebau- und Kraftwerkbetriebes im Rahmen eines Kohleausstiegs ermöglichen können.

6.3.1 Methodik

Der zukünftige Braunkohlebedarf wurde auf Basis der Modellergebnisse des **langsamen Ausstiegsszenarios**¹⁰³ berechnet und die daraus resultierende Entwicklung der noch verfügbaren Braunkohlevorräte einzeln für die jeweiligen Braunkohlereviere abgeschätzt. Das langsame Ausstiegs-

szenario wurde gewählt, da dieses aufgrund des langsameren Stilllegungsverlaufs den insgesamt höchsten Braunkohlebedarf der drei untersuchten Szenarien aufweist. Sofern die Braunkohlemengen in diesem Szenario ausreichend sind, ist dies entsprechend auch für das **mittlere** (Kohleausstieg 2040) und das **ambitionierte Ausstiegsszenario** (Kohleausstieg 2035) zu erwarten.

Basierend auf Betreiberangaben werden den einzelnen Tagebauen im Modell anschließend jeweils Kraftwerke zur Versorgung zugewiesen. Hierbei müssen teilweise eigene Annahmen zu den jeweiligen Versorgungsanteilen getroffen werden, sollte ein Kraftwerk durch mehrere Tagebaue versorgt werden. Ebenso sind bei Auskohlung einzelner Tagebaue eigene Annahmen hinsichtlich der weiteren Versorgung durch alternative Tagebaue zu treffen¹⁰⁴

Bezüglich der verfügbaren Transportkapazitäten in Form von Förderbändern und Kohleverbindungsbahnen wird aufgrund des insgesamt deutlich rückläufigen Braunkohleverbrauchs in allen Revieren davon ausgegangen, dass diese für den im Modell notwendigen Transportumfang bereits jetzt ausreichend sind.

Weiterhin werden, basierend auf historischen Förderdaten, für alle Tagebaue jährliche Maximalförderkapazitäten ange-

¹⁰⁴ Nur eingeschränkt berücksichtigt werden kann in diesem Kontext die konkrete Auslegung der Kessel auf einen spezifischen Braunkohlemix, da hierzu keine öffentlich verfügbaren Daten vorliegen. Dies ist insbesondere relevant, wenn es bei einer Veränderung des Braunkohlemix eines Kraftwerks aufgrund der spezifischen Braunkohleeigenschaften einzelner Tagebaue zu erhöhter Verschlackungsgefahr kommt und sich so die Betriebskosten des Kraftwerks erhöhen würden. Dies ist etwa bei der Braunkohle aus dem Tagebau Hambach (hoher Schwefelgehalt) und Tagebau Reichwalde (niedrigerer Brennwert) der Fall. Da hinsichtlich der zusätzlichen Betriebskosten durch höheren Schwefelgehalt keine Daten vorliegen, wird für die Modellierung unterstellt, dass diese unter der entsprechenden Fixkostensteigerung liegen, die durch den Weiterbetrieb eines zusätzlichen Tagebaus zu erwarten wäre. Dies ist jedoch eine Frage der betriebswirtschaftlichen Optimierung und muss im Zweifel von den Unternehmen beantwortet werden. Im Falle des Tagebaus Reichwalde wird, auf Basis von DIW (2014) unterstellt, dass der Anteil Reichwalder Kohle nicht über 30 Prozent ansteigen darf, um entsprechende Betriebskostensteigerungen zu vermeiden.

¹⁰³ Im langsamen Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2045) geht das letzte Braunkohlekraftwerk im Jahr 2041 vom Netz, das letzte Steinkohlekraftwerk im Jahr 2045.

setzt, die im Modell nicht überschritten werden dürfen. Die für das Modell festgelegten Maximalförderkapazitäten sind dabei als konservative Abschätzung zu verstehen, da von den Betreibern zum Teil höhere maximale Förderkapazitäten angegeben werden. Darüber hinaus wird als Nebenbedingung eingeführt, dass die jährliche Förderkapazität eines Tagebaus nicht zeitweise relevant reduziert wird und dann wieder sprunghaft steigt. Vielmehr ist in allen Tagebauen von einer stabilen beziehungsweise sich schrittweise reduzierenden Fördermenge auszugehen.

Um die Fixkostenbelastung der Kraftwerke durch den Tagebaubetrieb so gering wie möglich zu halten, wird auf eine optimale Nutzung der Tagebaue abgezielt. Aus diesem Grund werden, sofern dies unter Berücksichtigung des Braunkohlebedarfs der Kraftwerke, verschiedener Kohlequalitäten, Maximalförderkapazitäten und verfügbarer Transportinfrastruktur möglich erscheint, auch Tagebaue vor ihrer Auskohlung im Modell stillgelegt.

Hinsichtlich der zur Veredelung benötigten Braunkohlemengen, die derzeit unter zehn Prozent der gesamten Braunkohleförderung ausmachen, wurde unterstellt, dass sich diese entlang des jährlichen Gesamtbraunkohlebedarfs entwickelt.

6.3.2 Rheinisches Revier

Das Rheinische Revier liegt rund 40 km westlich von Köln (Nordrhein-Westfalen) und umfasst die Tagebaue Hambach, Garzweiler II und Inden. Mit seinen insgesamt noch genehmigten Braunkohlevorräten von rund 2.600 Millio-

nen Tonnen (Stand: Ende 2014)¹⁰⁵ ist das Rheinische Revier das größte Braunkohlerevier Deutschlands. Mehr als die Hälfte der dort noch verfügbaren Braunkohlevorräte (etwa 1.459 Millionen Tonnen) entfällt auf den Tagebau Hambach. Zweitgrößter Tagebau ist der Tagebau Garzweiler II, der insgesamt noch über rund 845 Millionen Tonnen genehmigter Braunkohlevorräte verfügt. Der Tagebau Inden ist mit seiner noch genehmigten Restmenge von rund 302 Millionen Tonnen der kleinste der drei im Rheinland noch betriebenen Tagebaue (Tabelle 1).

Aktuell befinden sich im Rheinland noch Braunkohleblöcke mit einer Nettogesamtleistung von rund 10.300 Megawatt in Betrieb. Das durchschnittliche Anlagenalter liegt derzeit bei etwas über 38 Jahren, wobei ein Großteil der Anlagen nicht mehr weit von der im Modell unterstellten maximalen Lebensdauer von 50 Jahren entfernt ist. Lediglich die drei BoA-Blöcke in Neurath und Niederaußem sind mit dreizehn beziehungsweise drei Jahren noch vergleichsweise jung (Tabelle 2).

Die Kraftwerke werden durch die folgenden Tagebaue versorgt:

→ Die Kraftwerke an den Standorten Frimmersdorf, Neurath und Niederaußem werden derzeit von den bei-

¹⁰⁵ Berücksichtigt ist hier bereits die Leitentscheidung vom September 2015, die eine Verkleinerung des Tagebaus Garzweilers II um ca. 300 Millionen Tonnen vorsieht.

Erschlossene und genehmigte Braunkohlevorräte im Rheinischen Revier

Tabelle 1

Tagebau	Vorräte Ende 2014 (Mio. t)	Angewendete maximale Förderrate (Mio. t pro Jahr)
Hambach	1.459	44
Garzweiler II	845	34
Inden	302	17
Summe	2.606	95

Eigene Berechnung auf Basis von DIW (2014), Statistik der Kohlenwirtschaft (2015), Öko-Institut (2015)

den Tagebauen Hambach und Garzweiler II versorgt,¹⁰⁶ wobei die verschiedenen Standorte und Tagebaue über eine gut ausgebaute Kohleverbindungsbahn miteinander verbunden sind. Dadurch ist zwischen diesen Anlagen und Tagebauen eine hohe Flexibilität zur Betriebsoptimierung gegeben. In den Modellberechnungen wird der Tagebau Garzweiler II aus Optimierungsgründen im Jahr 2023 stillgelegt (siehe unten), so dass die verbleibenden Kraftwerksblöcke dann nur noch durch den Tagebau Hambach versorgt werden. Es wäre aufgrund der Kohleverbindungsbahn jedoch auch möglich, die Kraftwerke weiterhin durch beide Tagebaue versorgen zu lassen. Dies hätte allerdings höhere Tagebaufixkosten zur Folge. Die entsprechende Entscheidung hierzu würde im Falle eines

Kohlekonsenses dem Optimierungskalkül des Betreibers überlassen.

→ Das Kraftwerk Weisweiler wird allein durch den Tagebau Inden versorgt und ist nicht an das Netz der Kohleverbindungsbahn angeschlossen. Da aus diesem Grund keine größeren Flexibilisierungsoptionen bestehen, werden im Modell alle Blöcke am Standort Weisweiler aus ökonomischen Gründen nahezu zeitgleich stillgelegt.

Der Kapazitätsverlauf im **langsamen Ausstiegsszenario** (Kohleausstieg 2045/Braunkohleausstieg 2041) lässt sich in drei Phasen einteilen: Bis 2020 werden rund 1,5 Gigawatt an Kraftwerkskapazitäten entsprechend der Vereinbarung mit der Bundesregierung in die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft überführt. Dort verbleiben diese fünf Blöcke für jeweils vier Jahre und werden anschließend endgültig stillgelegt. In der „Einstiegsphase“ (2021 – 2025) werden in den Jahren 2022, 2023 und 2024 jährlich zwischen 1,5 und 2,1 Gigawatt an weiteren Braunkohlekraftwerken schritt-

106 Darüber hinaus werden noch einige kleinere Kraftwerke und Veredelungsbetriebe durch diese beiden Tagebaue versorgt. Diese wurden für die Modellierung entsprechend berücksichtigt, werden hier jedoch nicht separat aufgeführt.

Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier (in Betrieb, 2015)

Tabelle 2

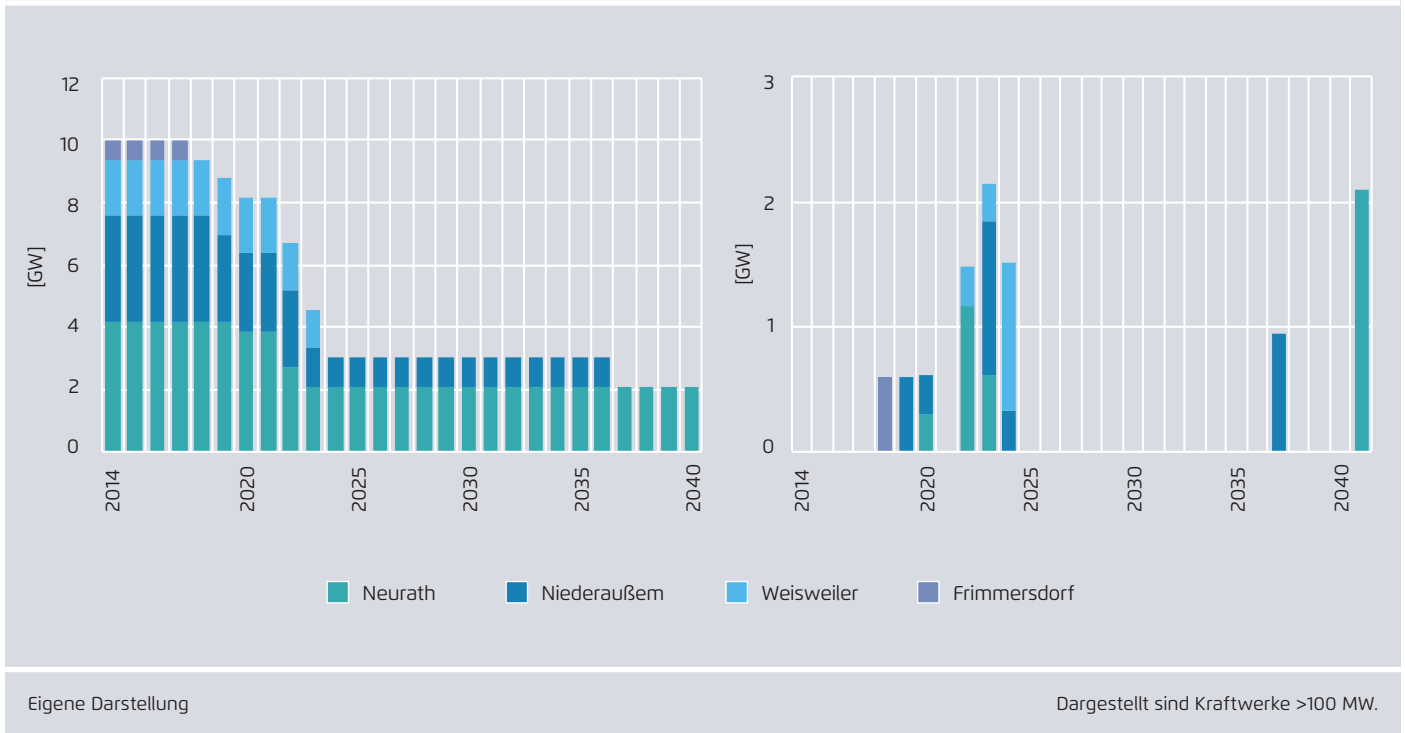
Standort	Block	Inbetriebnahme	Alter	Netto-Nennleistung (MW)	Geplante Überführung in die Sicherheitsbereitschaft	Tagebau
Frimmersdorf	P	1966	49	284	2017	Hambach und Garzweiler II
	Q	1970	45	278	2017	
Neurath	A	1972	43	277	-	Hambach und Garzweiler II
	B	1972	43	288	-	
	C	1973	42	292	2018	
	D	1975	40	607	-	
	E	1976	39	604	-	
	BoA 2	2012	3	1.050	-	
BoA 3	2012	3	1.050	-		
Niederaußem	C	1965	50	294	-	Hambach und Garzweiler II
	D	1968	47	297	-	
	E	1970	45	295	2018	
	F	1971	44	299	2018	
	G	1974	41	653	-	
	H	1974	41	648	-	
K (BoA)	2002	13	944	-		
Weisweiler	E	1965	50	312		Inden
	F	1967	48	304		
	G	1974 / 2006*	41 / 9	590		
	H	1975 / 2006*	41 / 9	592		
Sonstige (<100 MW)				ca. 300		Hambach und Garzweiler II
Summe				ca. 10.300		

BNetzA (2015), DIW (2014)

* bei den Kraftwerksblöcken Weisweiler G und H wurden in den Jahren 2006 zusätzliche Vorschaltgasturbinen eingebaut

Entwicklung der installierten Braunkohlekapazitäten und der jährlichen Stilllegungen im Rheinischen Revier im langsamen Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2045)

Abbildung 37



weise stillgelegt. Die verbleibenden Kraftwerkskapazitäten an den Standorten Niederaußem und Neurath von rund 3,1 Gigawatt werden in der Stabilisierungsphase aufgrund ihres aktuell noch recht geringen Alters erst in den Jahren 2037 und 2041 vom Netz genommen (Abbildung 37).

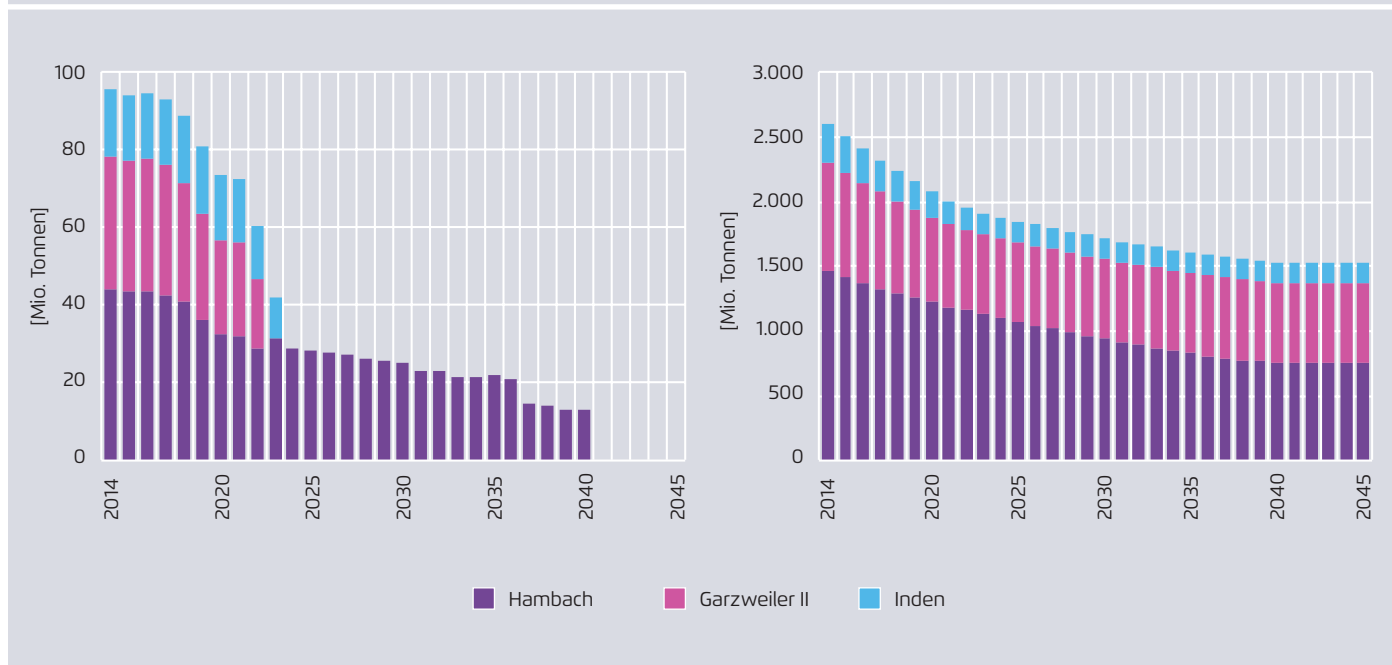
Der jährliche Braunkohlebedarf weist, wenig überraschend, eine hohe Korrelation zur Kapazitäts- und Erzeugungsentwicklung auf und nimmt insbesondere in der Einstiegsphase nach 2020 deutlich ab, verbleibt jedoch in den Folgejahren auf nahezu stabilem Niveau. Aufgrund der Stilllegung aller Kraftwerksblöcke am Standort Weisweiler im Jahr 2024 wird der Tagebau Inden in den Modellrechnungen anschließend ebenfalls endgültig stillgelegt. Darüber hinaus besteht aufgrund der Kapazitätsreduktion in der Einstiegsphase das Potential, einen der beiden großen Tagebau Garzweiler II oder Hambach zu schließen, um die Fixkostenbelastung der verbleibenden Kraftwerke zu minimieren. Im Rahmen dieser Modellierung wurde deshalb der Tagebau Garzweiler II im Jahr 2023 stillgelegt. Die Förderung im Tagebau Hambach wird schließlich noch bis zur Stilllegung der letzten BoA-Blö-

cke im Jahr 2041 fortgeführt. Von den derzeit erschlossenen und genehmigten Vorräten (2.606 Millionen Tonnen) werden in den Modellberechnungen somit bis 2040 weniger als die Hälfte (1.100 Millionen Tonnen) genutzt (Abbildung 38).

Im Rahmen der Braunkohleleiteentscheidung 2015 hat die nordrhein-westfälische Landesregierung bereits einen Verzicht auf die Umsiedlung der Orte Holzweiler, Dackweiler und Hauerhof angekündigt. Darüber hinaus ermöglicht der gesunkene Braunkohlebedarf grundsätzlich die vorzeitige Stilllegung eines der beiden Tagebaue Hambach oder Garzweiler II etwa Mitte der 2020er Jahre. Das ist jedoch abhängig von der betriebswirtschaftlichen Optimierung des Tagebaubetriebes sowie der von den Tagebauen belieferten Kraftwerke. Die entsprechende Verkleinerung der Tagebaue Garzweiler II und/oder Hambach (und damit einhergehend die Frage, ob es zu einer Neuplanung im Hinblick auf die bereits beschlossenen Umsiedlungen kommen sollte) wäre Bestandteil einer neuen Regional- und Landesplanung, die die Landesregierung Nordrhein-Westfalen vornehmen würde.

Entwicklung der jährlichen Braunkohleförderung und der im Tagebau verbleibenden Restmengen im Rheinischen Revier im langsamen Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2045)

Abbildung 38



Eigene Darstellung

6.3.3 Lausitzer Revier

Das Lausitzer Revier erstreckt sich vom Südosten Brandenburgs bis in den Nordosten Sachsens und umfasst die derzeit aktiven Tagebaue Cottbus-Nord, Jänschwalde und Welzow-Süd (Brandenburg) sowie Nochten und Reichwalde (Sachsen).¹⁰⁷ Insgesamt ist das Lausitzer Revier mit rund 950 Millionen Tonnen noch zum Abbau genehmigter Braunkohlevorräten (Stand: Dezember 2014) deutlich kleiner als das Rheinische Revier (ca. 2.650 Millionen Tonnen). Während die Tagebaue Reichwalde, Welzow-Süd I und Nochten I noch über signifikante Braunkohlevorräte verfügen, stehen die Tagebaue Jänschwalde sowie insbesondere Cottbus-Nord bereits kurz vor der Auskohlung. Obwohl der Tagebau Reichwalde über die größten Vorräte verfügt, wird dieser nur eingeschränkt genutzt, da die Kohlequalität hinter der Qualität der anderen Braunkohletagebaue zurück

bleibt und deswegen eine größere Verschlackung mit sich bringt.¹⁰⁸ Für die weitere Modellierung wurde deshalb unterstellt, dass Reichwalder Kohle nicht mehr als 30 Prozent des Jahresbedarfs abdecken darf (Tabelle 3).¹⁰⁹

In der Lausitz werden derzeit noch an drei Standorten Braunkohlekraftwerke mit einer Gesamtkapazität von rund 7.200 Megawatt (netto) betrieben. Das durchschnittliche Anlagenalter ist mit etwa 26 Jahren deutlich geringer als im Rheinland. So liegt selbst der älteste Block der Lausitz (Boxberg N) mit 36 Jahren noch rund 2 Jahre unter dem Durchschnittsalter der rheinischen Braunkohleflotte. Der modernste Block ist Boxberg R, der mit 640 Megawatt im Jahr 2012 ans Netz ging (Tabelle 4).

107 Da in diesem Kontext die Notwendigkeit eines Neuaufschlusses der Tagebaue Welzow-Süd II, Nochten II und Jänschwalde geprüft werden soll, wird auf die Ausweisung der in diesen Tagebauen teilweise bereits genehmigten Abbauaumengen verzichtet.

108 Der durchschnittliche Heizwert im Tagebau Reichwalde ist mit ca. 8.200 KJ/kg niedriger als bspw. in Nochten (8.750 KJ/kg) oder Welzow-Süd (9.000 KJ/kg) (DIW (2014)).

109 Laut DIW (2014) wäre grundsätzlich sogar ein etwas höherer Anteil an Reichwalder Kohle von ungefähr 35 Prozent denkbar.

Erschlossene und genehmigte Braunkohlevorräte im Lausitzer Revier¹⁰⁹

Tabelle 3

Tagebau	Vorräte Ende 2014 (Mio. t)	Angewendete maximale Förderrate (Mio. t pro Jahr)
Cottbus-Nord	3	6
Jänschwalde	82	10
Nochten I	275	21
Reichwalde	332	9
Welzow-Süd	290	20
Summe	982	66

Eigene Berechnung auf Basis von DIW (2014), Statistik der Kohlenwirtschaft (2015), Öko-Institut (2015)

Die Kraftwerke werden durch folgende Tagebaue versorgt:

→ Das Kraftwerk am Standort Boxberg wird derzeit weitestgehend aus den Tagebauen Nochten und Reichwalde beliefert. Um den Anteil Reichwalder Kohle bei 30 Prozent belassen zu können, wird im Modell jedoch auch Braunkohle aus dem benachbarten Tagebau Welzow-Süd verfeuert.

→ Das Kraftwerk Jänschwalde wird bisher noch von den Tagebauen Jänschwalde, Cottbus-Nord und Welzow-Süd versorgt. Nach der Auskohlung der Tagebaue Cottbus-Nord und Jänschwalde werden zur Bedarfsdeckung jedoch auch die Tagebaue Nochten und geringfügig Reichwalde herangezogen.

→ Das Kraftwerk Schwarze Pumpe wird bisher ebenfalls insbesondere über den Tagebau Welzow-Süd versorgt. Im Modell wird ein Teil des Braunkohlebedarfs jedoch auch durch die Tagebaue Jänschwalde, Nochten und Reichwalde gedeckt.

110 Exklusive der derzeit geplanten neuen Tagebauabschnitte Welzow-Süd II, Nochten II und Jänschwalde-Nord.

Braunkohlekraftwerke im Lausitzer Revier (in Betrieb, 2015)

Tabelle 4

Standort	Block	Inbetriebnahme	Alter	Netto-Nennleistung (MW)	Geplante Überführung in die Sicherheitsbereitschaft	Tagebaue
Boxberg	N	1979	36	465	-	Nochten, Reichwalde, Welzow-Süd
	P	1980	35	465	-	
	Q	2000	15	857	-	
	R	2012	3	640	-	
Jänschwalde	A	1981	34	465	-	Cottbus-Nord, Jänschwalde, Nochten, Reichwalde und Welzow-Süd
	B	1982	33	465	-	
	C	1984	31	465	-	
	D	1985	30	465	-	
	E	1987	28	465	2019	
	F	1989	26	465	2018	
Klingenberg (Berlin)		1981	34	164	-	Cottbus-Nord, Nochten
Schwarze Pumpe	A	1997	18	750	-	Welzow-Süd
	B	1998	17	750	-	
Sonstige (<100 MW)				ca. 300		Alle Tagebaue
Summe				ca. 7.200		

BNetzA (2015), DIW (2014)

→ Für das Berliner Heizkraftwerk Klingenberg liegen keine Informationen vor, aus welchem Tagebau die Braunkohleversorgung erfolgt. Im Modell wird deshalb angenommen, dass die Versorgung vor allem über die Tagebaue Cottbus-Nord und Nochten erfolgt.

Der Kapazitätsverlauf im langsamen Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2045/Braunkohleausstieg 2041) lässt sich wiederum in drei Ausstiegsphasen unterteilen: Bis 2020 werden entsprechend der Vereinbarung zur Sicherheitsbereitschaft die beiden Jänschwalde-Blöcke E und F mit einer Gesamtkapazität von 0,9 Gigawatt in eine Reserve überführt und schließlich 2023 beziehungsweise 2024 endgültig stillgelegt. In der Einstiegsphase (2021 – 2025) werden insgesamt weitere drei Gigawatt vom Netz genommen. Die verbleibenden vier Kraftwerksblöcke gehen schließlich zwischen 2030 und 2041 vom Netz (Abbildung 39).

Der jährliche Braunkohlebedarf geht entsprechend der Kapazitäts- und Erzeugungsentwicklung von derzeit rund 60 Millionen Tonnen pro Jahr bis 2025 auf noch knapp die

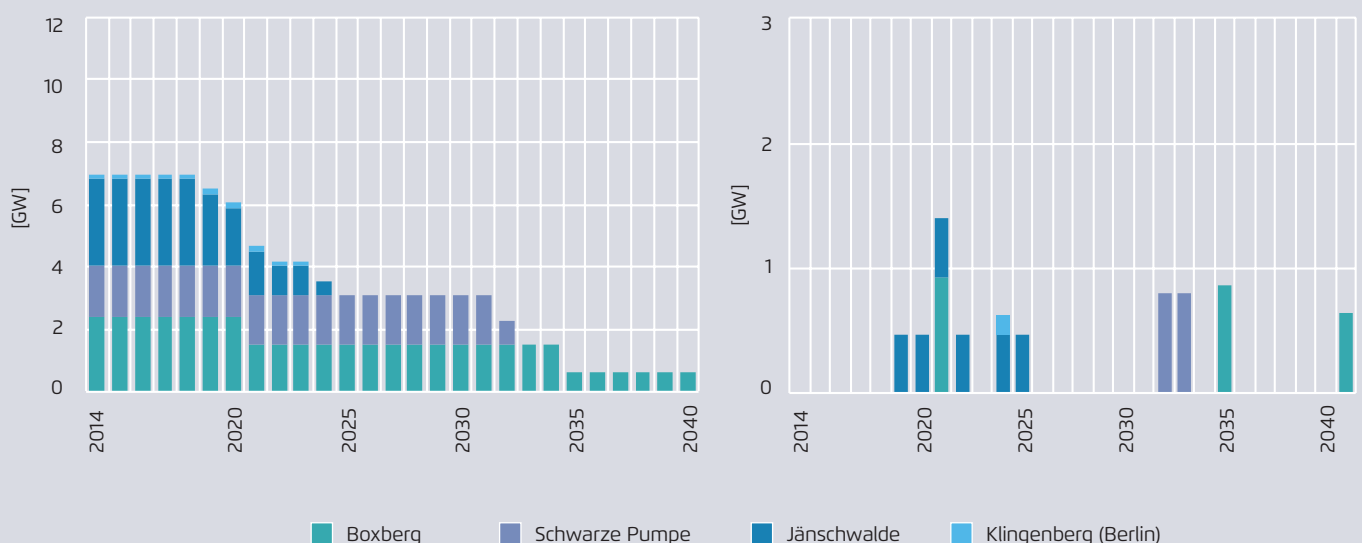
Hälfte zurück. Bis Ende der 2020er Jahre verbleibt er in etwa auf diesem Niveau und sinkt schließlich in den Folgejahren bis zur Stilllegung des letzten Kraftwerks im Jahr 2041 schrittweise ab.

Der Tagebau Cottbus-Nord wird aufgrund der geringen Restmengen bereits im Jahr 2016 stillgelegt, da die genehmigten Vorräte abgebaut sind. Ähnliches gilt für den Tagebau Jänschwalde. Dieser wird im Modell im Jahr 2025 endgültig stillgelegt. Die Tagebaue Welzow-Süd und Reichwalde könnten demnach aufgrund des fortschreitenden Kapazitätsrückbaus im Modell im Jahr 2035 stillgelegt werden, wobei noch jeweils ungenutzte Restmengen von 194 Millionen Tonnen (Reichwalde) beziehungsweise 54 Millionen Tonnen (Welzow-Süd) verbleiben. Am längsten würde schließlich der Tagebau Nochten genutzt, dessen Bestände bis zur endgültigen Stilllegung des letzten Braunkohleblocks nahezu vollständig (18 Millionen Tonnen) aufgebraucht werden (Abbildung 40).¹¹¹

¹¹¹ Grundsätzlich wäre Ende der 2030er Jahre auch eine durch-

Entwicklung der installierten Braunkohlekapazitäten und der jährlichen Stilllegungen im Lausitzer Revier im langsamen Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2045)

Abbildung 39



Eigene Darstellung

Dargestellt sind Kraftwerke >100 MW.

Entwicklung der jährlichen Braunkohleförderung und der im Tagebau verbleibenden Restmengen im Lausitzer Revier im langsamen Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2045)

Abbildung 40



Eigene Darstellung

Aufgrund der verbleibenden Restmengen in den bereits aufgeschlossenen Gruben, ist der Neuaufschluss der Braunkohletagebaue Welzow-Süd II, Nochten II und Jänschwalde Nord nicht notwendig. Dadurch kann auf die geplante Umsiedlung der folgenden Orte verzichtet werden:

- Rohne, Mulknitz, Schleife, Mühlrose, Trebendorf (Nochten II)
- Proschim, Welzow (Welzow-Süd II)
- Grabko, Kerkwitz und Atterwasch (Jänschwalde Nord)

gängige Versorgung der verbleibenden Kapazitäten mit nicht nur einem (Nochten), sondern auch zwei (Nochten, Reichwalde) oder drei Tagebauen (Nochten, Reichwalde, Welzow-Süd) denkbar, so dass daraus entsprechende Restmengen für Nochten resultieren würden. Im Rahmen der hier erfolgten Optimierung wurde jedoch unterstellt, dass eine Fokussierung auf einen Tagebau dem deutlich reduzierten Betrieb von mehreren Tagebauen vorzuziehen wäre. Die im Kohlekonsum-Eckpunkt 4 vorgeschlagene Flexibilisierung der Restlaufzeiten würde die Entscheidung über den optimalen Betrieb der Tagebaue und Kraftwerke letztlich dem Betreiber überlassen.

6.3.4 Mitteldeutsches Revier (inkl. Helmstedter Revier)

Das Mitteldeutsche Braunkohlerevier liegt unweit von Leipzig zwischen den Bundesländern Sachsen und Sachsen-Anhalt und umfasst die Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain.¹¹² Im Tagebau Vereinigtes Schleenhain sind nach aktuellem Stand (Stand: Ende 2014) noch rund 239 Millionen Tonnen Braunkohlevorräte erschlossen und genehmigt, im Tagebau Profen sind es noch etwa 180 Millionen Tonnen. Damit ist das Mitteldeutsche Revier die kleinste der drei Braunkohlerevieren Deutschlands.

Das Helmstedter Revier liegt zwischen den Bundesländern Sachsen-Anhalt und Niedersachsen und besteht heute nur noch aus dem Tagebau Schöningen. Der Tagebau verfügt derzeit (Stand: Ende 2014) noch über rund 28 Millionen Tonnen Braunkohle (Tabelle 5).

¹¹² Auch der Tagebau Amsdorf ist Teil des Mitteldeutschen Reviers. Aufgrund seiner nachrangigen Bedeutung wird die Entwicklung der dortigen Braunkohlemengen im weiteren Verlauf nicht separat untersucht.

Erschlossene und genehmigte Braunkohlevorräte im Mitteldeutschen Revier (inkl. Helmstedter Revier)

Tabelle 5

Tagebau	Vorräte Ende 2014 (Mio. t)	Angewendete maximale Förderrate (Mio. t pro Jahr)
Profen	180	10
Schöningen	28	2
Vereinigtes Schleenhain	239	10
Summe	447	22

Eigene Berechnung auf Basis von DIW (2014), Statistik der Kohlenwirtschaft (2015), Öko-Institut (2015)

Im Mitteldeutschen Revier (inkl. Helmstedter Revier) werden derzeit noch Braunkohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von rund 3,1 Gigawatt betrieben. Das durchschnittliche Anlagenalter beträgt ca. 20 Jahre. Das modernste Kohlekraftwerk der Region sind die beiden Blöcke des Kraftwerk Lippendorfs, die in den Jahren 1999 und 2000 ans Netz gegangen sind (Tabelle 6).

Die Kraftwerke werden durch folgende Tagebaue versorgt:

- Das Kraftwerk Buschhaus (Helmstedter Revier) wird zum Teil aus dem Tagebau Schöningen (Helmstedter Revier) sowie zum Teil aus dem Tagebau Profen (Mitteldeutsches Revier) versorgt.
- Die Blöcke des Standorts Lippendorf ebenso wie das Kraftwerk Schkopau decken ihren Braunkohlebedarf anteilig aus dem Tagebau Profen und dem Tagebau Vereinigtes Schleenhain.

Im langsamen Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2045/ Braunkohleausstieg 2041) wird bis 2020 zunächst nur das Kraftwerk Buschhaus mit einer Gesamtkapazität von 0,3 Gigawatt in die Sicherheitsbereitschaft überführt und anschließend nach vier Jahren endgültig stillgelegt. Aufgrund des jungen Alters der verbleibenden Blöcke werden im Mitteldeutschen Revier in der Einstiegsphase keine weiteren Kraftwerke stillgelegt. Das Kraftwerk Schkopau wird schließlich im Jahr 2031, und das Kraftwerk Lippendorf in den Jahren 2034/2035 vom Netz genommen (Abbildung 41).

Der Braunkohlebedarf geht deshalb im Mitteldeutschen Revier aufgrund der Stilllegung des Kraftwerks Buschhaus in den Modellrechnungen bis 2020 leicht zurück und ermöglicht bis dahin die Stilllegung des Tagebaus Schöningen. Bis etwa 2030 bleibt die Braunkohleförderung aufgrund der stabilen Kapazitätssituation hingegen weitgehend unverändert. Im Zuge der Stilllegungen der verbleibenden Kraft-

Braunkohlekraftwerke im Mitteldeutschen Revier (inkl. Helmstedter Revier; in Betrieb, 2015)

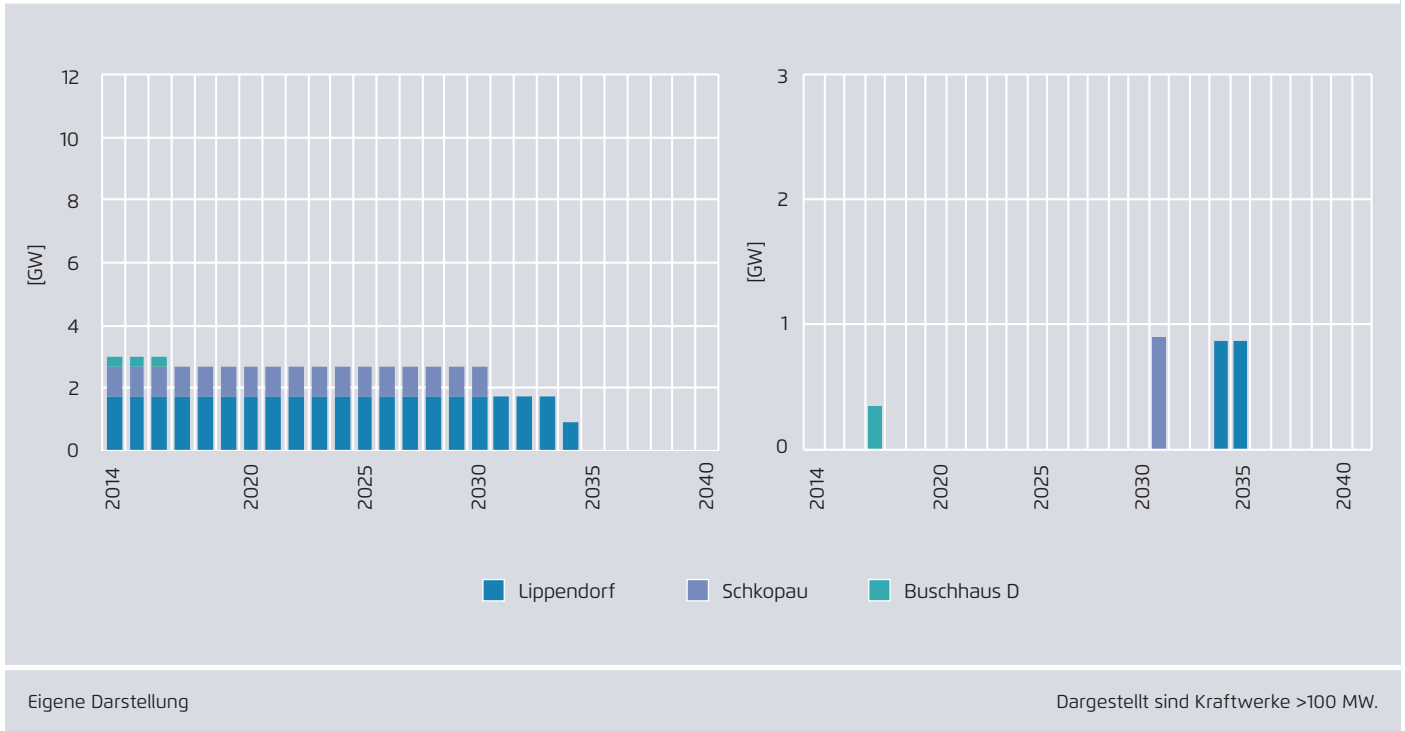
Tabelle 6

Standort	Block	Inbetriebnahme	Alter	Netto-Nennleistung (MW)	Geplante Überführung in die Sicherheitsbereitschaft	Tagebau
Buschhaus (Helmstedter Revier)	D	1985	30	325	2016	Profen und Schöningen
Lippendorf	R	2000	15	875	-	Profen und Vereinigtes Schleenhain
	S	1999	16	875	-	
Schkopau	A	1996	19	450	-	Profen und Vereinigtes Schleenhain
	B	1996	19	450	-	
Sonstige (<100 MW)				ca. 150		Profen und Vereinigtes Schleenhain
Summe				ca. 3.100		

BNetzA (2015), DIW (2014)

Entwicklung der installierten Braunkohlekapazitäten und der jährlichen Stilllegungen im Mitteldeutschen Revier (inkl. Helmstedter Revier) im langsamen Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2045)

Abbildung 41



werke Schkopau und Lippendorf geht der Braunkohlebedarf dann jedoch bis Mitte der 2030er Jahre auf null zurück.¹¹³ Somit verbleiben im Mitteldeutschen Revier inklusive

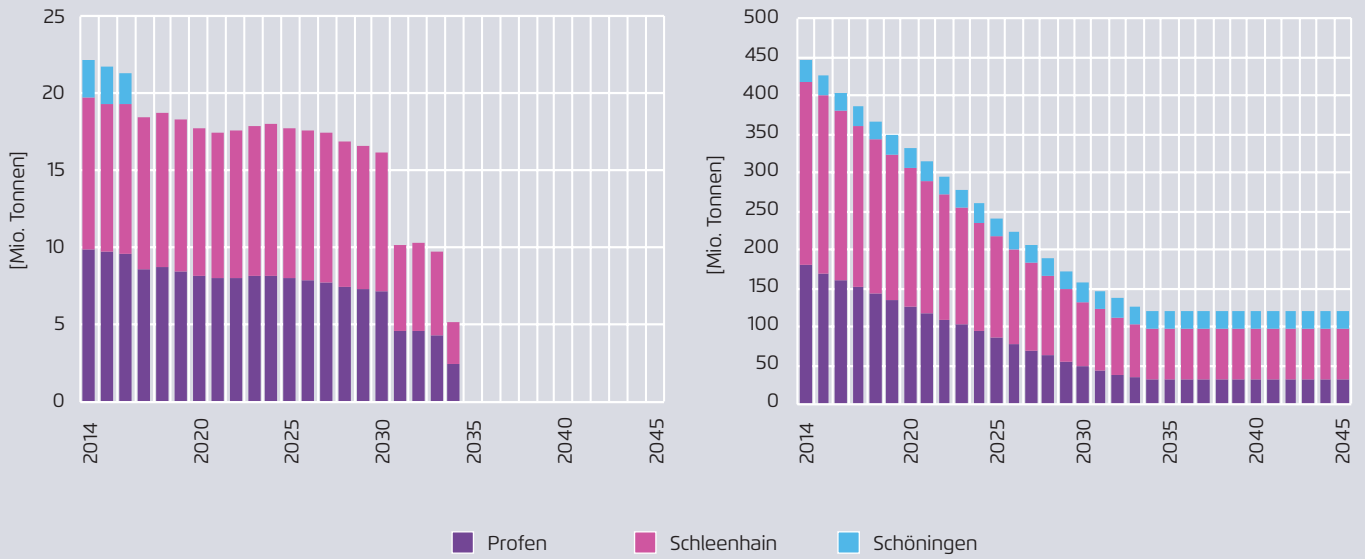
dem Tagebau Schöningen noch rund 122 Millionen Tonnen (Abbildung 42).

113 Im Modell wird unterstellt, dass die Versorgung des Kraftwerks Lippendorfs nach Stilllegung des Kraftwerks Schkopau weiterhin durch die beiden Tagebaue Vereinigtes Schleenhain und Profen erfolgt. Grundsätzlich wäre ab diesem Zeitpunkt auch die Versorgung durch nur einen Tagebau denkbar, würde jedoch nach in beiden Tagebauen rückläufiger Entwicklung einen sprunghaften Anstieg der Förderkapazität im Jahr 2030 in einem der Tagebau notwendig machen. Aus diesem Grund wurde in diesem Fall im Modell auf die Stilllegung einer der beiden Tagebaue verzichtet. Die im Kohlekonsums-Eckpunkt vorgeschlagene Flexibilisierung der Restlaufzeiten würde die Entscheidung über den optimalen Betrieb der Tagebaue und Kraftwerke jedoch letztlich dem Betreiber überlassen.

Aufgrund der in beiden Tagebauen verbleibenden Restmengen ist davon auszugehen, dass bei entsprechender Optimierung des Tagebaubetriebes von einer Umsiedlung des Ortes Pödelwitz (Vereinigtes Schleenhain) abgesehen werden könnte.

Entwicklung der jährlichen Braunkohleförderung und der im Tagebau verbleibenden Restmengen im Mitteldeutschen Revier (inkl. Helmstedter Revier) im langsamen Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2045)

Abbildung 42



Eigene Darstellung

Anhang

Annahmen zur Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung (real 2015, alle Szenarien)

Tabelle 7

	Einheit	2020	2030	2040	2050
Öl	\$/bbl	69	103	137	152
Erdgas TTF	€/MWh	21	27	34	37
Steinkohle	€/tSKE	56	79	102	113
CO ₂ -Zertifikate	€/tCO ₂	11	25	39	43

Eigene Darstellung

Annahmen zum Ausbau der Kuppelkapazitäten (alle Szenarien)

Tabelle 8

		Einheit	AT	BE	CH	CZ	DKw	DKe	FR	NL	NO	PL	SE
2020	von DE nach ...	[MW]	Keine Engpassbewirtschaftung	0	1.205	1.600	1.950	580	2.740	3.230	1.400	2.090	450
	von ... nach DE	[MW]		0	4.000	2.670	1.730	570	2.780	3.260	1.400	2.780	510
2030	von DE nach ...	[MW]		1.000	1.650	1.600	1.950	580	2.940	4.590	1.400	2.790	570
	von ... nach DE	[MW]		1.000	4.000	2.670	2.130	570	2.850	4.600	1.400	2.950	580
2040	von DE nach ...	[MW]		1.000	2.120	1.600	1.950	580	3.150	6.100	1.960	3.540	690
	von ... nach DE	[MW]		1.000	4.000	2.670	2.500	570	3.000	6.150	1.960	3.110	650
2050	von DE nach ...	[MW]		1.000	2.700	1.600	1.950	580	3.500	6.100	1.960	4.540	740
	von ... nach DE	[MW]		1.000	4.000	2.670	2.500	570	3.400	6.150	1.960	3.100	700

Eigene Darstellung

Annahmen zur Entwicklung der Nettostromnachfrage (alle Szenarien)

Tabelle 9

	Einheit	2020	2030	2040	2050
Nettostromnachfrage	[TWh]	520	520	520	520

Eigene Darstellung

Anhang

Installierte Leistung Erneuerbarer Energien (alle Szenarien)

Tabelle 10

	Einheit	2020	2030	2040	2050
Laufwasser	[MW]	4.710	4.960	5.110	5.240
Biomasse	[MW]	8.940	4.070	4.370	4.510
Wind-Onshore	[MW]	52.160	77.160	102.160	127.160
Wind-Offshore	[MW]	6.570	14.790	17.000	17.520
Photovoltaik	[MW]	49.948	69.948	89.948	112.128

Eigene Darstellung

Installierte Erzeugungsleistung konventioneller Energieträger (nach Szenarien)

Tabelle 11

		Einheit	2020	2030	2040	2050
Referenzszenario	Kernenergie	[MW]	7.800	0	0	0
	Braunkohle	[MW]	17.800	11.710	9.480	3.880
	Steinkohle	[MW]	23.280	11.540	8.540	8.030
	Erdgas	[MW]	25.630	31.900	33.860	37.080
	Öl	[MW]	780	330	190	100
	Pumpspeicher	[MW]	6.280	6.280	6.280	6.280
Langsames Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2045)	Kernenergie	[MW]	7.800	0	0	0
	Braunkohle	[MW]	17.800	9.480	2.860	0
	Steinkohle	[MW]	23.280	11.660	8.030	0
	Erdgas	[MW]	25.630	32.430	39.970	47.580
	Öl	[MW]	780	330	190	100
	Pumpspeicher	[MW]	6.280	6.280	6.280	6.280
Mittleres Ausstiegsszenario (Kohleausstieg 2040)	Kernenergie	[MW]	7.800	0	0	0
	Braunkohle	[MW]	17.740	9.120	0	0
	Steinkohle	[MW]	20.690	9.490	1.820	0
	Erdgas	[MW]	25.730	34.470	46.230	48.050
	Öl	[MW]	780	330	190	100
	Pumpspeicher	[MW]	6.280	6.280	6.280	6.280
Ambitioniertes Ausstiegs- szenario (Kohleausstieg 2035)	Kernenergie	[MW]	7.800	0	0	0
	Braunkohle	[MW]	17.310	2.845	0	0
	Steinkohle	[MW]	20.889	8.222	0	0
	Erdgas	[MW]	25.535	38.090	46.870	48.180
	Öl	[MW]	780	330	190	100
	Pumpspeicher	[MW]	6.280	6.280	6.280	6.280

Eigene Darstellung

Installierte Erzeugungsleistung konventioneller Energieträger (Kohlekonsenspfad 2040)¹¹³

Tabelle 12

		Einheit	2020	2030	2040	2050
Kohlekonsenspfad 2040	Kernenergie	[MW]	7.800	0	0	0
	Braunkohle	[MW]	17.740	9.120	0	0
	Steinkohle	[MW]	20.690	9.490	4.160	0
	Erdgas	[MW]	25.730	34.470	44.860	48.050
	Öl	[MW]	780	330	190	100
	Pumpspeicher	[MW]	6.280	6.280	6.280	6.280

Eigene Darstellung

114 Der vorgeschlagene Kohlekonsenspfad 2040 weicht von dem von *enervis energy advisors* in Kapitel 5 modellierten mittleren Ausstiegsszenario (*Kohleausstieg 2040*) geringfügig ab: Während die Kohlekraftwerke im mittleren Ausstiegsszenario zwischen 2036 und 2040 nach einer maximalen Betriebsdauer von 25 Jahren stillgelegt werden, schlägt der hier dargestellte Kohlekonsenspfad 2040 für den gleichen Zeitraum eine etwas höhere, maximale Betriebsdauer von 27 Jahren vor. Entsprechend liegt die installierte Erzeugungsleistung von Kohlekraftwerken im Kohlekonsenspfad 2040 im Jahr 2040 leicht höher als im mittleren Ausstiegsszenario. Dies wirkt sich auch auf den modellendogenen Zubau von erdgasbefeuerten Anlagen aus, der entsprechend etwas niedriger liegt.

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2015a): *A snapshot of the Danish Energy Transition.*

Agora Energiewende (2015b): *Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende.*

AG Energiebilanzen (1998): *Primärenergieverbrauch nach der Substitutionsmethode.*

AG Energiebilanzen (2012): *Primärenergieverbrauch nach der Wirkungsgradmethode.*

AG Energiebilanzen (2015): *Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern.*

AtG (2011): *Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren.*

Bank of England (2015): *The impact of climate change on the UK insurance sector.*

BDEW (2015a). BDEW-Energiemonitor 2015: *Das Meinungsbild der Bevölkerung.*

BDEW (2015b): *BDEW-Kraftwerkliste, Berlin.*

Bloomberg (2015): *Global Coal Consumption Heads for Biggest Decline in History.*

BMUB (2014): *Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Kabinettsbeschluss vom 3. Dezember 2014.*

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

BMWi (2015a): *Die Energie der Zukunft. Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende.*

BMWi (2015b): *Informationen zum Energiekabinett am 4. November 2015.*

BMWi (2015c): *Energiedaten. Gesamtausgabe.*

BMWi (2015d): *Ein Strommarkt für die Energiewende (Weißbuch).*

BNetzA (2015): *Versorgungsqualität SAIDI-Werte 2006-2014.*

BNetzA/BKartA (2014): *Monitoringbericht 2014*

BReg (2010): *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.*

Bündnis 90/Die Grünen (2015): *Ändern wir die Politik, nicht das Klima.* Beschluss der 39. ordentlichen Bundesdelegiertenkonferenz.

BUND (2015): *Der Kampf des BUND für Atomausstieg, Klimaschutz, dezentrale Energiewende und für den Erhalt der Biodiversität.* Beschluss der BDV 2015.

CDU/CSU/SPD (2013). *Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag 2013 – 2017.*

Consentec/r2b (2015): *Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung.*

DEBRIV (2015): *Braunkohle in Deutschland 2015 – Profil eines Industriezweiges.*

Deutscher Bundestag (2015a): *Klimakonferenz in Paris muss ehrgeiziges Abkommen beschließen, Antrag der Fraktionen von CDU/CSU und SPD, Bundestags-Drucksache 18/6642.*

Deutscher Bundestag (2015b): *Entwurf eines Gesetzes über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2016 (Haushaltsgesetz 2016), Bundestags-Drucksache 18/5500.*

DIW (2014a): *Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende.*

DIW (2014b): *Neue rechtliche Vorgaben für den Bau und Betrieb von Kohlekraftwerken, Berlin.*

Literaturverzeichnis

EEG (2014): *Erneuerbare-Energien-Gesetz.*

Eddie.net (2015): *DECC axes £1bn carbon capture fund.*

EEX (2015): *Börsenstrompreise.*

ef.Ruhr/FENES/IAEW/ISEA (2014): *Stromspeicher in der Energiewende, Studie im Auftrag von Agora Energiewende.*

enervis (2015a): *Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen. Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020.*

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

EIA (2015): *Interactive electricity data.*

EPA (2015): *Clean Power Plan for Existing Power Plants.*

EWI/Prognos (2014): *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose.*

Expertenkommission (2015): *Stellungnahme der Expertenkommission zum 4. Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“.*

FÖS (2014): *Kostenrisiken für die Gesellschaft durch den deutschen Braunkohletagebau.*

Fraunhofer IWES (2015): *Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende.*

Frontier Economics (2015a): *Bewertung „Nationales Klimaschutzinstrument“.*

Frontier Economics (2015b): *Effekte von Klimabeitrag, KVK und KWK-Ausbau.*

G7 (2015): *Abschlussklärung G7-Gipfel, 7.-8. Juni 2015.*

Greenpeace (2015a): *Factsheet Nederlandse kolenexit.*

Greenpeace (2015b): *Der Plan.*

Handelsblatt (2015): *Staatsfonds muss Schluss mit Kohle machen.*

IASS (2014): *CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke – Ausgestaltungsansätze und Bewertung einer möglichen Einführung auf nationaler Ebene.*

IASS (2015): *Von der Kohle zu Erneuerbaren Energien.*

IEA (2011): *Summing up the parts. Combining Policy Instruments for Least-Cost Climate Mitigation Strategies.*

IEA (2015a): *Key World Energy Statistics 2014.*

IEA (2015b): *Energy and Climate Change. World Energy Outlook Special Report.*

IGBCE (2015): *Studie bestätigt Sorge um Arbeitsplätze in der Braunkohle. Presseinformation.*

IÖW (2015): *Vattenfalls Chance – Eine Chance für die Lausitz ohne Braunkohle. Gutachten im Auftrag von Greenpeace.*

IZES (2015): *Kraftwerksstilllegungen zur Emissionsreduktion und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen.*

Lazard (2015): *Potentielle Auswirkungen des „Nationalen Klimaschutzbeitrages“ auf die Braunkohlewirtschaft.*

McGlade/Ekins (2015): *The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2°C, Nature vol. 517, S. 187–190.*

MIBRAG (2013): *Jahresabschluss 2012.*

OECD (2015): *The Export Credits Arrangement text.*

Öko-Institut (2010): *Der Instrumenten-Mix einer ambitionierten Klimapolitik im Spannungsfeld von Emissionshandel und anderen Instrumenten.*

Literaturverzeichnis

Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2014): Klimaschutzszenario 2050. 1. Modellierungsrunde.

Öko-Institut/Prognos (2015): Das CO₂-Instrument für den Stromsektor: Modellbasierte Hintergrundanalysen.

Prognos (2011): Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland.

r2b (2015): Leitstudie Strommarkt 2015 - Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen.

RWE (2015): Geschäftsbericht 2014.

SRU (2015): 10 Thesen zur Zukunft der Kohle bis 20140 – Kommentar zur Umweltpolitik.

Statistik der Kohlenwirtschaft (2015a): Beschäftigte im Steinkohlenbergbau.

Statistik der Kohlenwirtschaft (2015b): Beschäftigte im Braunkohlenbergbau.

Statistik der Kohlenwirtschaft (2015c): Zur Lage des Kohlenbergbaus in der Bundesrepublik Deutschland.

UBA (2015a): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2014.

UBA (2015b): Treibhausgasemissionen in Deutschland.

UK GOV (2015): Amber Rudd's speech on a new direction for UK energy policy, 18.11.2015.

UNFCCC (2015): Adoption of the Paris Agreement.

Vattenfall (2015): Geschäfts- und Nachhaltigkeitsbericht 2014.

Warth & Klein Grant Thornton (2015): Gutachtliche Stellungnahme zur Bewertung der Rückstellungen im Kernenergiebereich.

Zeit Online (2015a): Kohle unbeliebter als Atomkraft.

Zeit Online (2015b): Ein Sieg für die Kohle-Gegner.

AUF DEUTSCH

12 Thesen zur Energiewende

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

Aktionsplan Lastmanagement

Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics

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

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

Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Welche Fragen sind zu prüfen?

Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen

Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO₂-Emissionen

Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2014

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2015

Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035

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

Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende

Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge

Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende

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

Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage

Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

Die Sonnenfinsternis 2015: Vorschau auf das Stromsystem 2030

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

Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen

Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen

Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

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

Energieeffizienz als Geschäftsmodell

Ein marktorientiertes Integrationsmodell für Artikel 7 der europäischen Energieeffizienzrichtlinie

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

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

Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?

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

Publikationen von Agora Energiewende

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

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

[Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen](#)

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

[Netzentgelte in Deutschland](#)

Herausforderungen und Handlungsoptionen

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

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

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

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

[Stromexport und Klimaschutz in der Energiewende](#)

Analyse der Wechselwirkungen von Stromhandel und Emissionsentwicklung im fortgeschrittenen europäischen Strommarkt

[Stromspeicher für die Energiewende](#)

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

[Transparenzdefizite der Netzregulierung](#)

Bestandsaufnahme und Handlungsoptionen

AUF ENGLISCH

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

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

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

Concept for a two-step process 2014-2017

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

Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

[Comparing Electricity Prices for Industry](#)

An elusive task – illustrated by the German case

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

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

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

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

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

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

[Power Market Operations and System Reliability](#)

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

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

Lessons learned and options for improvement

[Understanding the Energiewende](#)

FAQ on the ongoing transition of the German power system

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Wie gelingt uns die Energiewende?

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



Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

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

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

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

