

STROMPREISEFFEKTE EINES KOHLEAUSSTIEGS

Kurzstudie im Auftrag der RWE AG

Die Bundesregierung hat sich national, europäisch und im Rahmen des Pariser Klimaabkommens zur Einhaltung ambitionierter Klimaschutzziele verpflichtet. Die CO₂-Emissionen in Deutschland sollten gemäß Energiekonzept der Bundesregierung bis 2020 um mindestens 40 % gegenüber 1990 verringert werden (was inzwischen allgemein als nicht mehr erreichbar gilt), und sollen bis 2050 um 80 % bis 95 % verringert werden.

Die Kommission Wachstum Strukturwandel und Beschäftigung („WSB“) soll Maßnahmen zur Erreichung des Klimaschutzziels für den Energiesektor entwickeln. So sollen die CO₂-Emissionen in der Energiewirtschaft bis 2030 um 61 bis 62 % gegenüber 1990 reduziert werden.

Vor diesem Hintergrund hat die RWE AG Frontier Economics um eine Abschätzung des Strompreiseffekts eines mandatierten Kohleausstiegs gebeten. Beispielhaft analysieren wir, ausgehend von dem Kohleausstiegsszenario der Agora-Studie „Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens“, die Strompreiseffekte einer Reduktion der Kohlekraftwerkskapazität von heute ca. 43 GW auf ca. 21 GW in 2030.¹

Background

The German Federal Government has set itself ambitious climate targets on a national level and is also committed to European level targets following the Paris agreement. More specifically, the government aims to reduce Germany's CO₂ emissions by 40% by 2020 and by 80% to 95% by 2050 (both compared to 1990).

The commission on “Economic Growth, Structural Change and Employment“ (in German: “Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“), better known as Germany's “coal task force“, is mandated to develop different actions needed to reach climate targets for the energy sector. By 2030, CO₂ emissions from Germany's energy sector should fall by 61 to 62 % compared to 1990.

Against this background, RWE AG commissioned Frontier Economics to estimate the power price effects of a mandated phase-out of coal fired generation. Our analysis follows the coal phase-out scenario presented in the study “Eleven key aspects of a coal consensus“ by Agora (a German think tank on the energy transition). More specifically, we estimate the power price effects of reducing coal fired generation capacity from today's 43 GW to around 21 GW in 2030.

¹ Vgl. Agora Energiewende (2016): „Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens“; Kohleausstieg 2040.

Zusammenfassung



Kohleausstieg verschiebt Erzeugung in erster Linie ins Ausland

- Ein nationales Klimainstrument für den Stromsektor, welcher bereits dem europäischen CO₂-Zertifikatehandel (EU ETS) unterliegt, verfehlt seine klimapolitische Wirkung, da ein Großteil der „eingesparten“ Emissionen entweder im Ausland oder in anderen Sektoren emittiert wird (sogenannter „Wasserbetteffekt“). Die Reduktion der Emissionen in Deutschland wäre daher nur eine „kosmetische“ Korrektur der deutschen Emissionsbilanz und führt zu höheren Emissionen im EU-Ausland und in anderen Sektoren.
- Durch den Kohleausstieg sinkt die Erzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken in Deutschland im Jahr 2030 um ca. 50 % gegenüber heute bzw. 1/3 gegenüber dem Referenzfall (-65 TWh). Mit über 85 % wird der größte Teil dieser fehlenden inländischen Erzeugung durch ausländische Kraftwerke ersetzt. Dies führt zwar zu geringeren inländischen CO₂-Emissionen, jedoch wird diese Reduktion durch einen Anstieg der Emissionen im Ausland größtenteils kompensiert.



Kohleausstieg kostet Verbraucher bis zu 4 Mrd. Euro pro Jahr, durchschnittlicher Strompreis steigt um über 9 €/MWh

- Ein mandatierter Kohleausstieg verändert die Struktur der Stromerzeugung und führt zu höheren Kosten für die Verbraucher: Ein Großteil des eingesparten Kohlestroms wird nach dem Ausstieg durch ausländische Kraftwerke oder inländische Kraftwerke mit höheren variablen Kosten bereitgestellt.
- Zudem fallen höhere Kosten für die Garantie eines gleichbleibend hohen Leistungsniveaus in Deutschland an: Die fehlenden Kohlekraftwerke müssen durch Gaskraftwerke ersetzt werden, die jedoch aufgrund der höheren Kosten gegenüber ausländischen Kraftwerken nur eine geringe Auslastung aufweisen.
- Durch den Kernenergieausstieg und die steigenden CO₂- und Brennstoffpreise steigt auch im Referenzfall der Strompreis um ca. 15 % bis 2030. Der Kohleausstieg führt zu einem weiteren Anstieg der durchschnittlichen Strompreise für den Verbraucher um über 9 €/2017/MWh gegenüber der Referenz. In Summe steigt der Strompreis um mehr als 1/3 gegenüber heute.
- Insgesamt steigen die Belastungen für die Verbraucher um bis zu 4 Mrd. €₂₀₁₇ pro Jahr (2030) gegenüber dem Referenzfall.² In Summe führt dies zwischen 2020 und 2040 zu Mehrkosten von ca. 29 Mrd. €₂₀₁₇ für die Verbraucher.³

² Die aus dem Ausstiegsszenarios potenziell resultierenden Strukturbrüche in den Braunkohlerevieren waren nicht Gegenstand der Studie, könnten aber zu weiteren volkswirtschaftlichen Kosten führen.

³ Barwert der Mehrkosten (2020-2040, Zwischenjahre interpoliert, 5% Diskontrate).

Summary



A mandated coal phase-out shifts power generation to other countries

- A nationally focussed climate change policy instrument for the power sector, which is already subject to the European Emissions Trading Scheme (EU ETS), fails to have its desired environmental effect. A large share of the emissions “saved” domestically will be emitted either in foreign countries or in other sectors (due to the so called “waterbed-effect” of a cap and trade system). A reduction of emissions in Germany in the energy sector simply improves Germany’s emissions balance while leading to higher emissions in other EU countries or sectors.
- A mandated coal phase-out in Germany reduces power generation from lignite and hard coal plants by half in 2030 compared to today, or by one third (a 65 TWh reduction) compared to a situation without a mandated phase out. The vast majority (85%) of the generation reduction in Germany will be replaced by generation from power plants located abroad. Even though this reduces German domestic CO₂ emissions, this effect will be largely offset by an increase in emissions from foreign power plants.



A mandated coal phase-out costs consumers up to 4 billion euro per year, with the average power price increasing by more than 9 €/MWh

- A mandated coal phase-out changes the structure of power generation and thereby increases consumers’ costs – a large share of the reduction in power generation from German coal fired power plants will be replaced by foreign or domestic power plants with higher variable costs of production. This is important because wholesale electricity prices are related to the variable costs of production.
- Additionally, securing a high level of reliability from power generation capacity located within Germany will be associated with additional costs. The coal fired power plants that are forced to close will need to be replaced by new gas fired power plants which are characterised by higher costs and lower utilisation rates compared to foreign power plants.
- As a result of the nuclear phase-out in Germany and increasing prices for CO₂ and fuel, we project power prices to increase by around 15% by 2030, even without a mandatory coal phase-out. If the coal phase-out is pursued, consumers would face an additional increase of 9 €/MWh (expressed in 2017 prices) in average annual prices compared to the reference case without a mandatory coal phase-out. In total, power prices would increase by more than one third compared to today.
- The cost burden on consumers would increase by up to 4 billion € per year in 2030 (expressed in 2017 prices) compared to the reference case.⁴ Additional costs for consumers sum up to around 29 billion € (in 2017 prices) between 2020 and 2040 compared to the reference case.⁵

⁴ Additional economic costs might occur due to structural adjustments in coal-mining regions. These effects are not taken into account in this study.

⁵ Present value of additional costs (2020-2040, intermediate years interpolated, 5% discount rate).

Definition des Kohleausstiegs

Unsere Analyse der Strompreiseffekte eines mandatierten Kohleausstiegs basiert auf dem Vergleich von zwei Szenarien:

- einem Referenzszenario ohne mandatierten Kohleausstieg; und
- dem Kohleausstiegspfad des Szenarios „Kohleausstieg 2040“ der Agora-Studie „11 Eckpunkte für einen Kohlekonsens“.

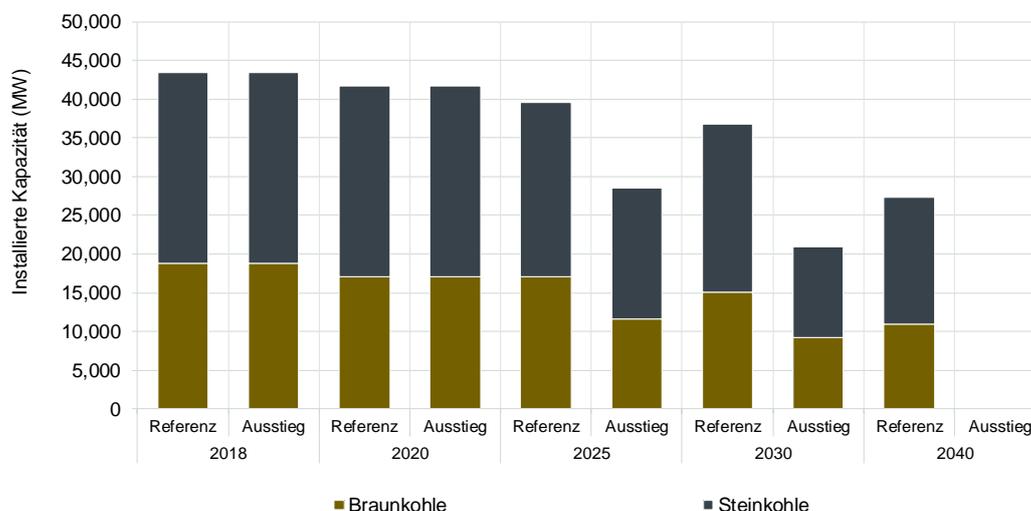
Im Referenzszenario können Kohlekraftwerke bis zum Ende ihrer angenommenen technischen Betriebsdauer von 60 Jahren für Braunkohle und 55 Jahren für Steinkohle im Markt verbleiben.⁶ Entsprechend des Agora-Szenarios unterstellen wir im Ausstiegsszenario eine maximale technische Betriebsdauer von ca. 40 Jahren und eine mandatierte Schließung der nach dem Jahr 2030 verbleibenden Kraftwerke bis zum Jahr 2040.

Diese Annahme resultiert im Ausstiegsszenario in einer Reduktion der Kohlekapazitäten von ca. 43 GW auf ca. 21 GW bis 2030 (**Abbildung 1**). Im Referenzszenario könnten im Jahr 2030 noch ca. 38 GW Kohlekraftwerke im Markt verbleiben. Das Referenzszenario unterstellt, dass Braun- und Steinkohlekraftwerke nach Ablauf von 40 Jahren Betriebsdauer durch Investitionstätigkeit die technische Lebensdauer auf 60 (Braunkohle) bzw. 55 Jahre (Steinkohle) erhöhen können.

Wir unterstellen, dass in beiden Szenarien ein hohes Versorgungssicherheitsniveau erreicht wird, bei dem 90% der Spitzenlast durch gesicherte Leistung im Inland abgedeckt werden. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass wir davon ausgehen, in Spitzenlastsituationen 8-11 GW aus dem Europäischen Verbundsystem importieren zu können.

⁶ Jeweils 15 Jahre vor Erreichung der maximalen technischen Betriebsdauer ist jedoch eine Retro-fit Investition fällig, um den technischen Betriebszustand zu erhalten. Das Modell entscheidet im Zuge der Systemkostenminimierung über Schließung oder Weiterbetrieb der Kraftwerke.

Abbildung 1 Angenommener Kohleausstiegspfad (unter Zugrundelegung maximaler technischer Betriebsdauern)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Referenz unterstellt eine maximale technische Betriebsdauer von 60 Jahren für Braunkohle und 55 Jahren für Steinkohle. Nach Erreichen der Betriebsdauer von 40 Jahren wird im Strommarktmodell der Weiterbetrieb durch Retro-fit-Investitionen optimiert.

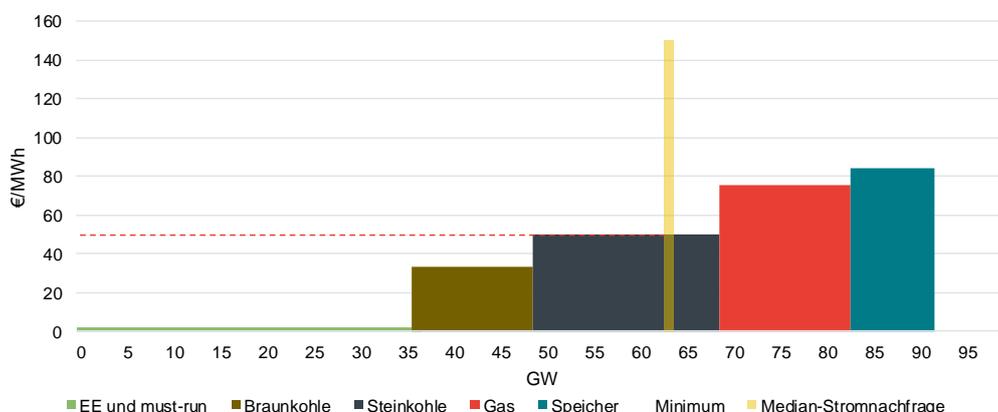
Der Kohleausstieg erhöht die durchschnittlichen Strompreise um mehr als 9 €₂₀₁₇/MWh

Durch den mandatierten Kohleausstieg wird ein wichtiger Teil der sicher verfügbaren Stromerzeugungskapazität aus dem Markt genommen. Die entfallene Erzeugung muss durch bestehende Kraftwerke mit höheren variablen Kosten und durch neu zu errichtende Kraftwerke ersetzt werden. Ein Teil dieser kompensierenden Erzeugung sitzt im Ausland. Vor dem Hintergrund der Kostenstruktur, insbesondere der geringen variablen Kosten der Braunkohlekraftwerke, ist der vorgeschlagene Kohleausstieg mit einem Anstieg der Erzeugungskosten und der Strompreise verbunden. Dies kann anhand der folgenden schematischen Abbildung für das Jahr 2030 veranschaulicht werden:

- **Im Referenzfall sind bei durchschnittlicher Nachfrage und durchschnittlichem EE-Angebot Steinkohlekraftwerke im Jahr 2030 preissetzend** – Die schematische Merit-Order⁷ zeigt (**Abbildung 2**), dass unter Zugrundelegung einer durchschnittlichen Nachfrage (vertikale gelbe Linie) und einem durchschnittlichen Angebot aus Erneuerbaren Energien Steinkohlekraftwerke den Preis am Großhandelsmarkt setzen (die Linie der Nachfrage schneidet die Merit-order im Bereich der Kohlekraftwerke).

⁷ Die Merit-Order stellt die Angebotskurve in einer jeweiligen Stunde auf dem Großhandelsmarkt dar. Die Erzeuger mit den geringsten variablen Kosten werden zuerst bezuschlagt.

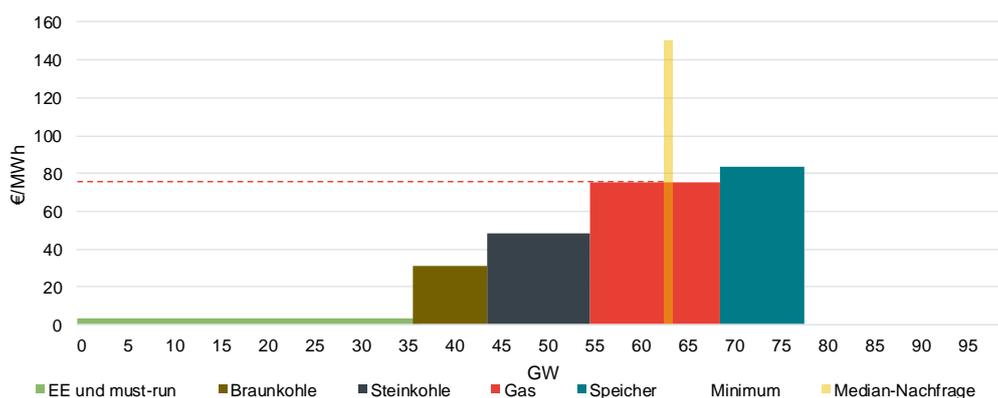
Abbildung 2 Schematische Merit-Order: Referenzszenario für das Jahr 2030



Quelle: Frontier Economics

- **Beim Kohleausstieg setzen Kraftwerke mit höheren variablen Kosten den Preis** – Wenn ein mandatiertes Kohleausstieg angenommen wird, reduziert sich die Braun- und Steinkohlekapazität im Jahr 2030 auf ca. 21 GW. Dies verschiebt die Angebotskurve nach links und Kraftwerke mit höheren variablen Kosten müssen zur Deckung der Nachfrage eingesetzt werden. Zum Beispiel werden Gaskraftwerke vermehrt auch in Stunden mit geringer Nachfrage laufen. Dies führt in unserem graphischen Beispiel zu einem Anstieg der Strompreise, ausgehend von ca. 50 €/MWh (Abbildung 2) auf ca. 77 €/MWh (Abbildung 3).

Abbildung 3 Schematische Merit-Order: Kohleausstiegsszenario für das Jahr 2030



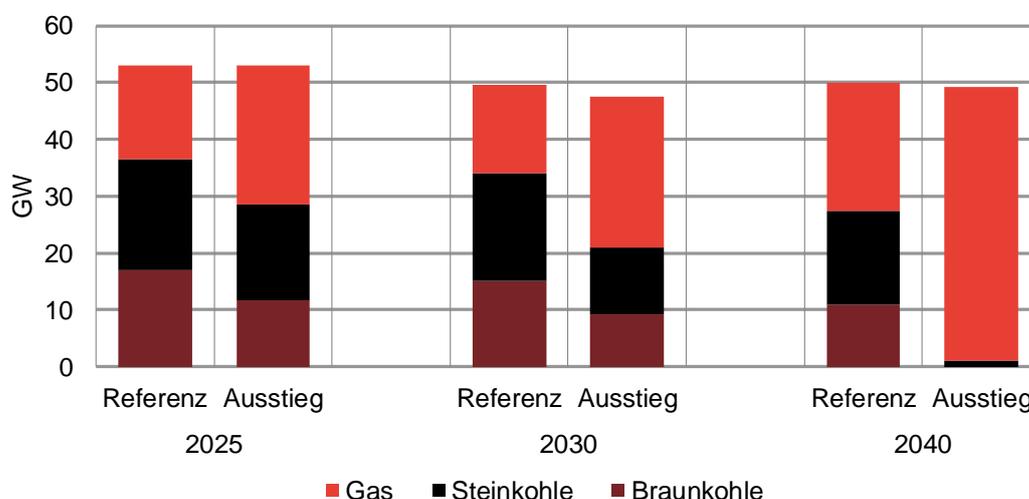
Quelle: Frontier Economics

Zur exakten Bestimmung der erwarteten Effekte eines Ausstiegs reicht diese vereinfachte Darstellung jedoch nicht aus, da diese nur eine durchschnittliche Situation darstellt und nicht die sich stündlich ändernden realen Umstände berücksichtigt. Daher untersuchen wir mit Hilfe unseres umfassenden

europäischen Strommarktmodells, welches neben dem Kraftwerkseinsatz auch den Zu- und Rückbau von Kraftwerken in Zentral-West-Europa optimiert, die Wirkung des Kohleausstiegs auf den deutschen Strommarkt.⁸ Der besondere Fokus liegt dabei auf den Strompreisunterschieden zwischen den Szenarien:

- **Kohlekapazität wird durch Gaskraftwerke, fehlende Erzeugung jedoch in erster Linie durch höhere Import ersetzt** – Im Ausstiegsszenario sinkt die installierte Kohlekraftwerkskapazität von heute 43 GW auf 21 GW im Jahr 2030. Im Referenzszenario ohne mandatierten Kohleausstieg verbleiben 36 GW im Markt (**Abbildung 4**), das heißt, dass für 2 GW keine Laufzeitverlängerung durch Retro-fit erwirkt wird.

Abbildung 4 Resultierende konventionelle Erzeugungskapazitäten in Deutschland (Referenz vs. Ausstieg 2040)

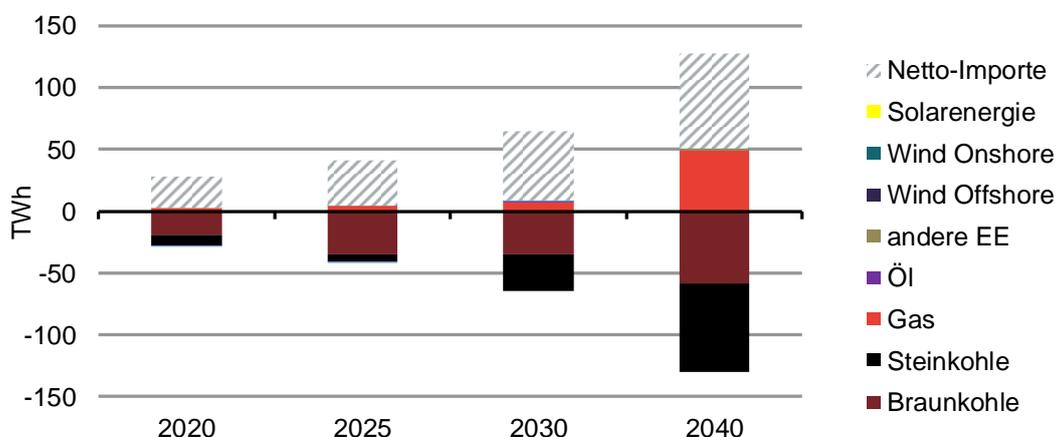


Quelle: Frontier Economics

Dementsprechend geht die inländische Erzeugung aus Braun- und Steinkohle im Jahr 2030 um 65 TWh gegenüber dem Referenzszenario zurück. Der größte Teil der Stromerzeugung und der damit verbundenen CO₂-Emissionen werden dabei lediglich zu teureren Kraftwerken im Ausland verlagert und der benötigte Strom nach Deutschland importiert. Erst mit dem kompletten Ausstieg aus der Kohleverstromung im Jahr 2040 nimmt die Erzeugung der inländischen Gaskraftwerke spürbar zu (**Abbildung 5**).

⁸ Wir haben bei der Modellierung der beiden Szenarien unterstellt, dass das gleiche Niveau an gesicherter Leistung in Deutschland vorgehalten werden soll. Konkret gehen wir davon aus, dass in beiden Szenarien mindestens 90 % der Spitzenlast durch Leistungsvorhaltung im Inland abgesichert werden, andernfalls werden zusätzliche Maßnahmen zur Leistungssicherung getroffen. Die Kapazitätsabsicherung kann auf unterschiedliche Weisen erfolgen. Welche Maßnahmen dies im Einzelnen sein könnten, ist für unsere Analyse unerheblich, da sowohl bei einer wettbewerblichen Lösung oder auch bei einer Umlagelösung die Endkosten durch den Verbraucher finanziert würden. Eine Beschreibung des Modells im Allgemeinen und der wesentlichen Annahmen befindet sich im Anhang.

Abbildung 5 Differenz in der inländischen Stromerzeugung (Kohleausstieg – Referenz)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Negative Werte bedeuten weniger Erzeugung im Kohleausstiegsszenario als im Referenzszenario.

- Insgesamt steigen die Kosten für die Verbraucher um bis zu 4 Mrd. Euro pro Jahr** – Die Kosten der Stromerzeugung und der Leistungsabsicherung werden letztendlich durch alle Verbraucher getragen. Allein dadurch, dass bei einem Kohleausstieg teurere Kraftwerke im In- oder Ausland den Strompreis bestimmen als im Referenzszenario, steigen die Kosten für die Verbraucher im Jahr 2030 um bis zu 2 Mrd. €₂₀₁₇.

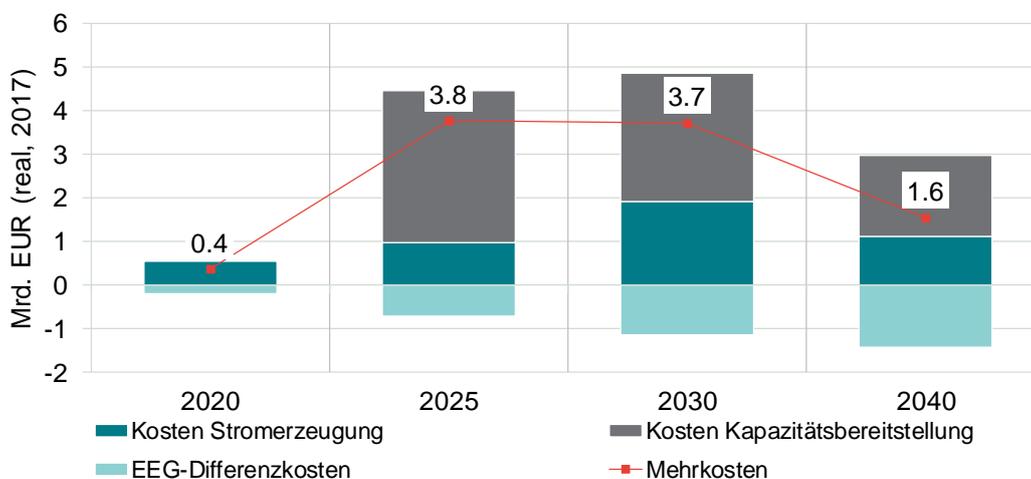
Zusätzlich müssen höhere Kosten für die Leistungsabsicherung getragen werden: Um ein gleichbleibend hohes Leistungsniveau in Deutschland zu erreichen, müssten bis zum Jahr 2030 in Summe ca. 11 GW neue Gaskraftwerke errichtet werden (Abbildung 4), bis zum Jahr 2040 sogar ca. 26 GW mehr als im Referenzszenario. Die Kosten der Leistungsabsicherung steigen dadurch um bis zu 3,5 Mrd. €₂₀₁₇ im Jahr (2025).

Mit steigendem Strompreis steigen die Erlöse der Erneuerbaren Energieträger und die EEG-Förderkosten für den Verbraucher sinken. Dieser kompensierende Effekt beträgt bis zu 1,4 Mrd. €₂₀₁₇ pro Jahr (2040). Unter Berücksichtigung von diesem kompensierenden Effekt steigen die jährlichen Kosten⁹ für die deutschen Verbraucher um bis zu 4 Mrd. €₂₀₁₇ pro Jahr (2030) an. In Summe führt dies zwischen heute und 2040 zu Mehrkosten von ca. 29 Mrd. €₂₀₁₇ für die Verbraucher.¹⁰

⁹ Ohne Berücksichtigung von Steuereffekten.

¹⁰ Barwert der Mehrkosten (2020-2040, Zwischenjahre interpoliert, 5% Diskontrate).

Abbildung 6 Zusätzliche Verbraucherbelastung durch den mandatierten Kohleausstieg



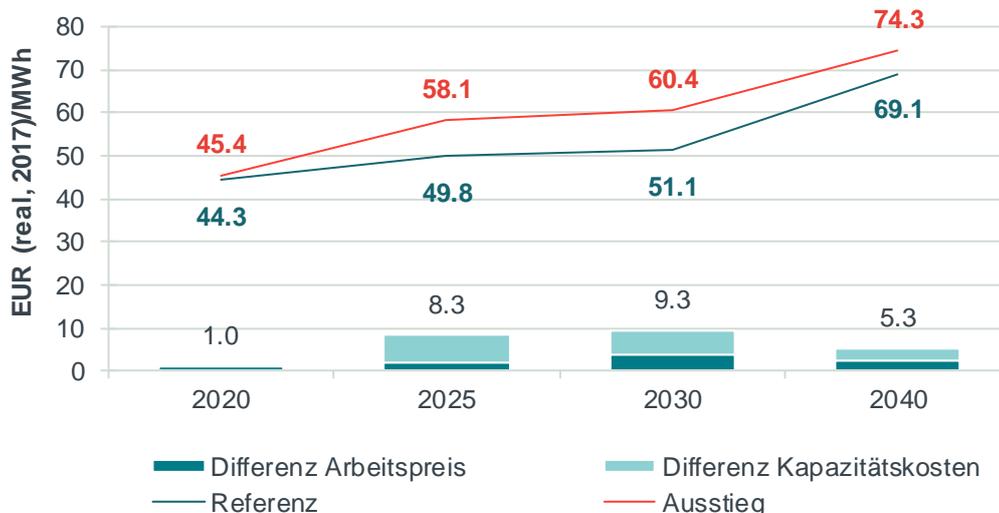
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Ohne Berücksichtigung von Steuereffekten.

- **Durchschnittlicher Strompreis steigt um über 9 €₂₀₁₇/MWh** – Die zusätzlichen Kosten der Leistungsvorhaltung machen einen Großteil des gesamten Kosteneffekts des mandatierten Kohleausstiegs aus¹¹: Wenn diese Kosten gleichmäßig auf den Stromverbrauch in Deutschland verteilt werden, steigt der durchschnittliche Strompreis in Deutschland im Jahr 2030 durch den mandatierten Kohleausstieg von ca. 51 €₂₀₁₇ /MWh im Referenzszenario auf über 60 €₂₀₁₇/MWh an. Im Jahr 2040, wenn die Kohleerzeugung vermehrt durch deutsche Gaskraftwerke ersetzt wird, steigt der Preis von ca. 69 €₂₀₁₇/MWh im Referenzszenario auf ca. 74 €₂₀₁₇ /MWh im Ausstiegsszenario.

¹¹ Durch den Wegfall der gesicherten Leistung der Kohlekraftwerke steigen diese Kosten um bis zu 3,5 Mrd. €₂₀₁₇ oder 6,4 €₂₀₁₇ /MWh im Jahr 2025 gegenüber dem Referenzszenario an.

Abbildung 7 Strompreisunterschiede Referenzszenario vs. Kohleausstieg



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die dargestellten Strompreise setzen sich zusammen aus dem Preis für elektrische Arbeit und die zusätzlichen Kosten für die Kapazitätsbereitstellung. Der Fokus der Analyse liegt auf den Preisunterschieden zwischen den beiden Szenarien und weniger auf den absoluten Preisniveaus.

Zusammenfassung

Ein mandatiertes nationaler Kohleausstieg ist für die CO₂-Emissionen in Europa nahezu wirkungslos, da die freiwerdenden Emissionsrechte der deutschen Kraftwerke in anderen Ländern oder Sektoren verbraucht würden. Unsere Analysen zeigen, dass der Kohleausstieg mit starken Verteilungseffekten verbunden ist: Die Betreiber ausländischer Kraftwerke profitieren am ehesten, inländische Gaskraftwerke bekommen erst langfristig höhere Marktanteile. Die Verbraucher sehen sich dabei höheren Kosten von bis zu 4 Mrd. €₂₀₁₇ bzw. umgerechnet 9 €₂₀₁₇/MWh gegenüber.

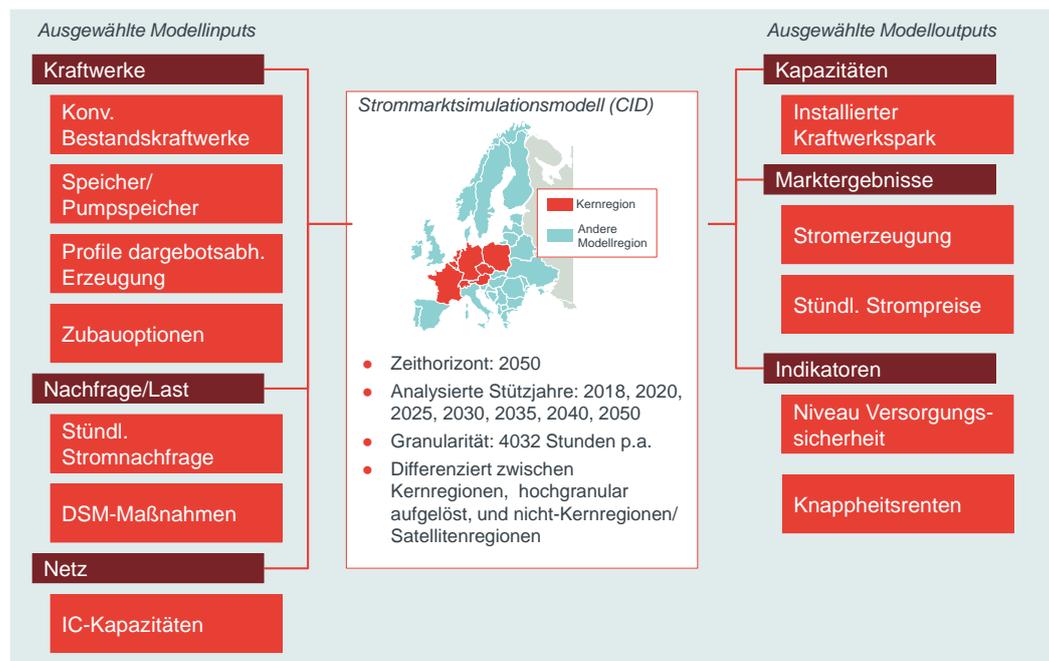
ANHANG

Strommarktmodell

Die Analyse des Kohleausstiegs basiert auf einer umfassenden Modellierung des Europäischen Strommarktes:

- Das Strommarktmodell simuliert für ausgewählte Stichjahre und eine Auswahl von 24 repräsentativen Wochen pro Stichjahr simultan den Kraftwerkseinsatz sowie Zu- und Rückbauentscheidungen („Combined Investment- und Dispatch Model“).
- Deutschland und dessen Nachbarstaaten sind dabei kraftwerksscharf abgebildet. Weiter entfernte, aber indirekt verbundene Regionen sind mit abnehmender Detailtiefe (z.B. Altersklassen des Kraftwerksparks) Teil des Modells.

Abbildung 8 Übersicht über Modelllogik und Ableitung Strompreise



Quelle: Frontier Economics

Wir vergleichen die sich im Modell einstellenden Marktergebnisse wie z.B. Strompreise, Stromerzeugung und CO₂-Emissionen zwischen einem EU ETS Referenzszenario und einem Szenario mit mandatierten Kohleausstiegs:

- **Referenzszenario auf Basis des EU ETS** – Wir definieren einen Referenzpfad für die zukünftige Energie- und Klimapolitik, in welchem die Erreichung der europäischen CO₂-Minderungsziele für die Energiewirtschaft über das Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) sichergestellt wird. Wir nehmen an, dass hierfür die entsprechenden Maßnahmen auf EU-Ebene im Zeitablauf ergriffen werden. Eine Forcierung der Politik durch nationale Sektorziele des Klimaschutzplans für das Jahr 2030 erfolgt hier nicht.

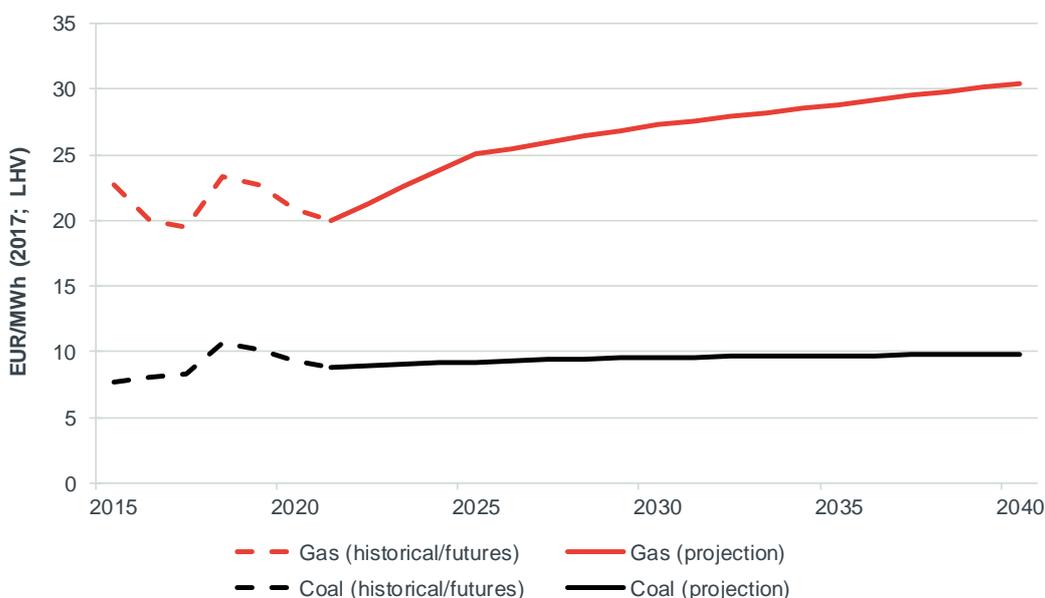
- **Kohleausstiegsszenario zur Erreichung des nationalen CO₂-Sektorziels des Klimaschutzplans** – Wir definieren ein Alternativszenario, in welchem zusätzlich zum EU ETS nationale Maßnahmen zur Erreichung des nationalen Sektorziels, ergriffen werden. Die Erreichung des Sektorziels soll in diesem Szenario durch einen mandatierten Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung erfolgen.

Kernannahmen der Modellierung

Für beide Szenarien, Referenzfall und Kohleausstieg, unterstellen wir identische Annahmen für das Marktumfeld:

- **Langfristiger Anstieg der Stromnachfrage durch Sektorkopplung** – Wir nehmen an, dass die Stromnachfrage in Deutschland in den Jahren bis 2030 nur moderat ansteigt, bzw. beinahe konstant bleibt. Mit zunehmender Versorgung der Sektoren Verkehr und Gebäude (Wärme) durch Strom steigt die Nachfrage langfristig jedoch deutlich von ca. 540 TWh in 2015 auf knapp 790 TWh in 2050 an.¹² In den übrigen modellierten Regionen kommt es ebenfalls zu einem Anstieg der Nachfrage, dieser ist jedoch weniger stark ausgeprägt als in Deutschland (+ 14 % von 2015 bis 2050).
- **Moderater Anstieg der Brennstoffpreise** – Die Brennstoffe Kohle und Erdgas sind derzeit durch ein niedriges Preisniveau auf den relevanten Märkten gekennzeichnet. Wir nehmen an, dass dieses geringe Preisniveau (entsprechend aktuell gehandelter Future Preise) bis in die 2020er Jahre anhält und erst mittelfristig eine Erholung stattfindet.¹³ Die Preise bleiben jedoch auch langfristig unter den historisch beobachteten Preisniveaus zurück (Gas: bei ca. 30 EUR (real, 2017) /MWh_{th} und Kohle bei ca. 10 EUR (real, 2017)/MWh_{th})

Abbildung 9 Angenommene Brennstoffpreisentwicklung



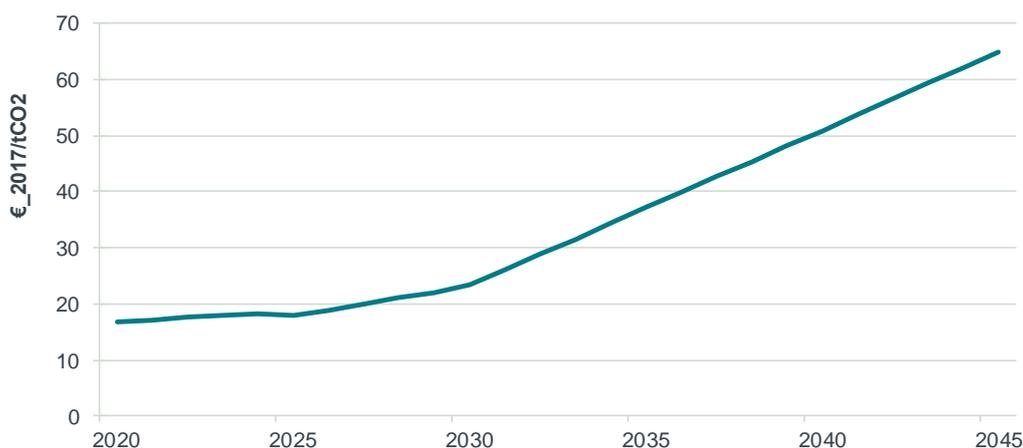
Quelle: Frontier Economics, auf Basis von IEA WEO 2017

¹² Vgl. Fraunhofer (2015): Interaktion EE/Wärme/Verkehr.

¹³ Auf Basis des World Energy Outlook der IEA, 2017 „New Policies“.

- **Anstieg der CO₂-Preise entsprechend der Markterwartung und des EU-Referenzszenarios** – In Folge der Strukturreform des EU ETS und der Einführung der Marktstabilitätsreserve sind die CO₂-Preise im EU ETS in den vergangenen Monaten deutlich gestiegen. Wir unterstellen für den Zeitraum bis 2025 aktuelle Future-Preise von ca. 17 €₂₀₁₇/tCO₂. Langfristig erwarten wir einen Anstieg auf 50 €₂₀₁₇/tCO₂ in 2040 (entsprechend EU-Referenzszenario 2016).

Abbildung 10 Angenommene CO₂-Preis Entwicklung EU ETS



Quelle: Frontier Economics

- **Kraftwerkspark in Deutschland auf Basis von BNetzA-Kraftwerksliste** – Die Entwicklung des Kraftwerksparks in der Kernregion ergibt sich aus den modellendogenen sowie den bereits heute sicher bekannten Zu- und Rückbauten (z.B. Sicherheitsbereitschaft, Kernenergieausstieg). Für die Herleitung des Startwerts in Deutschland haben wir die BNetzA Kraftwerksliste (Stand 2017) herangezogen; die Ausgangswerte der übrigen Länder basieren auf der Platts PowerVision Datenbank bzw. nationalen Kapazitätsbilanzen der Übertragungsnetzbetreiber.
- **Ausbau der Erneuerbaren Energien** – Auch der Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt in der Kernregion modellendogen. Zudem unterstellen wir für Deutschland, dass heute gesetzte Ziele durch das EEG (Zielkorridor) mindestens eingehalten werden. Vor dem Hintergrund des Nachfrageanstiegs bedeutet dies, dass die Zubauziele des EEG 2017 langfristig übertroffen werden.
- **Entwicklung der Grenzkuppelkapazitäten (Interkonnektoren)** – Entsprechend dem Verbundziel der Europäischen Union nehmen wir an, dass die Interkonnektorkapazitäten in der EU ansteigen. Basierend auf dem TYNDP von ENTSO-E gehen wir in etwa von einer Verdopplung der Übertragungskapazität bis 2050 aus. An den deutschen Außengrenzen steigt die Kapazität von ca. 20 auf knapp unter 40 GW.