

STUDIE
**Ökonomische Effekte eines deutschen Kohleausstiegs auf den Strommarkt
in Deutschland und der EU**

Studie der ewi Energy Research & Scenarios gGmbH

Köln, 9. Mai 2016

www.ewi.research-scenarios.de

ewi Energy Research & Scenarios gGmbH

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

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

ewi Energy Research & Scenarios (ewi ER&S) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Der wissenschaftliche Betrieb wird finanziert durch Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und privatwirtschaftliche Auftraggeber sowie Zuwendungen einer gemeinnützigen Förderergesellschaft, die gegenwärtig mehr als 40 Mitglieder zählt - u. a. Energieversorger, Industrieunternehmen, Banken, Beratungsfirmen und Verbände. Eine Einflussnahme auf die wissenschaftliche Arbeit oder die Beratungstätigkeit von ewi ER&S durch die Förderergesellschaft ist ausgeschlossen.

AUTOREN

Dr. Harald Hecking

Jürgen Kruse

Martin Paschmann

Alexander Polisadov

Theresa Wildgrube

INHALT

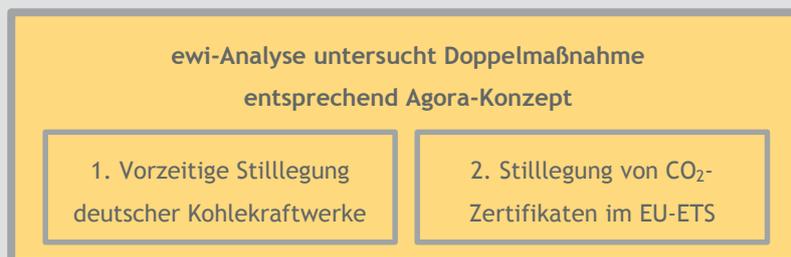
Zusammenfassung	1
Executive Summary	10
1 Einleitung	19
2 Theoretische Grundlagen	21
3 Methodik und Szenariendefinition	27
3.1 Das ewi-Strommarktmodell	27
3.2 Modellannahmen	28
3.3 Szenariendefinition	30
3.3.1 Referenzszenario	30
3.3.2 Kohleausstiegsszenario	31
4 Ergebnisse der Modellrechnungen	32
4.1 CO ₂ -Emissionen	32
4.2 Kraftwerkskapazitäten, Stromerzeugung und Stromaustausch	33
4.3 Strompreise	36
4.4 Produzenten- und Konsumentenrente	37
4.5 Systemkosten, Kostenstruktur und CO ₂ -Vermeidungskosten	39
4.6 Einordnung der Ergebnisse	42
5 Weiterer Forschungsbedarf	43
Literaturverzeichnis	45

ZUSAMMENFASSUNG

Hintergrund, Ziel und Aufbau der Untersuchung

Aktuell wird in der politischen und öffentlichen Debatte ein politisch induzierter Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland diskutiert. Ziel der Befürworter ist eine zusätzliche CO₂-Minderung im deutschen Stromsektor als Beitrag zu den deutschen Klimaschutzzielen. Mit der vorliegenden Studie möchte ewi ER&S einen Beitrag zur Debatte um den deutschen Kohleausstieg liefern. Die Studie soll die Auswirkungen eines Ausstiegs aus der Kohle auf den Stromsektor aus ökonomischer Perspektive deskriptiv beleuchten. Sie bezieht keine Position für oder gegen einen Kohleausstieg.

Grundlage der Untersuchung ist ein von Agora Energiewende in Zusammenarbeit mit der Unternehmensberatung enervis vorgelegtes Konzept für einen deutschen Kohleausstieg. Das Konzept sieht für den Stromsektor eine Kombination zweier Maßnahmen vor. Erstens eine vorzeitige Stilllegung der deutschen Braun- und Steinkohlekraftwerke bis 2040 und zweitens eine entsprechende Stilllegung von CO₂-Zertifikaten im europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) in Höhe der im Zuge des Kohleausstiegs zusätzlich vermiedenen CO₂-Emissionen.



Die ewi-Analyse untersucht das Zusammenspiel beider Maßnahmen. Dazu wird auf Basis des ewi-Strommarktmodells DIMENSION ein Kohleausstiegsszenario (vorzeitige Stilllegung deutscher Kohlekraftwerke bis 2040) mit einem Referenzszenario (Stilllegung deutscher Kohlekraftwerke nach Lebensdauerende) verglichen. Beide Szenarien entsprechen aus Gründen der Vergleichbarkeit in den folgenden wesentlichen Annahmen dem Agora/enervis-Vorschlag: Kohleausstiegspfad, technische Lebensdauer von deutschen Kohlekraftwerken im Referenzszenario (Braunkohle: 50 Jahre; Steinkohle: 40 Jahre; keine Retrofitoption), Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien (EE), grenzüberschreitende Stromübertragungskapazitäten, Stromnachfrage sowie Brennstoff- und CO₂-Preise. Die Analyse umfasst Wirkungen im gesamten europäischen Strommarkt (inklusive deutscher Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)). Über den Stromsektor hinausgehende gesamtwirtschaftliche Kosten und Nutzen für die Gesellschaft, wie beispielsweise vermiedene Folgekosten des Klimawandels, sind nicht Gegenstand der Untersuchung.

Die ewi-Analyse lässt sich in neun zentralen Ergebnissen zusammenfassen.

1. Eine vorzeitige Stilllegung von deutschen Kohlekraftwerken verringert den deutschen CO₂-Ausstoß im Zeitraum von 2020 bis 2045 um insgesamt 859 Millionen Tonnen CO₂. Europaweit vermindert die Maßnahme aber aufgrund von Kompensationseffekten im EU-ETS keine CO₂-Emissionen.

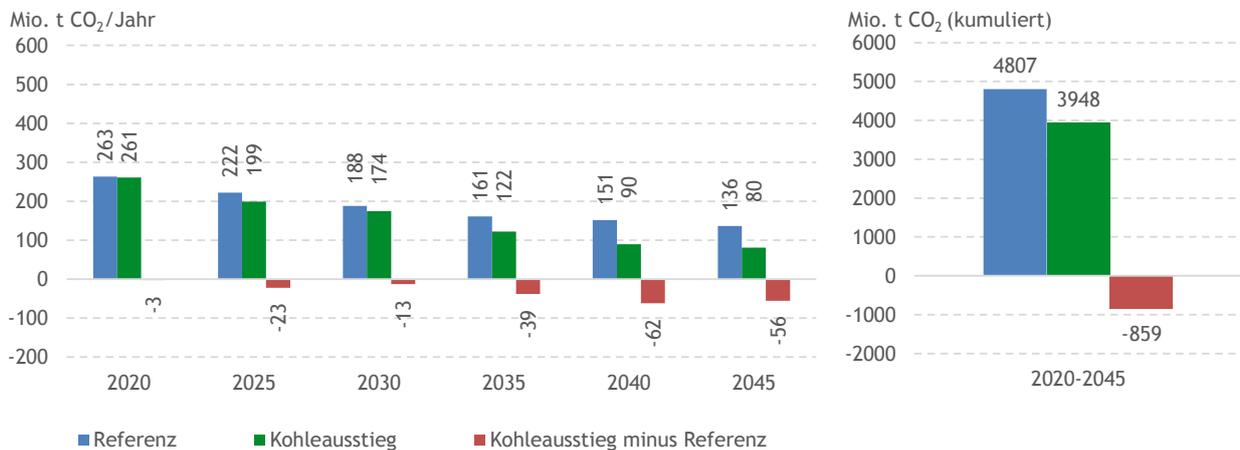


ABBILDUNG S1: CO₂-EMISSIONEN IM DEUTSCHEN STROMSEKTOR (INKLUSIVE KWK)

Die Stilllegung von Kohlekraftwerken reduziert insbesondere in den Jahren ab 2035 den CO₂-Ausstoß im deutschen Stromsektor (inklusive KWK) - um 39 bis 62 Millionen Tonnen CO₂ jährlich. Im Falle eines Kohleausstiegs wird der Stromsektor somit einen mindestens proportionalen Beitrag zu den sektorübergreifenden nationalen Klimazielen der Bundesregierung leisten. Die Maßnahme allein bewirkt allerdings effektiv in der europäischen Bilanz und global keine CO₂-Vermeidung, da das in Deutschland vermiedene CO₂ aufgrund von Kompensationseffekten im EU-ETS andernorts emittiert würde.

2. Allein die zweite Maßnahme einer Stilllegung von CO₂-Zertifikaten im EU-ETS stellt sicher, dass tatsächlich europaweit CO₂ eingespart wird. Sie mindert den europäischen CO₂-Ausstoß (inklusive Deutschland) im Zeitraum 2020 bis 2045 effektiv um insgesamt 634 Millionen Tonnen CO₂.

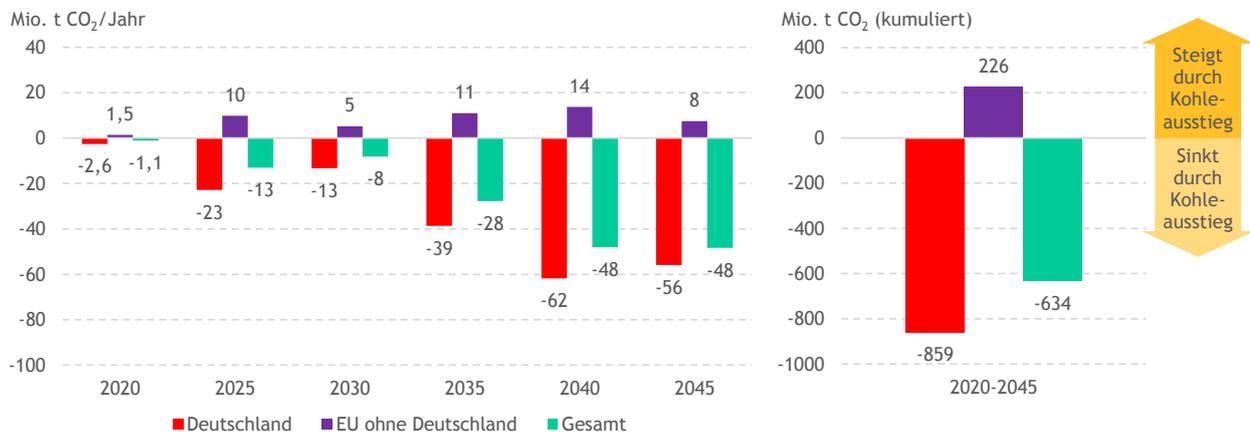


ABBILDUNG S2: WIRKUNG DES KOHLEAUSSTIEGS UND DER ZERTIFIKATSTILLLEGUNG AUF CO₂-EMISSIONEN IM EUROPÄISCHEN STROMSEKTOR

Allein durch die zweite Maßnahme, die im Zuge der vorzeitigen Abschaltung deutscher Kohlekraftwerke frei werdenden CO₂-Zertifikate im EU-ETS stillzulegen, reduziert sich der europäische CO₂-Ausstoß effektiv gegenüber dem Referenzszenario. Die kombinierte Umsetzung beider Maßnahmen spart nach entsprechenden Ausgleichseffekten mit dem Ausland von 2020 bis 2045 europaweit insgesamt 634 Millionen Tonnen CO₂ ein. Die Minderung des gesamteuropäischen CO₂-Ausstoßes steht und fällt somit mit der Frage, ob die deutsche Politik die Zertifikatsstilllegung auf europäischer Ebene politisch durchsetzen kann. Zudem setzt die Maßnahme voraus, dass bereits vorab bekannt ist, welche Menge an CO₂-Zertifikaten stillzulegen ist, um den CO₂-Preis unverändert zu lassen. Da es in der Realität jedoch viele Unsicherheiten gibt (beispielsweise hinsichtlich der Brennstoffpreisentwicklung), ist die Bestimmung der Menge mit einer entsprechenden Unsicherheit behaftet.

3. Der Neubau von Gaskraftwerken, mehr Gasverstromung, weniger Stromexporte und mehr -importe kompensieren den deutschen Kohleausstieg.

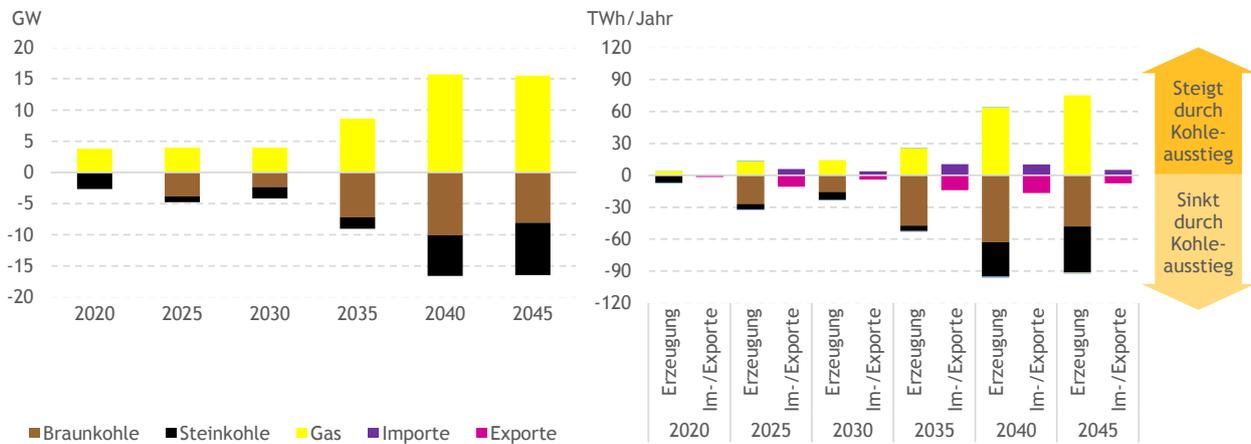


ABBILDUNG S3: WIRKUNG DES KOHLEAUSSTIEGS AUF KRAFTWERKSKAPAZITÄTEN (LINKS) UND BRUTTOSTROMERZEUGUNG (RECHTS) IN DEUTSCHLAND

Im deutschen Kraftwerkspark führt der Ausstieg aus der Kohleverstromung kurzfristig zu einem geringeren Rückbau von Gaskapazität sowie längerfristig zu einem zusätzlichen Neubau von Gaskraftwerken im Vergleich zum Referenzszenario. Nach 2020 werden die stillgelegten Braun- und Steinkohlekraftwerke sukzessive durch Gaskraftwerke ersetzt, wobei die deutlichsten Differenzen ab 2035 offenkundig werden. Insgesamt sind so in Deutschland im Jahr 2040 etwa 10 Gigawatt weniger Leistung an Braunkohlekraftwerken und 6 Gigawatt weniger Steinkohlekraftwerke im Vergleich zur Referenzentwicklung installiert. Dieser reduzierten Leistung stehen (unter anderem zur Sicherung der Spitzenlast) zusätzliche 16 Gigawatt an Gaskraftwerken gegenüber, darin enthalten auch substantielle KWK-Kapazitäten zur Gewährleistung des Wärmebedarfs. Die Bruttostromerzeugung aus Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken in Deutschland ist in 2040 um etwa 63 Terawattstunden beziehungsweise 32 Terawattstunden niedriger als im Referenzfall. Diese fehlenden Erzeugungsmengen in Deutschland werden bei gleichbleibenden EE-Ausbaupfaden (entsprechend der Annahmen von Agora/enervis) durch mehr Gasverstromung, abnehmende Stromexporte und zunehmende Stromimporte kompensiert. So erhöht sich die Bruttostromerzeugung aus Gaskraftwerken in 2040 um 64 Terawattstunden, verringern sich die Stromexporte um 17 Terawattstunden und erhöhen sich die Stromimporte um 10 Terawattstunden gegenüber dem Referenzfall. Die europäische Erdgasnachfrage erhöht sich in Folge des deutschen Kohleausstiegs um 18 Milliarden Kubikmeter in 2040, was etwa einem Viertel des heutigen deutschen Jahresbedarfs entspricht.

4. Ein deutscher Kohleausstieg führt zu einem Anstieg der Großhandelsstrompreise in Deutschland und einigen Nachbarländern.

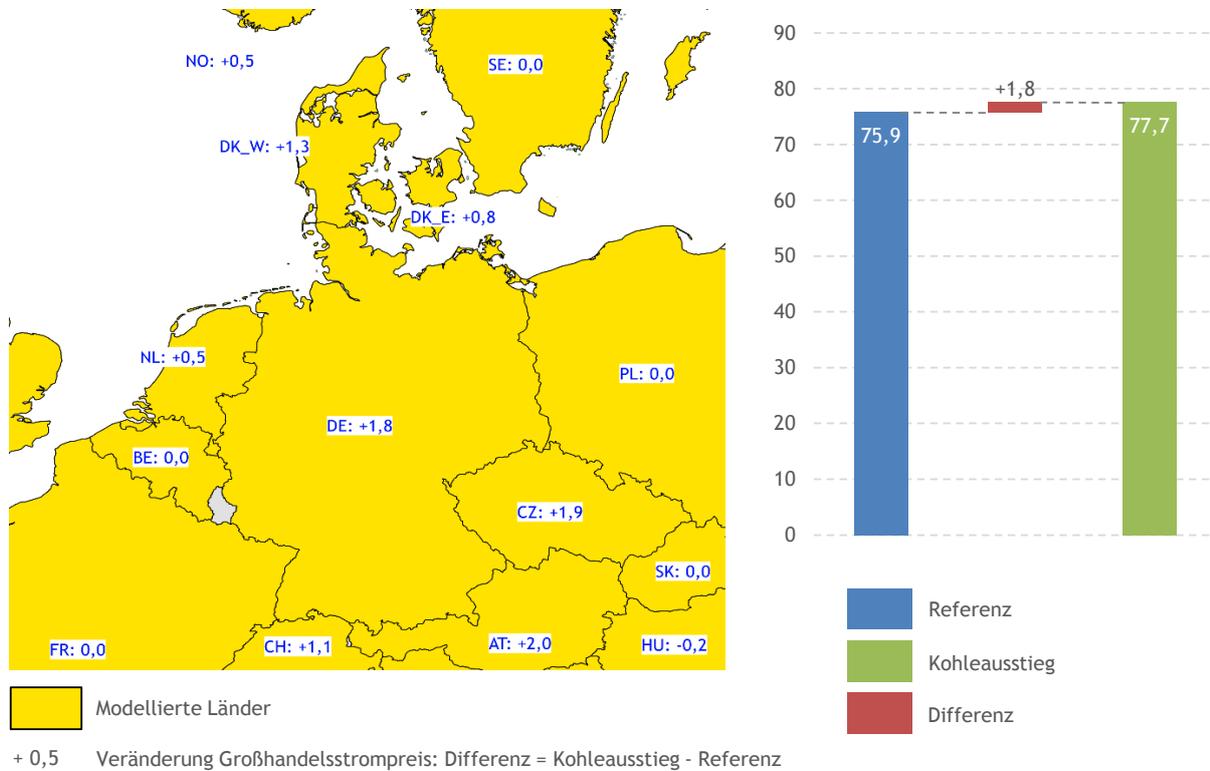


ABBILDUNG S4: STROMPREISDIFFERENZEN IN EUROPÄISCHEN LÄNDERN UND STROMPREISDIFFERENZ IN DEUTSCHLAND IN 2040 [EURO/MWH]

Die Analyse der Strompreise zeigt, dass sowohl im Referenz- als auch im Kohleausstiegsszenario längerfristig ein Anstieg des durchschnittlichen Großhandelspreisniveaus gegenüber heute zu erwarten ist. Dies ist auf eine veränderte Erzeugungsstruktur sowie steigende CO₂-Preise zurückzuführen. Der Kohleausstieg in Deutschland führt zu einem zusätzlichen Anstieg der Strompreise auf dem Großhandelsmarkt im Vergleich zum Referenzszenario. Im Jahr 2040 beträgt dieser Anstieg 1,8 Euro pro Megawattstunde. In einigen Nachbarländern bewirkt der deutsche Kohleausstieg ebenfalls höhere Strompreise. Als wesentlicher Treiber hierfür ist anzusehen, dass infolge des deutschen Kohleausstiegs sowohl in Deutschland als auch im EU-Ausland Kraftwerke mit höheren Grenzkosten preissetzend sind.

5. Ein Kohleausstieg ist mit Umverteilungseffekten im Milliardenbereich verbunden. Deutsche und europäische Endkunden sowie deutsche Kraftwerksbetreiber werden zusätzlich belastet.

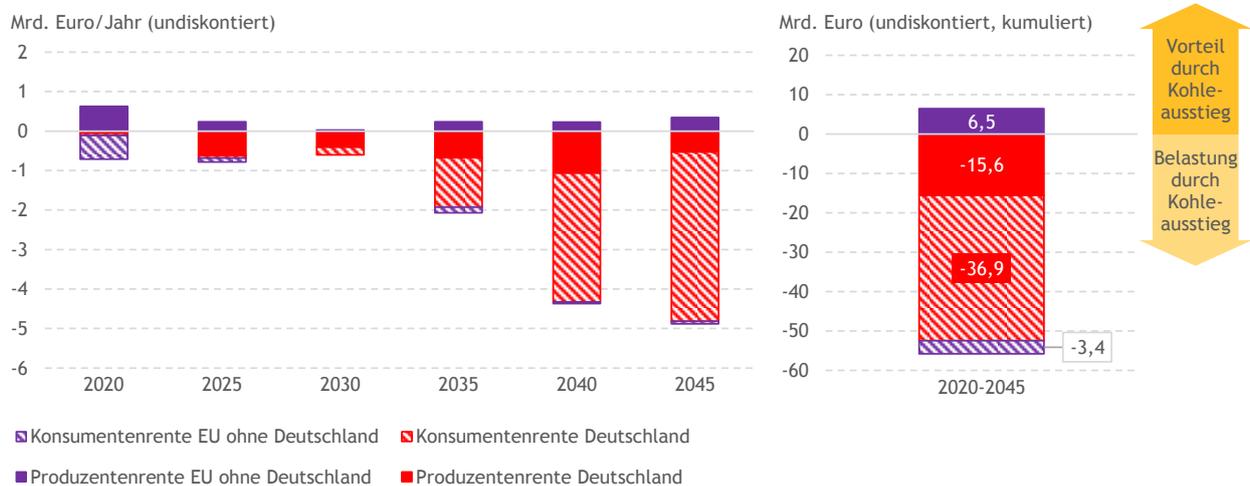


ABBILDUNG S5: ÖKONOMISCHE EFFEKTE FÜR ENDKUNDEN UND KRAFTWERKS BETREIBER (IN KONSUMENTEN- UND PRODUZENTENRENTE)

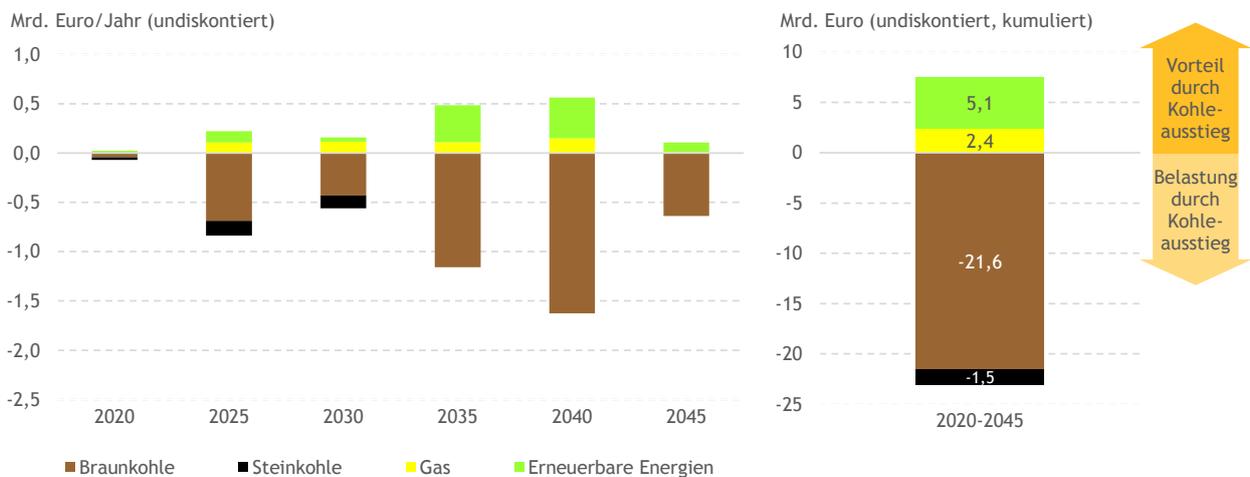


ABBILDUNG S6: ÖKONOMISCHE EFFEKTE NACH KRAFTWERKSTYP IN DEUTSCHLAND (IN PRODUZENTENRENTE)

Im Zeitraum von 2020 bis 2045 werden deutsche Kraftwerksbetreiber durch die Maßnahme mit 15,6 Milliarden Euro belastet. Unter den Kraftwerken erfahren Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke einen wirtschaftlichen Nachteil von 23,1 Milliarden Euro aufgrund der geringeren Erlöse aus dem Stromgroßhandel sowie Wärmemarkt. Zu den Gewinnern zählen die Betreiber von Gaskraftwerken (+2,4 Milliarden Euro) und Erneuerbare Energien (+5,1 Milliarden Euro), wobei letzterer Vorteil den Bedarf an EEG-Umlage verringert und damit den Endkunden

zu Gute kommt. Trotz dieses Effekts finanzieren die Endkunden in Deutschland den Kohleausstieg insgesamt mit 36,9 Milliarden Euro. Diese Mehrkosten erklären sich zum Teil aus den höheren Strombezugskosten im Großhandel. Ein anderer Teil dieser Mehrkosten resultiert aus höheren Kosten für den Wärmebezug der Endkunden aus den Anlagen der KWK, welche aufgrund des Kohleausstiegs neu zu errichten sind und dann mit Erdgas statt Kohle betrieben werden. Die Mehrkosten eines deutschen Kohleausstiegs werden damit überwiegend von deutschen Endkunden und Produzenten getragen. Trotzdem sorgt ein deutscher Kohleausstieg auch im europäischen Ausland für Verteilungseffekte. Aufgrund der Effekte auf Strompreise und Erzeugungsmengen werden ausländische Stromkunden mit 3,4 Milliarden Euro mehr belastet, wohingegen ausländische Kraftwerke mit etwa 6,5 Milliarden Euro profitieren.

6. Ein deutscher Kohleausstieg (inklusive Stilllegung von Zertifikaten) verursacht im Zeitraum von 2020 bis 2045 im europäischen Strommarkt Mehrkosten in Höhe von insgesamt 71,6 Milliarden Euro.

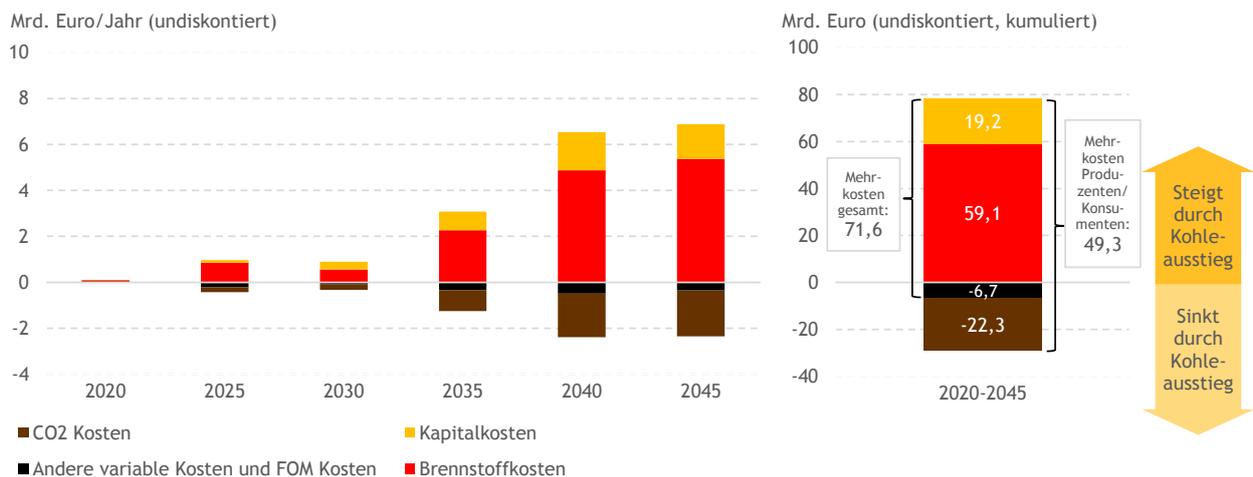


ABBILDUNG S7: KOSTENWIRKUNG FÜR EUROPÄISCHE STROMPRODUZENTEN UND -KONSUMENTEN

Zusatzkosten in Höhe von 49,3 Milliarden Euro entstehen für Stromproduzenten und -konsumenten in Europa. Diese resultieren vor allem aus gestiegenen Kosten für den Brennstoffbezug von 59,1 Milliarden Euro, da Kohle durch Gas ersetzt wird. Die vorgezogenen Investitionen in Gaskraftwerke führen überdies zu zusätzlichen Kapitalkosten von 19,2 Milliarden Euro. Einsparungen gegenüber dem Referenzfall in Höhe von 6,7 Milliarden Euro ergeben sich dagegen bei den fixen Betriebskosten (FOM Kosten) und sonstigen variablen Betriebskosten. Zudem müssen Stromproduzenten und -konsumenten aufgrund des geringeren CO₂-Ausstoßes 22,3 Milliarden Euro weniger für CO₂-Zertifikate aufwenden. Gleichzeitig bedeutet Letzteres aber geringere Einnahmen für den Verkäufer der Zertifikate. Daher ist die Stilllegung der CO₂-Zertifikate mit Kosten in Höhe von 22,3 Milliarden Euro zu bewerten.

7. Die durchschnittlichen europaweiten CO₂-Vermeidungskosten eines deutschen Kohleausstiegs belaufen sich auf circa 113 Euro pro Tonne CO₂ im Zeitraum 2020 bis 2045.

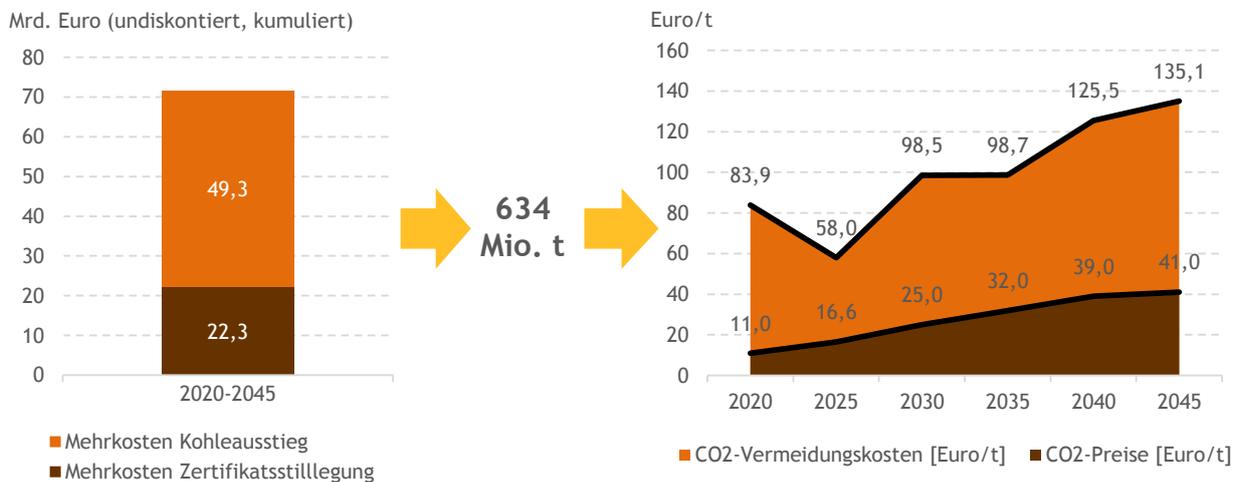


ABBILDUNG 58: MEHRKOSTEN (2020-2045) (LINKS), CO₂-MINDERUNG IN EUROPA (2020-2045) (MITTE) UND DURCHSCHNITTLICHE CO₂-VERMEIDUNGSKOSTEN IM ZEITVERLAUF (RECHTS)

Ein deutscher Kohleausstieg (inklusive Stilllegung von Zertifikaten) reduziert den europäischen CO₂-Ausstoß zwischen 2020 und 2045 um 634 Millionen Tonnen. Gleichzeitig fallen hierfür europaweit Mehrkosten von 71,6 Milliarden Euro an. Damit sind die durchschnittlichen CO₂-Vermeidungskosten der Doppelmaßnahme über den Zeitraum von 2020 bis 2045 mit etwa 113 Euro pro Tonne CO₂ zu bewerten. Diese setzen sich aus den Mehrkosten des Kohleausstiegs in Höhe von durchschnittlich 78 Euro pro Tonne CO₂ und den Zusatzkosten aus der Zertifikatsstilllegung in Höhe von durchschnittlich 35 Euro pro Tonne CO₂ zusammen.

8. Weitere Einordnungen sind notwendig, um die Größenordnung der CO₂-Einsparung und der Mehrkosten zu verdeutlichen.

Definiert man das deutsche CO₂-Budget als verbleibende Menge CO₂, die bei Erreichung des deutschen Klimaziels bis 2050 (minus 80 Prozent CO₂-Emissionen in 2050 gegenüber 1990) noch emittiert werden darf, dann entsprechen die durch den Kohleausstieg deutschlandweit vermiedenen CO₂-Emissionen 5,3 Prozent dieses Budgets. Damit reduziert sich der Anteil des Stromsektors am CO₂-Budget von 34 Prozent in der Referenzentwicklung auf 29 Prozent im Falle eines Kohleausstiegs. Definiert man das globale CO₂-Budget als verbleibende CO₂-Menge, die bei Erreichung des Zwei-Grad-Ziels noch emittiert werden darf, dann entsprechen die durch den Kohleausstieg europaweit vermiedenen CO₂-Emissionen 0,1 Prozent dieses Budgets. Setzt man die europäischen Mehrkosten des Kohleausstiegs (inklusive Stilllegung der Zertifikate) im Zeitraum von 2020 bis 2045 ins Verhältnis zur deutschen Stromnachfrage im gleichen Zeitraum, ergibt sich ein Wert von durchschnittlich 0,53 Eurocent pro Kilowattstunde.

9. Weitere Untersuchungen zu den volkswirtschaftlichen Folgen eines Kohleausstiegs sind erforderlich.

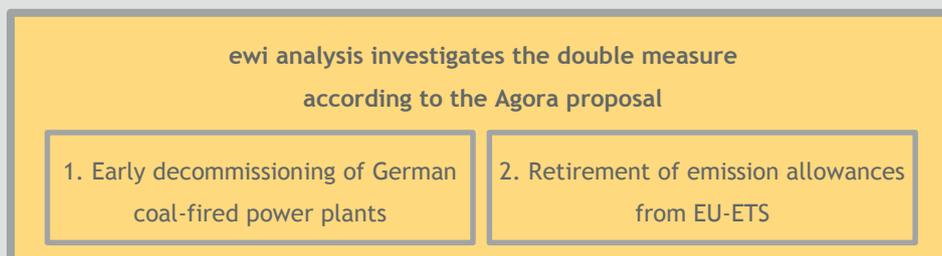
Die vorliegende Analyse zeigt, dass ein deutscher Kohleausstieg Mehrkosten und Umverteilungen im Milliardenbereich mit sich bringt. Viele weitere Faktoren können die Ergebnisse treiben, wie beispielsweise die Lebensdauer von Kraftwerken, die zukünftige Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise, der Stromnachfrage oder der Energiepolitik des EU-Auslands. Zu untersuchen bleibt zudem, ob in einer First-Best-Lösung unter Nutzung der gesamteuropäischen Potenziale zur CO₂-Vermeidung die gleiche Menge CO₂ zu geringeren Kosten eingespart werden könnte. Will Deutschland sein nationales CO₂-Vermeidungsziel im Stromsektor erreichen, wäre zu analysieren, ob in einer deutschen marktgetriebenen Lösung die gleiche Menge CO₂ kostengünstiger vermieden werden könnte. Schließlich bleibt zu untersuchen, welche gesamtwirtschaftlichen Kosten und Nutzen ein Kohleausstieg für Deutschland hätte und welche Effekte hinsichtlich Verhandlungsdynamiken in zukünftigen Klimaverhandlungen zu erwarten wären.

EXECUTIVE SUMMARY

Background, objective and structure of the investigation

Currently, a political and public debate on a politically induced phase-out of coal power generation in Germany is underway. Proponents of the coal phase-out see a possible political decision as an opportunity for additional carbon mitigation of the German power market as well as a further step towards fulfilling the German climate goals. With the study at hand, ewi ER&S aims to contribute to the debate surrounding the German coal phase-out. The study, in a descriptive manner, sheds light on the effects of a coal phase-out on the power sector from an economic perspective. It does not take a stance in favour or against a coal phase-out.

The background of this investigation is a conceptual proposal supporting a German coal phase-out presented by Agora Energiewende in cooperation with the business consulting firm enervis. Their proposal suggests a combination of two policy measures for the power sector. First, it encourages an early decommissioning of the German lignite and hard coal-fired power plants up to 2040 and, secondly, a retirement of emission allowances from the European emissions trading system (EU-ETS) in the amount of the mitigated CO₂ emissions resulting from the coal phase-out.



The analysis by ewi investigates the interaction of both policy measures. In doing so, the study compares a coal phase-out scenario (early decommissioning of German coal-fired power plants up to 2040) with a reference scenario (decommissioning of German coal-fired power plants at end of lifespan) based on ewi's power market model DIMENSION. The fundamental assumptions made in both ewi scenarios correspond to those presented in the proposal by Agora/enervis: coal phase-out path, lifespan for German coal-fired power plants in the reference scenario (lignite: 50 years; hard coal: 40 years; no retrofit option), trajectory of expansion of renewable energies, crossborder electric transmission capacity, electricity demand, fuel and CO₂ prices. The analysis examines the impact on the entire European power market (including German cogeneration). Economic costs and benefits for the society as a whole that go beyond the power sector, for instance, avoided damages from climate change, are not included in this analysis.

The analysis by ewi can be summarized in nine central results.

1. An early decommissioning of German coal-fired power plants reduces the German CO₂ emissions from 2020 to 2045 by 859 million tons of CO₂ in total. Europe wide, however, the measure abates zero CO₂ emissions due to compensation effects from the EU-ETS.

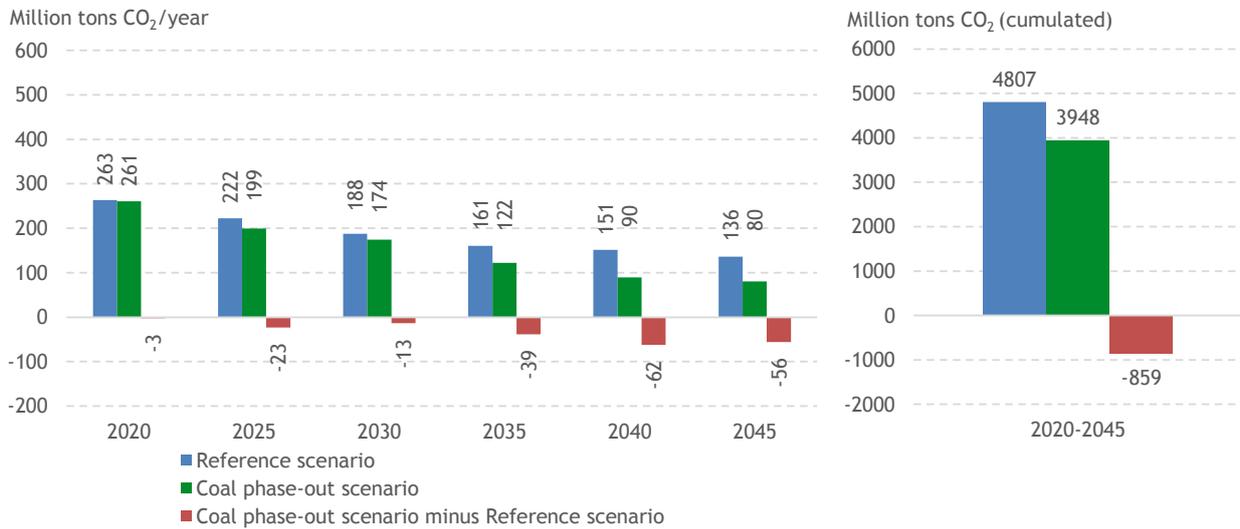


FIGURE S1: CO₂-EMISSIONS IN THE GERMAN POWER SECTOR (INCLUDING COGENERATION)

The decommissioning of coal-fired power plants reduces the CO₂ emissions of the German power sector (including cogeneration) between 2035 and 2045 by 39 to 62 million tons of CO₂ per year. In the event of a coal phase-out, the power sector is able to contribute at least average emissions reductions to the cross-sectoral national climate goals set by the German government. However, the policy measure on its own has effectively no impact on the balance of European and global carbon mitigation as the CO₂ emissions avoided in Germany would be emitted elsewhere due to compensation effects from the EU-ETS.

- Only the second policy measure, that is, the retirement of emission allowances from the EU-ETS, guarantees that CO₂ is actually reduced throughout Europe. The implementation of such a policy would abate European CO₂ emissions (including Germany) by 634 million tons of CO₂ in total from 2020 to 2045.

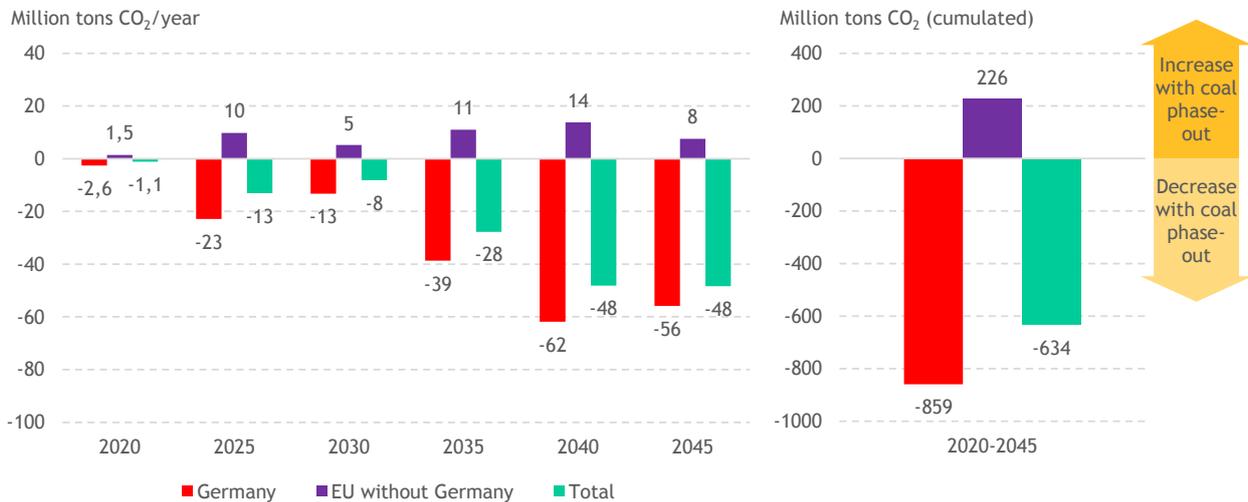


FIGURE S2: IMPACT OF COAL PHASE-OUT AND ALLOWANCES RETIREMENT ON THE CO₂-EMISSIONS OF THE EUROPEAN POWER SECTOR

Only under the introduction of the second additional measure (that is, the retirement of the emission allowances from the EU-ETS for every German coal-fired power plant that is prematurely decommissioned), the European carbon emissions effectively decrease compared to the reference scenario. After accounting for international compensation effects, the implementation of both measures saves a total of 634 million tons of CO₂ across Europe from 2020 to 2045. In other words, the mitigation of pan-European carbon emissions depends on the success of the German government to implement the retirement of emission allowances at the European level. Additionally, the measure requires that the number of emission allowances to be retired is known beforehand in order to keep the CO₂ price unchanged. As there are many uncertainties involved in reality (for instance, with respect to fuel price developments), the exact number can be difficult to determine.

3. The construction of new gas power plants, increased power generation using gas, less electricity exports und more imports compensate for the German coal phase-out.

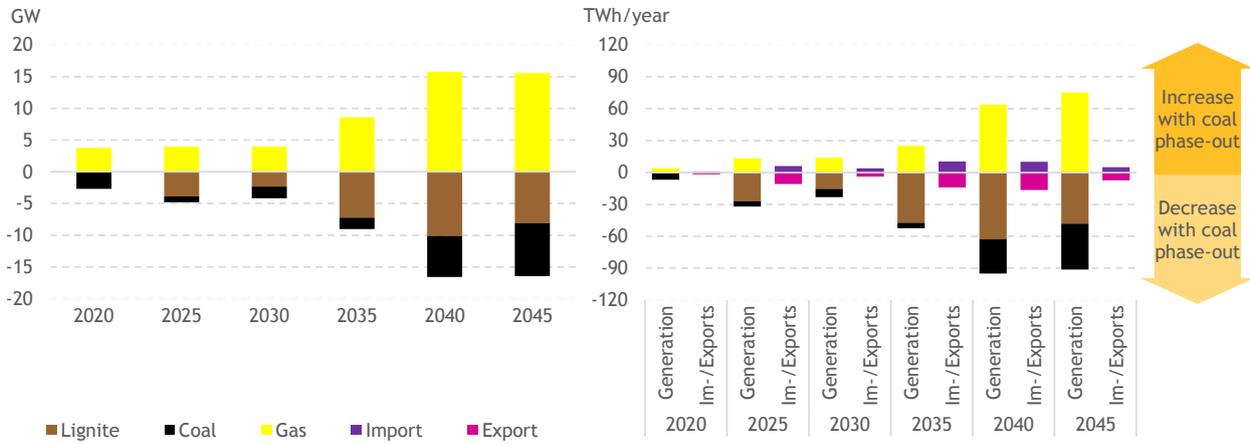


FIGURE S3: IMPACT OF A COAL PHASE-OUT ON POWER PLANT CAPACITIES (LEFT) AND GROSS POWER GENERATION (RIGHT) IN GERMANY

In the German power plant fleet, the coal phase-out leads, in the short run, to less decommissioning of gas power capacity; however, in the long run, additional construction of new gas power plants compared to the reference scenario is required. More specifically, from 2020 onwards, gas power plants gradually replace the decommissioned lignite and hard coal-fired power plants. The most significant differences in the scenario results become clear from 2035 onwards. Under a coal phase-out, Germany has approximately 6 gigawatts less lignite and 10 gigawatts less hard coal-fired power plant installed capacity in 2040 compared to the reference scenario. This reduced capacity compares to an additional 16 gigawatts of gas power plants (amongst others, in order to secure peak load), including substantial cogeneration capacity in order to serve heating demand. In 2040, gross electricity generation from lignite and hard coal-fired power plants in Germany is reduced by 63 terawatt-hours and 32 terawatt-hours, respectively, compared to the reference scenario. Increased generation from gas power plants, higher electricity imports and decreasing exports compensate for this generation gap in Germany, keeping the expansion path of renewable energies consistent with the assumptions made by Agora/enervis. That way, gross electricity generation from gas power plants in 2040 increases by 64 terawatt-hours, electricity exports decrease by 17 terawatt-hours and imports increase by 10 terawatt-hours compared to the reference scenario. The European natural gas demand increases as a consequence of the German coal phase-out by 18 billion cubic meters in 2040, which is equivalent to approximately a fourth of Germany’s current yearly demand.

4. A German coal phase-out increases the wholesale electricity prices in Germany as well as in some of its neighboring countries.

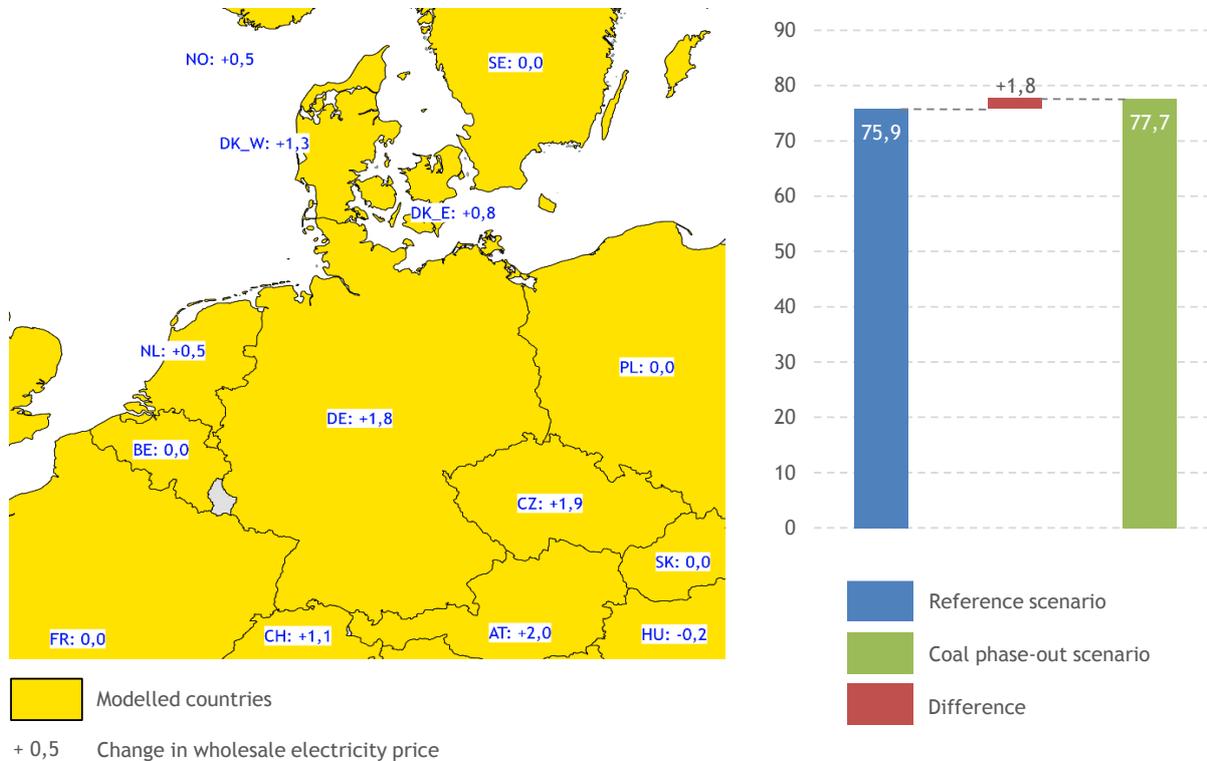


FIGURE S4: ELECTRICITY PRICE DIFFERENCES IN EUROPEAN COUNTRIES AND ELECTRICITY PRICE DIFFERENCE IN GERMANY IN 2040 [EURO/MWH]

The analysis of electricity prices shows that in both the reference and the coal phase-out scenarios, an increase in the average wholesale price compared to the current level is expected. This is due to a change in the generation structure as well as an increase in CO₂ prices. However, we also see that a coal phase-out in Germany increases electricity prices on the wholesale market more so than in the reference scenario. In 2040, this increase amounts to 1.8 Euro per megawatt-hour. In fact, the German coal phase-out also increases the electricity prices in some neighboring countries. The fundamental driver for this effect is that, due to the German coal phase-out, power plants with higher marginal costs set the price in Germany as well as in other European countries.

5. A coal phase-out causes redistribution effects in the tens of billions of euros. Final energy consumers across Europe as well as German power plant operators bear an additional burden.

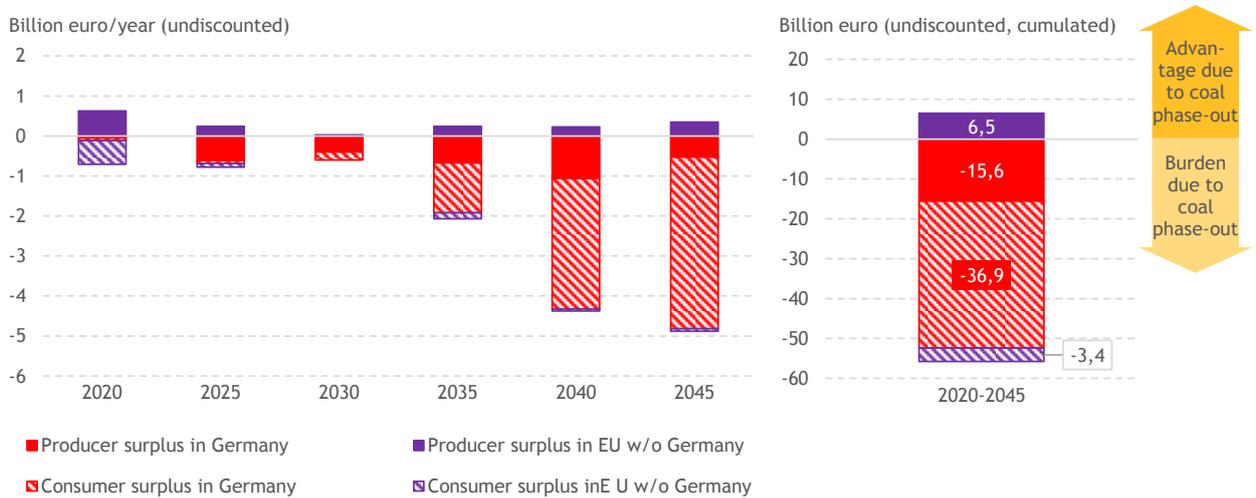


FIGURE 55: ECONOMIC EFFECTS FOR FINAL CONSUMERS AND POWER PLANT OPERATORS (IN TERMS OF CONSUMER AND PRODUCER SURPLUS)

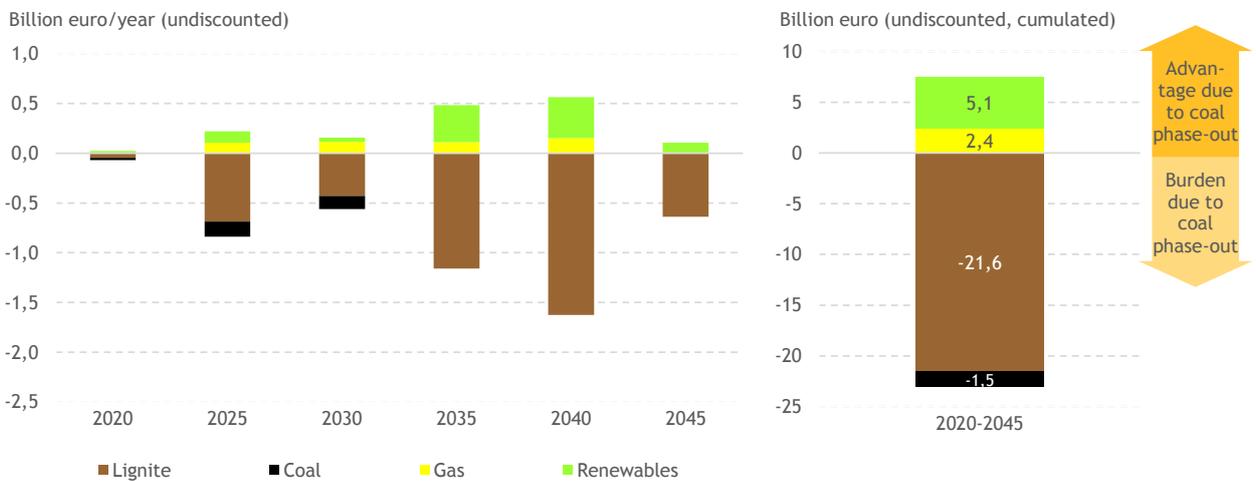


FIGURE 56: ECONOMIC EFFECTS PER POWER PLANT TYPE IN GERMANY (IN TERMS OF PRODUCER SURPLUS)

Between 2020 and 2045, German power plant operators bear the burden of the coal phase-out with additional costs of 15.6 billion euro. Among the power plants, lignite and hard coal-fired power plants face an economic disadvantage of 23.1 billion euro. Gas and renewable energy power plants make up the winners with an advantage of 2.4 billion euro and 5.1 billion euro, respectively. The latter reduces the need for subsidies and, therefore, benefits the final

consumers. Despite this effect, the final consumers in Germany finance the coal phase-out through a total of 36.9 billion euro. The additional costs partly result from higher wholesale electricity prices. Another component of the additional costs results from higher costs for heat provision for the final consumers of cogeneration, whose plants have to be reconstructed and then operated with natural gas instead of coal. Primarily, the German final consumers and producers bear the additional costs of a German coal phase-out. However, a German coal phase-out also has re-distributional effects on other European countries. Due to the impact on electricity prices and generation quantities, costs for foreign electricity consumers account to 3.4 billion euro, whereas foreign power plants profit by 6.5 billion euro.

6. A German coal phase-out (including the retirement of emission allowances) causes additional costs totaling 71.6 billion euro for the European electricity market from 2020 until 2045.

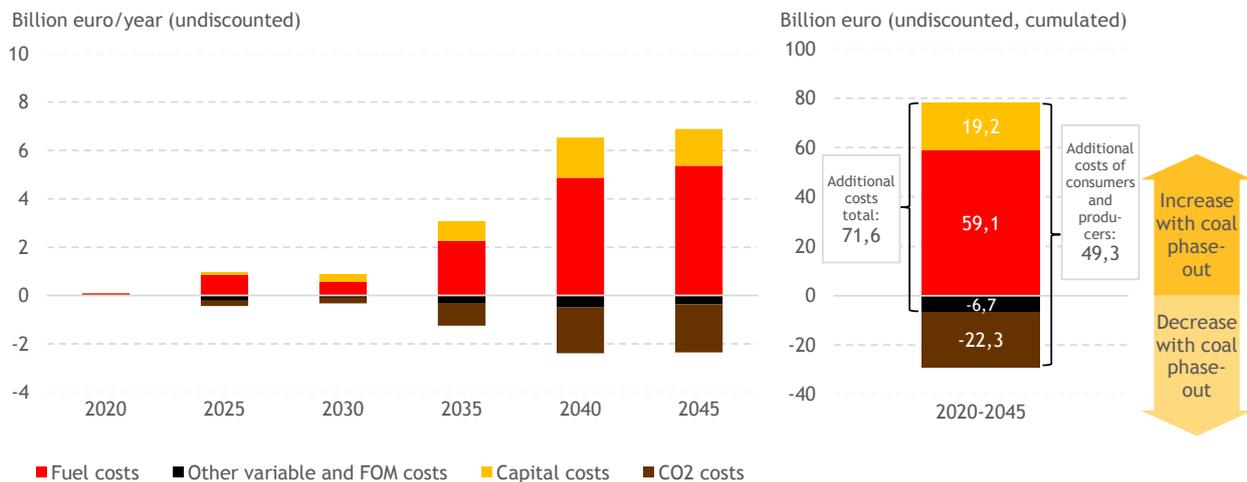


FIGURE S7: COST EFFECTS FOR EUROPEAN ELECTRICITY PRODUCERS AND CONSUMERS

Additional costs amounting to 49.3 billion euro arise for electricity producers and consumers in Europe. In particular, these costs result from increased costs for fuel supply, equal to 59.1 billion euro, as coal is substituted by natural gas. Furthermore, the expected investments in gas power plants cause additional capital costs of approximately 19.2 billion euro. In opposite, a revenue amounting to 6.7 billion euro results from savings in fixed operating (FOM) costs and other variable costs (compared to the reference scenario). Moreover, electricity consumers and producers spend about 22.3 billion euro less for emission allowances due to lower CO₂ emissions. At the same time, the latter implies less revenue for sellers of emission allowances. Therefore, a retirement of emission allowances accounts for costs of 22.3 billion euro.

7. The average pan-European abatement costs of a German coal phase-out amount to about 113 euro per ton CO₂ for the period from 2020 to 2045.

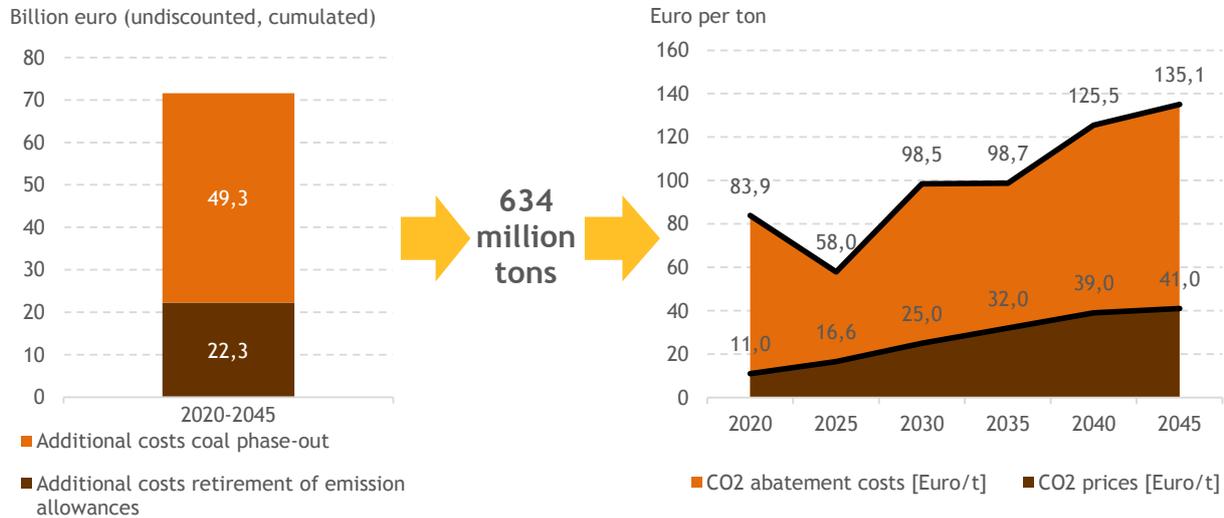


FIGURE S8: ADDITIONAL COSTS (2020-2045) (LEFT), CO₂ ABATEMENT IN EUROPE (2020-2045) (CENTRE) AND AVERAGE CO₂ ABATEMENT COSTS OVER TIME (RIGHT)

A German coal phase-out (including the retirement of allowances) reduces the European CO₂ emissions by 634 million tons between 2020 and 2045. At the same time, additional costs of 71.6 billion euro arise Europe wide. Therefore, the average abatement costs of the double measure for the period from 2020 to 2045 amount to about 113 euro per ton CO₂. These account for additional costs of the coal phase-out, equal to an average of 78 euro per ton CO₂, as well as further costs for the retirement of emission allowances, equal to an average of 35 euro per ton CO₂.

8. Further classification is necessary in order to understand the order of magnitude of the emission savings and additional costs.

The term “carbon budget” is defined as the amount of CO₂ that can be emitted while still fulfilling climate change goals. In Germany, the carbon budget must yield a reduction of 80 percent of CO₂ emissions by 2050 compared to 1990. In this study, we find that the CO₂ emissions nationwide abated by the coal phase-out equal 5.3 percent of this budget. Thus, the share of the electricity sector making up the carbon budget decreases from 34 percent in the reference scenario to 29 percent in the event of a coal phase-out. When considering the global carbon budget to achieve the 2 degrees Celsius goal, a coal phase-out accounts for 0.1 percent of this budget. Dividing the additional costs of the German coal phase-out between 2020 and 2045 by the German electricity demand in the same period results in a value of 0.53 eurocents per kilowatt-hour.

9. Further investigations to the economic effects of a coal phase-out are necessary.

The analysis at hand shows that a German coal phase-out involves additional costs and re-distributional effects in the tens of billions of euros. Many other factors may drive the results, as for instance the lifespan of power plants, the future development of fuel and CO₂ prices, the electricity demand or changes in the energy policies of other EU countries. Another question to investigate is whether the same amount of CO₂ could be saved at lower costs under a first-best solution using the pan-European potential for CO₂ abatement. If, however, the priority is the achievement of Germany’s national CO₂ abatement target in the electricity sector, an analysis of whether a market-driven solution could abate the same amount of CO₂ at a lower cost is recommended. Finally, an investigation on the economic costs and benefits of a coal phase-out for Germany and on the effects regarding the dynamics in future climate negotiations is needed.

1 EINLEITUNG

Bei der Weltklimakonferenz in Paris im Dezember 2015 wurde ein ambitioniertes Klimaschutzabkommen beschlossen, das eine Begrenzung der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter zwei Grad Celsius über dem vorindustriellen Niveau vorsieht. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen die weltweiten Treibhausgasemissionen bis 2050 global um mehr als 80 Prozent gegenüber 1990 gemindert werden.¹ Der Dekarbonisierung des Strom- und Wärmesektors kommt dabei eine Schlüsselrolle zu. Die CO₂-Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung sind für etwa 40 Prozent der weltweiten Treibhausgasemissionen verantwortlich.² In diesem Zusammenhang rückt weltweit die Frage nach der Zukunft der emissionsintensiven Kohleverbrennung in den Fokus.³

In Einklang mit dem Klimaabkommen von Paris und den langfristigen energiepolitischen Zielen zur Dekarbonisierung strebt die deutsche Bundesregierung an bis 2050 die nationalen Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 zu reduzieren. Darüber hinaus hat sie Etappenziele gesetzt: bis 2020 sollen die Treibhausgasemissionen um mindestens 40 Prozent gegenüber 1990 sinken, bis 2030 um mindestens 55 Prozent und bis 2040 um mindestens 70 Prozent.⁴ Allerdings sind die Treibhausgasemissionen in Deutschland seit 2005 nur noch geringfügig gesunken. Das Klimaschutzziel für 2020 erscheint nach Einschätzung vieler Akteure kaum noch erreichbar.⁵ Wie die mittel- und langfristigen Minderungsziele erfüllt werden sollen, ist unklar und aktuell Gegenstand zahlreicher Debatten in Politik, Wirtschaft und Wissenschaft.

Vor diesem Hintergrund wird auch in der deutschen politischen und öffentlichen Debatte zunehmend ein politisch induzierter Kohleausstieg diskutiert. Ziel der Befürworter ist eine zusätzliche CO₂-Minderung im deutschen Stromsektor als Beitrag zu den deutschen Klimaschutzzielen. Mit der vorliegenden Studie möchte ewi ER&S einen Beitrag zur Debatte um den deutschen Kohleausstieg liefern. Die Studie soll die Auswirkungen eines Ausstiegs aus der deutschen Kohleverstromung auf den deutschen und europäischen Stromsektor aus ökonomischer Perspektive deskriptiv beleuchten. Sie bezieht keine Position für oder gegen einen Kohleausstieg.

Grundlage der Untersuchung ist ein von Agora Energiewende in Zusammenarbeit mit der Unternehmensberatung enervis vorgelegtes Konzept für einen deutschen Kohleausstieg. Das

¹ IPCC (2014).

² IEA (2015a).

³ Siehe beispielsweise die Vereinbarung der G7-Staaten, eine „Dekarbonisierung der Weltwirtschaft im Laufe dieses Jahrhunderts anzustreben“ (G7 (2015)) sowie die Forderung der IEA im Sonderbericht zum Klimawandel, alte Kohlekraftwerke stillzulegen und den Neubau ineffizienter Kraftwerke zu verbieten (IEA (2015b)).

⁴ BMWi/BMU (2010).

⁵ Siehe beispielsweise Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2014).

Konzept⁶ sieht für den Stromsektor eine Kombination zweier Maßnahmen vor. Erstens eine vorzeitige Stilllegung der deutschen Braun- und Steinkohlekraftwerke bis 2040 und zweitens eine entsprechende Stilllegung von CO₂-Zertifikaten im europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) in Höhe der im Zuge des Kohleausstiegs zusätzlich vermiedenen CO₂-Emissionen.



ABBILDUNG 1: DOPPELMAßNAHME DES AGORA-KONZEPTS

Die ewi-Analyse untersucht das Zusammenspiel beider Maßnahmen. Dazu wird auf Basis des ewi-Strommarktmodells DIMENSION ein Kohleausstiegsszenario mit einem Referenzszenario verglichen. Das Kohleausstiegsszenario unterstellt eine vorzeitige Stilllegung deutscher Kohlekraftwerke bis 2040. Das Referenzszenario unterstellt eine Stilllegung deutscher Kohlekraftwerke nach Lebensdauerende. Um eine Vergleichbarkeit zum Agora-Konzept zu gewährleisten, entsprechen beide Szenarien in den folgenden wesentlichen Annahmen dem Agora/enervis-Vorschlag: Kohleausstiegspfad, technische Lebensdauer von deutschen Kohlekraftwerken im Referenzszenario (Braunkohle: 50 Jahre; Steinkohle: 40 Jahre; keine Retrofitoption), Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien (EE), grenzüberschreitende Stromübertragungskapazitäten, Stromnachfrage sowie Brennstoff- und CO₂-Preise. Die Analyse umfasst Wirkungen im gesamten europäischen Strommarkt (inklusive deutscher Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)). Über den Stromsektor hinausgehende gesamtwirtschaftliche Kosten und Nutzen für die Gesellschaft, wie beispielsweise vermiedene Folgekosten des Klimawandels, sind nicht Gegenstand der Untersuchung.

In Kapitel 2 erfolgt zunächst eine Diskussion der Auswirkungen eines Kohleausstiegs in Deutschland auf den deutschen und europäischen Strommarkt aus ökonomisch theoretischer Perspektive. Anschließend werden in Kapitel 3 das ewi-Strommarktmodell vorgestellt, die Modellannahmen erläutert und die betrachteten Szenarien definiert. In Kapitel 4 werden die Ergebnisse der durchgeführten Modellrechnungen dargestellt. Kapitel 5 gibt einen Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf.

⁶ Agora Energiewende (2016).

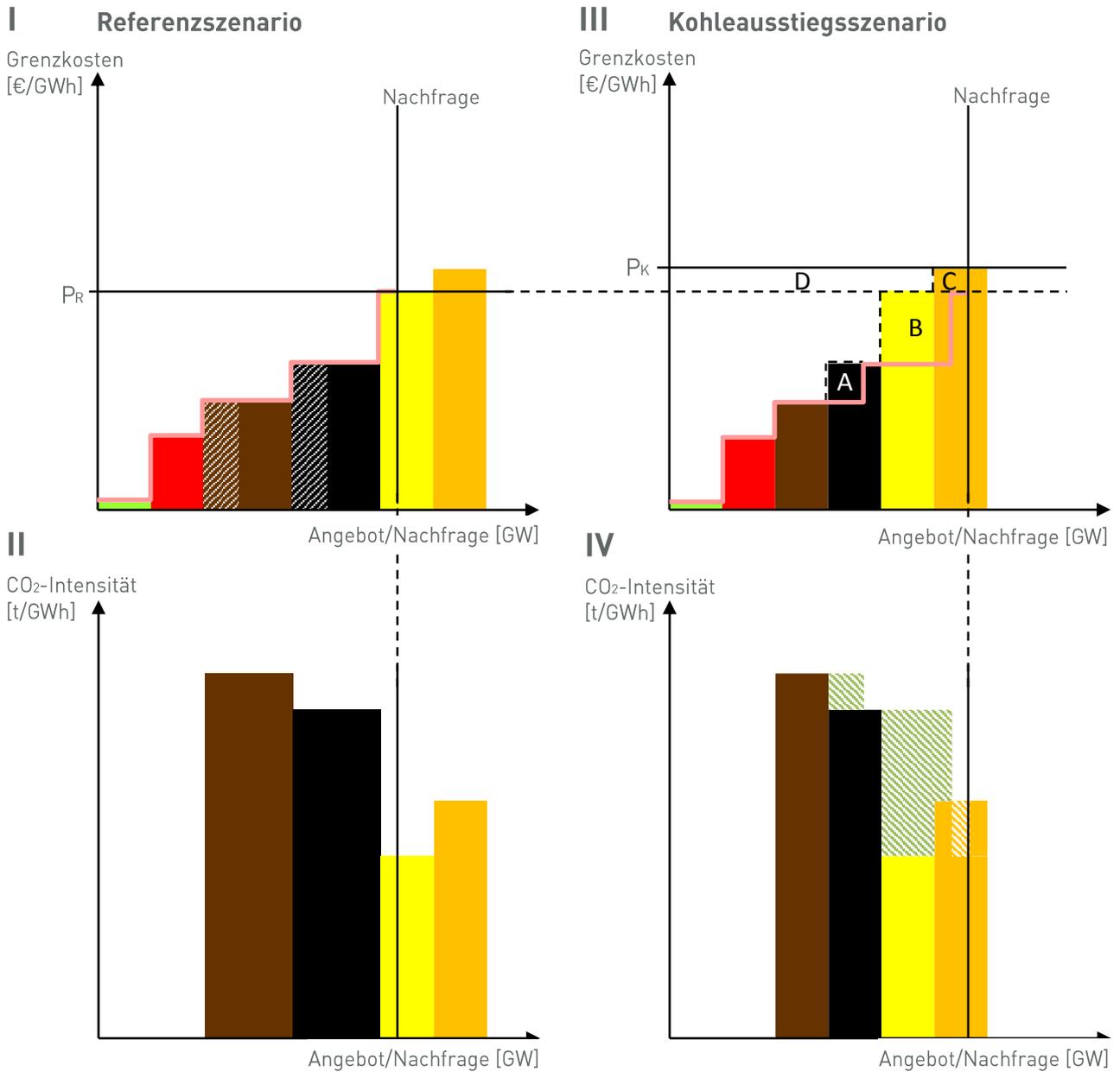
2 THEORETISCHE GRUNDLAGEN

In diesem Kapitel werden die ökonomischen Wirkungen eines vorzeitigen, politisch induzierten Kohleausstiegs in Deutschland auf den europäischen Strommarkt diskutiert. Damit wird die theoretische Grundlage für die späteren quantitativen Analysen gelegt. Die Diskussion erfolgt anhand einer illustrativen Darstellung der Merit-Order und der CO₂-Intensität des europäischen Kraftwerkspark (Abbildung 2). Verglichen wird die Struktur des Kraftwerksparks in einem Referenzszenario (ohne deutschen Kohleausstieg) mit der Struktur in einem Kohleausstiegsszenario (mit deutschem Kohleausstieg).

Abbildung 2 (I) zeigt eine stilisierte statische Merit-Order des europäischen Strommarkts im Referenzszenario. Die Merit-Order bildet die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke aufsteigend entlang ihrer kurzfristigen Grenzkosten (im Wesentlichen Brennstoff- und CO₂-Kosten) der Stromerzeugung ab. Sie entspricht der kurzfristigen Angebotsfunktion des Strommarkts. Jeder Balken repräsentiert eine Kraftwerkstechnologie; die Breite eines Balkens entspricht der Kapazität, die Höhe den Grenzkosten. Die Nachfragefunktion des europäischen Strommarkts ergibt sich aus den individuellen Stromnachfragefunktionen. Es wird angenommen, dass die Nachfrage konstant und vollkommen preisunelastisch (also vertikal) ist.⁷ Die variablen Kosten der Stromerzeugung sind gleich der Summe der gesamten Grenzkosten. Sie entsprechen der Fläche unterhalb der Angebotsfunktion vom Ursprung bis zur produzierten respektive nachgefragten Strommenge. Der Gleichgewichtspreis ergibt sich aus dem Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage und entspricht den Grenzkosten des zuletzt zur Deckung der Nachfrage eingesetzten Kraftwerks (Grenzkraftwerk). Der Gleichgewichtspreis wird an alle eingesetzten Kraftwerke ausgezahlt. Kraftwerke mit Grenzkosten unterhalb des Gleichgewichtspreises erwirtschaften dadurch einen Beitrag zur Deckung ihrer Fix- und Kapitalkosten.

Abbildung 2 (II) zeigt die CO₂-Intensität des europäischen Strommarkts im Referenzszenario. Diese ergibt sich aus der CO₂-Intensität der einzelnen Kraftwerkstechnologien. Jeder Balken repräsentiert eine Kraftwerkstechnologie, wobei nur die CO₂-emittierenden Technologien Braunkohle, Steinkohle, Gas und Dampf und Gasturbinen dargestellt sind. Die Breite eines Balkens entspricht der Kapazität, die Höhe den marginalen CO₂-Emissionen. Die CO₂-Emissionen der gesamten Stromerzeugung entsprechen der Fläche der Balken bis zur produzierten respektive nachgefragten Strommenge.

⁷ Eine Reaktion der Stromnachfrage auf Preisänderungen wird hier vernachlässigt, ist jedoch bei signifikanten Preiseffekten denkbar.



Braunkohle
 Steinkohle
 Gas und Dampf
 Gasturbinen
 Kernkraft
 Erneuerbare Energien
 Stillzulegende deutsche Braunkohlekraftwerke
 Stillzulegende deutsche Steinkohlekraftwerke
 - = Minderung der CO₂-Emissionen

+ [A] + [B] + [C] = ΔK Mehrkosten

- [D] - [C] = ΔKR

Änderung der Konsumentenrente

- ΔK = ΔW = ΔKR + ΔPR

+ [D] - [A] - [B] = ΔPR

Änderung der Produzentenrente

- [C] - [A] - [B] = ΔKR + ΔPR = ΔW Nettowohlfahrtsverlust

ABBILDUNG 2: MERIT-ORDER UND CO₂-INTENSITÄT DES EUROPÄISCHEN KRAFTWERKSPARK IM REFERENZ- UND KOHLEAUSSTIEGSSZENARIO (ILLUSTRATIVE DARSTELLUNG)

Ein Kohleausstieg in Deutschland ist gleichbedeutend mit einer Stilllegung der deutschen Braun- und Steinkohlekapazitäten im europäischen Kraftwerkspark. Die während der Umsetzung der Maßnahme beispielhaft stillzulegenden Blöcke sind in Abbildung 2 (I) schraffiert dargestellt. Die Stilllegung führt zu einer Verschiebung der Angebotsfunktion nach oben, da die fehlende Stromerzeugung durch andere nachrückende Erzeugungseinheiten ersetzt wird. Abbildung 2 (III) zeigt die verschobene Angebotsfunktion im Kohleausstiegsszenario im Vergleich zu der des Referenzszenarios. Die Verschiebung führt zu einem dazu, dass ein Kraftwerk mit höheren Grenzkosten das so genannte Grenzkraftwerk wird und den Preis setzt. Dadurch steigt der Großhandelsstrompreis von P_R auf P_K . Zum anderen werden die stillgelegten Kraftwerksblöcke durch nachrückende Kraftwerke mit höheren Grenzkosten ersetzt. Dies erhöht die variablen Kosten der gesamten Stromerzeugung gegenüber dem Referenzszenario um die Summe der Rechtecke A, B und C.

Darüber hinaus führt die Stilllegung der deutschen Braun- und Steinkohleblöcke zu einer Veränderung der CO₂-Emissionen der europäischen Stromerzeugung.⁸ Dies ist in Abbildung 2 (IV) veranschaulicht. Da die relativ CO₂-intensiven Braun- und Steinkohlekapazitäten durch weniger CO₂-intensive Gaskapazitäten ersetzt werden, sinken die CO₂-Emissionen der gesamten Stromerzeugung um die grün schraffierte abzüglich der gelb schraffierten Fläche. Die durchschnittlichen CO₂-Vermeidungskosten des deutschen Kohleausstiegs lassen sich aus dem Verhältnis der Mehrkosten zu den vermiedenen CO₂-Emissionen ableiten, also aus der Relation der summierten Rechtecke A, B und C in Abbildung 2 (III) (Kostendelta) zur Differenz der grün und gelb schraffierten Flächen in Abbildung 2 (IV) (Emissionsdelta).

Für eine Kosten-Nutzen-Analyse müssen die CO₂-Vermeidungskosten mit dem aus der CO₂-Vermeidung entstehenden Nutzen verglichen werden. Der Nutzen der CO₂-Vermeidung lässt sich aus den CO₂-Schadenskosten ableiten. Liegen die CO₂-Schadenskosten in einer Partialanalyse für CO₂-Schäden und -vermeidung oberhalb der CO₂-Vermeidungskosten, ist der Markteingriff volkswirtschaftlich sinnvoll, andernfalls nicht. Aus einem Vergleich der CO₂-Vermeidungskosten eines Kohleausstiegs mit denen alternativer Vermeidungsoptionen ließe sich zudem ableiten, ob die CO₂-Vermeidung auf anderem Wege kostengünstiger erreicht werden könnte.

Zusätzlich zu den Auswirkungen auf Kosten und CO₂-Emissionen lassen sich auch Aussagen über die Wohlfahrts- und Umverteilungseffekte eines deutschen Kohleausstiegs treffen (dargestellt in Abbildung 2 (III)). Der Wohlfahrtsgewinn eines Marktes ist definiert als die Summe der Produzentenrente und der Konsumentenrente. Wohlfahrts- und Umverteilungseffekte lassen sich aus den Änderungen der Produzenten- und Konsumentenrente ableiten. Der Effekt des

⁸ Dabei werden in diesem vereinfachten Modell keine Rückwirkungen mit dem EU-ETS betrachtet. In anderen Worten wird in diesem theoretischen Modell implizit unterstellt, dass der CO₂-Preis konstant bleibt entsprechend der Doppelmaßnahme aus dem Agora-Konzept. In der Realität hätte aufgrund von Kompensationseffekten im EU-ETS eine Reduktion der CO₂-Emissionen in der deutschen Stromerzeugung durch einen politisch induzierten Kohleausstieg keinen Effekt auf die europäische CO₂-Bilanz, es sei denn Zertifikate in Höhe der europaweit reduzierten CO₂-Menge würden aus dem Markt genommen (für eine ausführliche Erörterung der Zusammenhänge siehe Box „Ein deutscher Kohleausstieg und das EU-ETS“).

deutschen Kohleausstiegs auf die europäische Konsumentenrente ergibt sich aus den veränderten Ausgaben für den Strombezug. Der Anstieg des Stromgroßhandelspreises von P_R auf P_K erhöht die Stromausgaben der Konsumenten gegenüber dem Referenzszenario und verringert die Konsumentenrente um die Summe der Rechtecke C und D.

Der Effekt auf die europäische Produzentenrente wird bestimmt durch die veränderten Erlöse sowie die veränderten variablen Kosten der Stromerzeugung. Der Strompreisanstieg erhöht die Erlöse der Stromerzeuger und damit die Produzentenrente um das Rechteck D. Der Anstieg der variablen Stromerzeugungskosten führt zu einer Verringerung der Produzentenrente in Höhe der Summe der Rechtecke A und B. Folglich ist die Nettoänderung der Produzentenrente gleich $D - A - B$. In der Darstellung ist die Nettoänderung der Produzentenrente negativ. Sie kann je nach Verlauf der Angebotsfunktion jedoch auch positiv sein.

Zwischen den Konsumenten und Produzenten führt der Kohleausstieg zu einer Umverteilung von Renten zu Lasten der Konsumenten in Höhe des Rechtecks D. Innerhalb der Produzenten erfolgt eine Umverteilung zu Lasten der Kohlekraftwerksbetreiber und zu Gunsten der Gaskraftwerks- und Kernkraftwerksbetreiber sowie der Erneuerbaren Energien (nicht dargestellt). Würden die

Ein deutscher Kohleausstieg und das EU-ETS

Das EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS) reguliert über Emissionszertifikate, die zum Ausstoß von CO_2 berechtigen, EU-weit den CO_2 -Ausstoß des Stromerzeugungssektors, einiger Sektoren der Industrie sowie der zivilen Luftfahrt innerhalb der EU. Die Zertifikate legen eine faktische Emissionsobergrenze fest und werden zwischen den CO_2 -emittierenden Unternehmen, die dem EU-ETS unterliegen, gehandelt. Ziel ist, Emissionen dort zu vermeiden, wo dies am kostengünstigsten möglich ist, das heißt wo die CO_2 -Vermeidungskosten unterhalb des CO_2 -Zertifikatspreis liegen. Übergeordnetes Ziel ist, die CO_2 -Emissionen innerhalb Europas bis 2020 um 20 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 zu reduzieren. Bis 2030 soll eine Reduktion von 40 Prozent erreicht sein.⁹

Zusätzliche nationale Reduktionsziele innerhalb der EU-ETS-Sektoren führen zwar zu einer Senkung der nationalen CO_2 -Emissionen, haben jedoch keinen Effekt auf die europäischen Emissionen insgesamt. Da der Emissionshandel die Obergrenze für den CO_2 -Ausstoß festlegt, ergeben sich lediglich Umverteilungseffekte zwischen den am Handel beteiligten Staaten. Ein auf nationaler Ebene beschlossener deutscher Ausstieg aus der Kohleverstromung ohne begleitende Maßnahme im EU-ETS reduziert demnach den deutschen, nicht aber den europäischen CO_2 -Ausstoß. Da durch den Kohleausstieg Mehrkosten entstehen, ohne dass CO_2 -Emissionen eingespart werden, sind europäische CO_2 -Vermeidungskosten von unendlich die Folge.

⁹ Europäische Kommission (2014).

Ein Klimaschutzeffekt eines deutschen Kohleausstiegs entsteht lediglich, wenn die aus dem Ausstieg frei werdenden CO₂-Zertifikate aufgekauft oder stillgelegt werden. Das Agora-Papier schlägt letzteres vor: Die Bundesregierung soll sich demnach auf europäischer Ebene dafür einsetzen, dass die im Kontext des Kohleausstiegs frei werdenden Zertifikate dauerhaft dem Markt entzogen werden. Geschieht dies, reduziert der Kohleausstieg tatsächlich die deutschen, aber auch die europäischen CO₂-Emissionen.

Der Kohleausstieg reduziert somit einzig zusammen mit einer Stilllegung der Zertifikate effektiv CO₂. Die CO₂-Vermeidung erfolgt dann allerdings nicht marktgetrieben und unter Umständen nicht effizient, sondern technologiespezifisch auf Grund einer politischen Entscheidung. Kostengünstiger wäre eine direkte Stilllegung der entsprechenden Menge von CO₂-Zertifikaten. Mit dem sich ergebenden Preissignal kann der Wettbewerb entscheiden, wie das Dekarbonisierungsziel effizient erreicht werden kann. Allerdings wäre damit die Erreichung nationaler Klimaziele nicht mehr gesichert.

Eine vorgelagerte Frage stellt die Bewertung des sich im EU-ETS einstellenden CO₂-Preises dar. Der CO₂-Preis hängt von vielen Einflussfaktoren wie Brennstoffpreisentwicklung, CO₂-Marktdesign et cetera ab, jedoch naturgemäß maßgeblich vom Pfad der ex-ante festgelegten CO₂-Obergrenzen. Diese CO₂-Obergrenzen wiederum werden als Resultat eines politischen Prozesses zur Erreichung eines Klimaziels (zum Beispiel des Zwei-Grad-Ziels) festgelegt, wobei dieses auf einer Klimakosten-Nutzen-Analyse basiert. Ob der sich im EU-ETS einstellende CO₂-Preis schließlich die in Realität auftretenden Klimakosten widerspiegelt, ist somit eine gesonderte Frage.

Kohlekraftwerksbetreiber durch eine Ausgleichszahlung in Form einer Umlage auf den Strompreis für die entgangene Produzentenrente entschädigt, ergäbe sich eine zusätzliche Umverteilung von Renten zu Lasten der Konsumenten (nicht dargestellt). Insgesamt führt der deutsche Kohleausstieg somit zu einem europäischen Nettowohlfahrtsverlust in Höhe von A+B+C. Dieser entspricht den europäischen Mehrkosten des Kohleausstiegs.

Bei der oben genutzten Darstellung handelt es sich um ein stark vereinfachtes Modell des europäischen Strommarkts. Erstens wird der Kraftwerkspark anhand einer stilisierten statischen Merit-Order illustriert. Diese betrachtet lediglich die kurzfristigen Grenzkosten der Produktion. Langfristige Kosten für den Zu- und Rückbau von Kraftwerken werden nicht berücksichtigt. Die europäischen Mehrkosten des Kohleausstiegs beinhalten dementsprechend lediglich die kurzfristigen variablen Kosten der Stromerzeugung. Zweitens werden Rückkopplungen aus sektorenübergreifenden Märkten, vor allem für Wärme und Regelleistung, nicht betrachtet. Hier kann man beispielweise davon ausgehen, dass der Kohleausstieg in der Stromerzeugung aufgrund

des erheblichen Anteils von KWK-Anlagen, die gleichzeitig Strom und Wärme produzieren, Auswirkungen auf den Gleichgewichtspreis und CO₂-Ausstoß auf dem Wärmemarkt hat. Eine weitere Vereinfachung besteht in der Annahme eines vollständig integrierten europäischen Strommarktes mit einem einheitlichen Strompreis. Schließlich beinhalten die CO₂-Vermeidungskosten des Kohleausstiegs wiederum lediglich die kurzfristigen variablen Kosten der Stromproduktion und beispielsweise keine Kapitalkosten. Darüber hinaus beinhalten sie ebenfalls die Kosten für CO₂-Zertifikate, da diese Teil der variablen Kosten sind. Letztere stellen jedoch keine volkswirtschaftlichen Mehrkosten, sondern lediglich eine Verschiebung von Renten dar. Daher ergeben sich die CO₂-Vermeidungskosten genau genommen aus der Relation des Kostendeltas ohne Berücksichtigung der CO₂-Zertifikatekosten zum Emissionsdelta.

Kohleausstieg und Kraft-Wärme-Kopplung

Unter den im Rahmen des Kohleausstiegs stillzulegenden deutschen Braun- und Steinkohlekraftwerken befinden sich auch KWK-Anlagen, die gleichzeitig Strom und Wärme produzieren. Diese Kraftwerke bedienen zusätzlich zum europäischen Strommarkt lokale Wärmefälle, wobei die Wärme für das Heizen öffentlicher und privater Gebäude oder für Produktionsprozesse genutzt wird. Ökonomisch handelt es sich bei der Wärme um ein Kuppelprodukt, das heißt ein zusätzlich anfallendes Gut im Produktionsprozess Strom. Umgekehrt kann aber auch Strom das Kuppelprodukt bei der Wärmeerzeugung sein. Die Stromerzeugung ist dann untergeordnet und die Strompreissignale für die Erzeugung nicht ausschlaggebend.

Durch die Interaktion zwischen Wärme- und Strommarkt nimmt die Komplexität der ökonomischen Betrachtung zu. Die Stilllegung von Kohle-KWK führt dazu, dass die Kosten der Wärmeerzeugung für die entsprechenden Wärmefälle gegenüber dem Referenzszenario steigen aufgrund der notwendigen Neuinvestitionen in Gas-KWK sowie der entsprechend höheren Brennstoffkosten. Gleichzeitig sinken die CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung, da die relativ CO₂-intensiven Braun- und Steinkohle-KWK durch weniger CO₂-intensive Gas-KWK ersetzt werden.¹⁰

¹⁰ Diese Rückkopplungseffekte sind aus ökonomischer Sicht, aber auch auf Grund der technischen Beschaffenheit des Wärmemarktes komplex. Im Gegensatz zu Strommarkt sind Wärmenetze lokal, das heißt ohne Austausch im Gesamtsystem. KWK-Anlagen sind in diesem Fall an ein bestimmtes Wärmenetz gebunden.

3 METHODIK UND SZENARIENDEFINITION

Nachdem im vorangegangenen Kapitel die Auswirkungen eines deutschen Kohleausstiegs auf den europäischen Stromsektor aus ökonomisch theoretischer Sicht diskutiert wurden, werden im Folgenden das den quantitativen Analysen zugrunde liegende europäische Strommarktmodell von ewi ER&S vorgestellt, die Annahmen für die modellbasierten Analysen spezifiziert und die Definition des Kohleausstiegs- und Referenzszenarios beschrieben. Um eine Vergleichbarkeit zum Agora-Konzept zu gewährleisten, entsprechen beide Szenarien in den folgenden wesentlichen Annahmen dem Agora/enervis-Vorschlag: Kohleausstiegspfad, technische Lebensdauer von deutschen Kohlekraftwerken im Referenzszenario (Braunkohle: 50 Jahre; Steinkohle: 40 Jahre; keine Retrofitoption), EE-Ausbaupfad, grenzüberschreitende Stromübertragungskapazitäten, Stromnachfrage sowie Brennstoff- und CO₂-Preise.

3.1 Das ewi-Strommarktmodell

Die Berechnungen der Studie basieren auf dem am ewi entwickelten europäischen Strommarktmodell DIMENSION. Das Modell simuliert über ein Gleichgewicht von Erzeugung und Nachfrage und unter Minimierung der Gesamtsystemkosten die zukünftige Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten im europäischen Strommarkt. Deutsche KWK-Erzeugungsanlagen sowie der deutsche Wärmebedarf aus diesen Kraftwerken sind ebenfalls berücksichtigt. Bei DIMENSION handelt es sich um ein kombiniertes Investitions- und Dispatchmodell. Es werden also sowohl die Entwicklung des Kraftwerksparks als auch der entsprechende Einsatz der Kraftwerke ermittelt. DIMENSION bildet die Strommärkte von 27 europäischen Ländern integriert ab. Die Länder stimmen im Wesentlichen mit der Europäischen Union (EU-28) überein (das heißt EU-28 ohne Malta, Zypern und Kroatien, aber inklusive Norwegen und der Schweiz). Das Modell beruht auf einer umfassenden Kraftwerksdatenbank, die die aktuellen und bereits geplanten Erzeugungsanlagen sowie Stromspeicher in Europa umfasst und kontinuierlich aktualisiert wird. Die Gesamtsystemkosten beinhalten variable Erzeugungskosten (im Wesentlichen bestehend aus Brennstoff- und CO₂-Kosten), Kapitalkosten, fixe Betriebs- und Wartungskosten sowie Ramp-up-Kosten thermischer Kraftwerke.¹¹

¹¹ Eine detaillierte Beschreibung des Strommarktmodells DIMENSION findet sich in Richter (2011).

3.2 Modellannahmen

Annahmen über Lebensdauer und Retrofitmaßnahmen für Braun- und Steinkohlekraftwerke

Als technische Lebensdauer wird entsprechend der Annahmen von Agora/enervis für deutsche Braunkohlekraftwerke 50 Jahre angenommen, für deutsche Steinkohlekraftwerke 40 Jahre. Am Ende der technischen Lebensdauer besteht in dieser Analyse keine Möglichkeit von Kraftwerksertüchtigungen (so genannte Retrofitmaßnahmen). Für Braun- und Steinkohlekraftwerke in den übrigen europäischen Ländern wird eine technische Lebensdauer von 55 respektive 45 Jahren angenommen. Im europäischen Ausland stehen im Unterschied zu Deutschland (wie auch in der Studie von Agora/enervis) Retrofitmaßnahmen am Ende der technischen Lebensdauer zur Verfügung. Diese erfolgen modellendogen auf Basis der Gesamtsystemkostenminimierung.

EE-Ausbaupfad

Der EE-Ausbau in Deutschland erfolgt wie in der Agora/enervis-Studie entsprechend der Ausbauziele des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2014.¹² Der Ausbau in den übrigen europäischen Ländern erfolgt modellendogen mit einem Minimalausbauziel gemäß des ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2015.¹³

Grenzüberschreitende Stromübertragungskapazitäten

Die verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten (Interkonnektoren) mit den Stromnachbarn basieren auf dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur aus dem Jahr 2014.¹⁴ Der zukünftige Ausbau der Interkonnektoren erfolgt gemäß der Projektion aus der Studie Stromspeicher in der Energiewende von Agora Energiewende¹⁵ die im Vergleich zum Netzentwicklungsplan einen konservativeren Ausbau prognostiziert. Damit folgt die vorliegende Studie den Annahmen von Agora/enervis in Bezug auf die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten Deutschlands. Die verfügbaren Interkonnektoren im EU-Ausland sowie deren zukünftiger Ausbau sind dem Ten-Year Network Development Plan von ENTSO-E entnommen.¹⁶

Brennstoff- und CO₂-Preise

Die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise der ewi-Analyse entspricht den Annahmen von Agora/enervis. Für die Jahre 2016 bis 2019 basiert sie auf aktuellen Börsen-Terminpreisnotierungen. Der Verlauf der Preise zwischen 2019 und 2040 entspricht den

¹² EEG (2014).

¹³ ENTSO-E (2015a).

¹⁴ BNetzA/BKartA (2014).

¹⁵ Agora Energiewende (2014).

¹⁶ ENTSO-E (2015b).

Annahmen aus dem New Policies Scenario des World Energy Outlook 2014 (WEO-2014)¹⁷ der International Energy Agency. Die Preisentwicklung von 2041 bis 2050 geht von einer effektiven Steigerung von einem Prozent pro Jahr aus.¹⁸

Stromnachfrage

Der deutsche Nettostromverbrauch wird als konstant auf dem Niveau von 520 Terawattstunden entsprechend des Szenariorahmens 2025 der Netzentwicklungsplanung angenommen.¹⁹ Dem liegt die auch von Agora/enervis verwendete Annahme zugrunde, dass sich verbrauchssteigernde Einflüsse, beispielsweise zusätzliche Elektrifizierung in den Sektoren Wärme und Verkehr, und verbrauchssenkende Einflüsse, beispielsweise Energieeffizienzmaßnahmen, gegenseitig ausgleichen. Der Nettostromverbrauch der übrigen europäischen Länder basiert auf dem ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2015²⁰ und den EU Energy Trends to 2050 der Europäischen Kommission.²¹

Stundenprofile von Nachfrage und Erzeugung volatil einspeisender EE-Erzeugungsanlagen

Zur Abbildung des stündlichen Profils der Nachfrage wurden historische Lastdaten mehrerer Jahre in ein typisches Nachfrageprofil für die einzelnen Länder überführt. Unterteilt in regionale Klimazonen werden zudem spezifische Einspeisepprofile für Wind- und Photovoltaik (PV)-Erzeugungsanlagen berücksichtigt. In Deutschland werden so beispielsweise drei Windregionen mit unterschiedlichen Einspeiseprofilen differenziert betrachtet. Als Zeithorizont wurde 2015 bis 2050 in Fünfjahresschritten gerechnet, sowie 2060 und 2070.

Flexibilität im Stromversorgungssystem

Dem Modell stehen diverse Lastreduktions- und Lastverschiebungspotenziale (so genanntes Demand-Side-Management) auf Haushaltsebene und bei kommerziellen und industriellen Anwendungen zur Verfügung.

¹⁷ IEA (2014).

¹⁸ Die CO₂-Preispfade werden zwischen beiden betrachteten Szenarien konstant gehalten. Somit werden keine Rückwirkungen des deutschen Kohleausstiegs auf die Preise für CO₂-Zertifikate in Europa abgebildet. Dies ist eine Implikation der Annahme von Agora/enervis, dass die im Zuge des Kohleausstiegs frei werdenden CO₂-Zertifikate stillgelegt werden.

¹⁹ BNetzA (2015).

²⁰ ENTSO-E (2015a).

²¹ Europäische Kommission (2013).

3.3 Szenariendefinition

Zur Bestimmung der energieökonomischen Auswirkungen eines Kohleausstiegs in Deutschland auf den deutschen und europäischen Strommarkt werden ein Kohleausstiegsszenario und ein Referenzszenario entsprechend dem Agora/enervis-Vorschlag verglichen. Diese sind in Abbildung 3 schematisch dargestellt und werden im Folgenden beschrieben.



ABBILDUNG 3: REFERENZ- UND KOHLEAUSSTIEGSSZENARIO ENTSPRECHEND AGORA/ENERVIS (2016)

3.3.1 Referenzszenario

Das Referenzszenario bildet eine mögliche zukünftige Entwicklung des europäischen Stromerzeugungssektors unter Annahme einer Stilllegung deutscher Kohlekraftwerke nach einem fix definierten Lebensdauerende ab. Die Definition des Referenzszenarios erfolgt dabei in enger Anlehnung an die Referenzentwicklung des Agora/enervis-Vorschlags. Das Szenario unterstellt eine Business-as-usual-Entwicklung, in der die installierte Leistung von Braun- und Steinkohlekraftwerken aufgrund von altersbedingten Kraftwerksstilllegungen zurückgeht. Die Stilllegungen erfolgen unter der Annahme einer technischen Lebensdauer von 50 Jahren bei Braunkohlekraftwerken und 40 Jahren bei Steinkohlekraftwerken, wobei für deutsche Kraftwerke keine Möglichkeit für Retrofitmaßnahmen angenommen wird. Darüber hinaus werden bereits beschlossene Kraftwerksstilllegungen mit ihrem voraussichtlichen Stilllegungsdatum erfasst. Weiterhin werden die Beschlüsse der Bundesregierung zur schrittweisen Überführung von 2,7 Gigawatt an Braunkohlekapazitäten in die Sicherheitsbereitschaft ab 2017 sowie deren endgültige Stilllegung ab 2021 berücksichtigt.²²

²² BMWi (2015).

3.3.2 Kohleausstiegsszenario

Das Kohleausstiegsszenario simuliert die zukünftige Entwicklung des europäischen Stromerzeugungssektors unter Annahme einer vorzeitigen Stilllegung deutscher Kohlekraftwerke bis 2040. Das Szenario basiert auf dem Kohleausstieg 2040 Szenario des Agora/enervis-Vorschlags. Dieses sieht einen schrittweisen, politisch induzierten Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung bis Ende 2040 vor. Demnach ist die Zielsetzung eine Minderung der Treibhausgasemissionen im deutschen Stromsektor um 40 Prozent bis 2020, 57 Prozent bis 2030, 73 Prozent bis 2040 und 90 Prozent bis 2050. Dieser sektorale CO₂-Zielpfad definiert sich durch einen proportionalen Beitrag des Stromsektors zur deutschen Klimaschutzzielsetzung einer sektorübergreifenden Treibhausgasreduktion um 40 Prozent bis 2020, 55 Prozent bis 2030, 70 Prozent bis 2040 und 80 bis 95 Prozent bis 2050.

Das Szenario unterstellt einen vorzeitigen Kohleausstieg, in dem die Braun- und Steinkohlekapazitäten entlang ihres Anlagenalters stillgelegt werden. Zunächst gehen zwischen 2018 und 2025 alle Kohlekraftwerke vom Netz, die bei Marktaustritt älter als 40 Jahre sind. Zwischen 2026 und 2030 folgen alle Kraftwerke die 35 Jahre oder älter sind. Bis 2035 werden schließlich alle Anlagen mit einer Betriebsdauer von 30 Jahren und mehr und bis 2040 alle Anlagen mit einer Betriebsdauer von 25 Jahren und mehr stillgelegt. Darüber hinaus werden alle bereits von der Bundesregierung beschlossenen Kraftwerksstilllegungen und Übertragungen in eine Kapazitätsreserve (so genannte Sicherheitsbereitschaft) berücksichtigt, die vor 2018 erfolgen.

4 ERGEBNISSE DER MODELLRECHNUNGEN

4.1 CO₂-Emissionen

Die vorzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken reduziert den CO₂-Ausstoß im deutschen Stromsektor (inklusive KWK) um 3 bis 62 Millionen Tonnen CO₂ jährlich (Abbildung 4), mit der maximalen CO₂-Einsparung im Jahr 2040. Im Zeitraum von 2020 bis 2045 ergibt sich dabei eine Minderung um 859 Millionen Tonnen CO₂ beziehungsweise 17,9 Prozent der Emissionen im deutschen Stromsektor durch den vorzeitigen Kohleausstieg. Dadurch würde der Stromsektor einen mindestens proportionalen Beitrag zu den nationalen Klimazielen der Bundesregierung leisten.²³

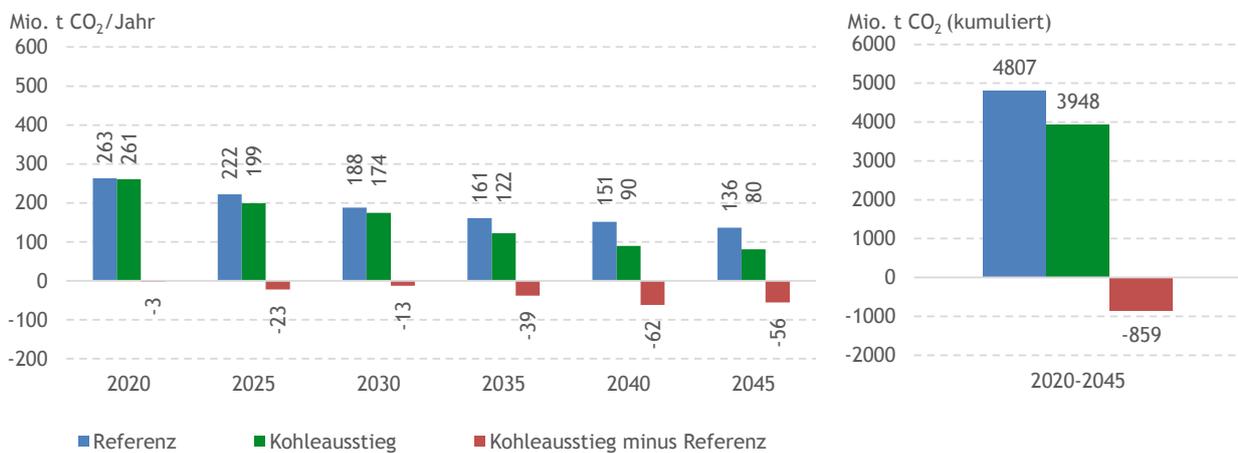


ABBILDUNG 4: CO₂-EMISSIONEN IM DEUTSCHEN STROMSEKTOR (INKLUSIVE KWK)

Der Kohleausstieg für sich genommen (das heißt ohne zusätzliche Eingriffe in das EU-ETS) würde allerdings effektiv in der europäischen Bilanz und global keine CO₂-Vermeidung bewirken, denn im EU-ETS würde das in Deutschland vermiedene CO₂ aufgrund von Kompensationseffekten andernorts emittiert. Das ergibt sich daraus, dass die gesamte Menge des CO₂-Ausstoßes innerhalb des EU-ETS durch die Anzahl der vorhandenen Zertifikate bestimmt wird.

Ein Effekt für die gesamteuropäischen CO₂-Emissionen kann demnach nur erzielt werden, wenn die durch den Kohleausstieg frei werdenden CO₂-Zertifikate im europäischen Emissionshandelssystem stillgelegt, das heißt aus dem Markt genommen werden, oder gar nicht erst in den Markt gelangen. Einzig mit dieser zusätzlichen zweiten Maßnahme kann die vorzeitige Abschaltung deutscher Kohlekraftwerke den Ausstoß von CO₂ europaweit mindern. Die Menge

²³ Die Klimaziele der Bundesregierung (2020 -40 Prozent gegenüber 1990, 2050 -80 bis -95 Prozent gegenüber 1990) sind sektorübergreifend definiert. Es existieren keine offiziellen sektorspezifischen Ziele.

der stillzulegenden Zertifikate ist damit für die Wirkung auf den globalen CO₂-Ausstoß die entscheidende Größe. Wählt man die Menge der stillzulegenden Zertifikate so, dass die Maßnahme eine preisstabilisierende Wirkung auf den CO₂-Preis gemäß Referenzentwicklung hat, entstehen aufgrund verringerter deutscher Stromexporte europäische Ausgleichseffekte mit entsprechenden CO₂-Emissionsverschiebungen (Abbildung 5). Die dadurch resultierenden gesamteuropäischen jährlichen CO₂-Einsparungen belaufen sich dann auf jährlich 1 bis 48 Millionen Tonnen CO₂, mit einer kumulierten CO₂-Einsparung von rund 634 Millionen Tonnen CO₂ für den Zeitraum von 2020 bis 2045.

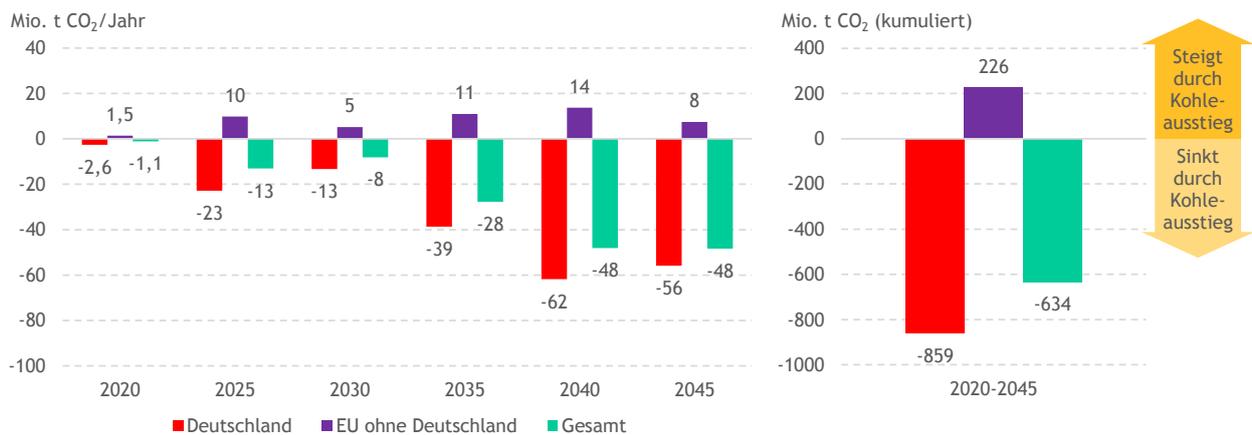


ABBILDUNG 5: WIRKUNG DES KOHLEAUSSTIEGS UND DER ZERTIFIKATSSTILLLEGUNG AUF CO₂-EMISSIONEN IM EUROPÄISCHEN STROMSEKTOR

Die Minderung des gesamteuropäischen CO₂-Ausstoßes steht und fällt demnach mit der Frage, ob die deutsche Politik die Zertifikatsstilllegung auf europäischer Ebene politisch durchsetzen kann. Gelingt es nicht, die frei werdenden Zertifikate zu neutralisieren, würde die Funktionsweise des EU-ETS mit einer festen Obergrenze für den CO₂-Ausstoß dazu führen, dass durch die Stilllegung deutscher Kohlekraftwerke europaweit keine CO₂-Emissionen vermieden würden. Zudem setzt die Maßnahme voraus, dass bereits vorab bekannt ist, welche Menge an CO₂-Zertifikaten stillzulegen ist, um den CO₂-Preis unverändert zu lassen. Da es in der Realität viele Unsicherheiten gibt (beispielsweise hinsichtlich der Brennstoffpreisentwicklung), ist die genaue Menge ex-ante nicht zu bestimmen.

4.2 Kraftwerkskapazitäten, Stromerzeugung und Stromaustausch

Im deutschen Kraftwerkspark führt der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2020 zu einem geringeren Rückbau von Gaskapazität sowie längerfristig zu einem zusätzlichen Neubau von Gaskraftwerken. Abbildung 6 (links) verdeutlicht wie ab 2025 die stillgelegten Braun- und Steinkohlekapazitäten sukzessive durch Gaskraftwerke ersetzt werden, wobei die deutlichsten

Differenzen ab 2035 offenkundig werden. Insgesamt sind im Jahr 2040 etwa 10 Gigawatt weniger Leistung an Braunkohlekraftwerken und 6 Gigawatt weniger Steinkohlekapazität im Vergleich zur Referenzentwicklung installiert. Dieser reduzierten Leistung stehen zusätzliche 16 Gigawatt Gaskraftwerke gegenüber, wovon circa zwei Drittel aus KWK-Kapazitäten bestehen.

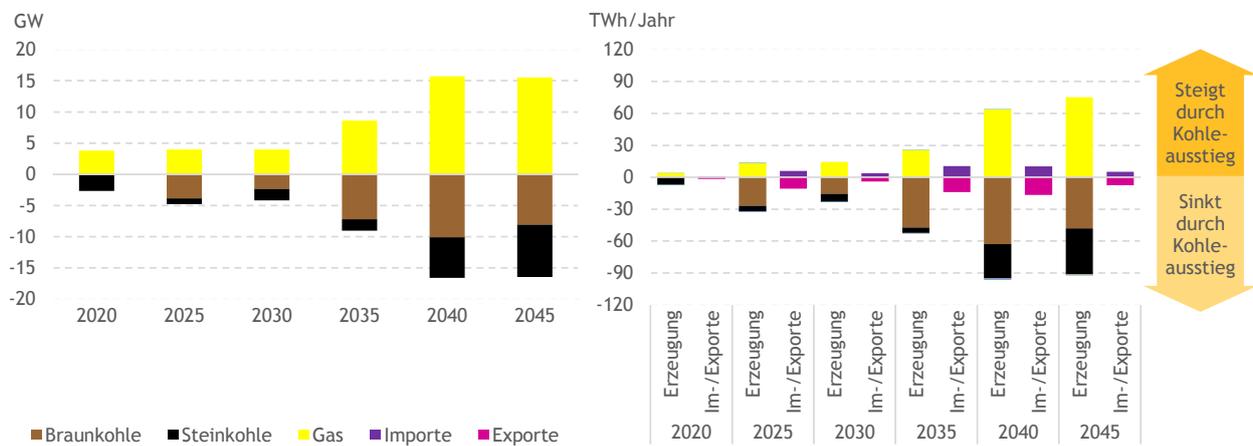


ABBILDUNG 6: WIRKUNG DES KOHLEAUSSTIEGS AUF KRAFTWERKSKAPAZITÄTEN (LINKS) UND BRUTTOSTROMERZEUGUNG (RECHTS) IN DEUTSCHLAND

Die Bruttostromerzeugung aus Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken in Deutschland wird sukzessive durch erhöhte Gaserzeugung, abnehmende Stromexporte und zunehmende Stromimporte ersetzt (Abbildung 6, rechts). Im Jahr 2040 liegt die Erzeugung aus Braun- und Steinkohle im Kohleausstiegsszenario um etwa 63 Terawattstunden beziehungsweise 32 Terawattstunden niedriger als im Referenzfall. Gleichzeitig erhöht sich die Bruttostromerzeugung aus Gaskraftwerken 2040 um 64 Terawattstunden, womit etwa zwei Drittel der verringerten Kohleerzeugung durch Stromerzeugung im Inland ausgeglichen wird. Schließlich reduzieren sich die Nettostromexporte in der Größenordnung vom restlichen Drittel der verminderten Kohleerzeugung.

Im Ausland sind die Kapazitätseffekte im Vergleich zu Deutschland geringfügig (Abbildung 7, links). So führt der deutsche Kohleausstieg im Ausland im Zeitraum 2020 bis 2045 zu einem gestiegenen Zubau von Steinkohle (0,7 Gigawatt) sowie einem geringeren Zubau von Gas (-0,6 Gigawatt) bei gleichzeitig verringertem Rückbau von Gas (-0,5 Gigawatt). Im gleichen Zeitraum werden zudem 1,7 Gigawatt mehr Windkraft zugebaut, während rund 2 Gigawatt weniger PV-Kapazität hinzukommt. Die Veränderungen liegen mit maximal 2 Gigawatt pro Kraftwerksart deutlich unter denen, die für den deutschen Strommarkt prognostiziert werden. Dies ist damit zu erklären, dass ausländische Kraftwerke durch die Maßnahme besser ausgelastet werden und somit wenig zusätzliche Kapazität erforderlich ist.

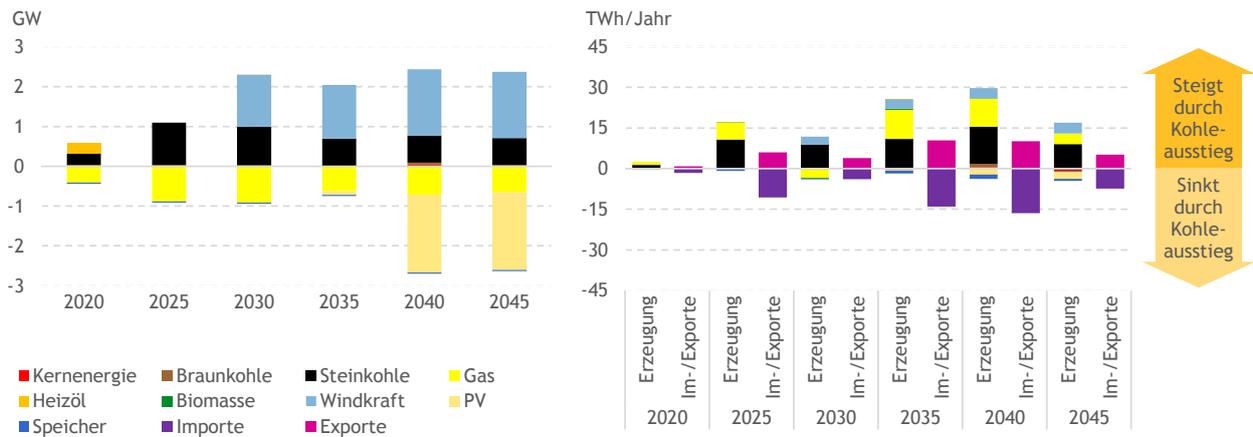


ABBILDUNG 7: WIRKUNG DES KOHLEAUSSTIEGS AUF KRAFTWERKSKAPAZITÄTEN (LINKS) UND BRUTTOSTROMERZEUGUNG (RECHTS) IM EU-AUSLAND

Der deutsche Kohleausstieg führt im Ausland hauptsächlich zu veränderten Erzeugungsstrukturen von Steinkohle, Gas und Windkraft, sowie einem verringerten Importsaldo aus Deutschland (Abbildung 7, rechts). Der leichte Zubau von Steinkohlekapazität führt im Ausland zwischen 2020 und 2045 zu einer gesteigerten jährlichen Steinkohleverstromung zwischen 1 und 14 Terawattstunden, was in Summe etwa der Hälfte der in Deutschland verringerten Stromerzeugung aus Steinkohle entspricht.²⁴ Gleichzeitig erhöht sich trotz leicht gesunkener Kapazität die jährliche Erzeugung aus Gaskraftwerken zwischen 1 und 11 Terawattstunden im gleichen Zeitraum, was auf eine erhöhte Auslastung der Kapazitäten zurückzuführen ist. Der erhöhte Ausbau von Windkraft führt außerdem zwischen 2030 und 2045 zu 3 bis 4 Terawattstunden erhöhter jährlicher Winderzeugung, während der verringerte PV-Zubau zwischen 2040 und 2045 zu 2 bis 3 Terawattstunden weniger jährlicher PV-Erzeugung führt.

Insgesamt erhöht sich die europäische Erdgasnachfrage in Folge des deutschen Kohleausstiegs um 18 Milliarden Kubikmeter für das Jahr 2040 und die Braun- und Steinkohlenachfrage geht um 18 Millionen Tonnen Steinkohleeinheiten beziehungsweise 10 Millionen Tonnen Steinkohleeinheiten zurück.

Durch den Kohleausstieg verringert Deutschland seine Nettoexporte um jährlich 2 bis 27 Terawattstunden (Abbildung 8), wobei sich die jährlichen Exporte um 2 bis 17 Terawattstunden verringern und die jährlichen Importe um 1 bis 10 Terawattstunden erhöhen. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass durch die Verringerung der Braunkohle- und Steinkohleerzeugung vermehrt Gaskraftwerke preissetzend werden, wodurch die inländischen Strompreise ansteigen

²⁴ Unter der Voraussetzung, dass die Steinkohleerzeugung im Ausland nicht durch weitere nationale Klimaschutzmaßnahmen in Hinblick auf die Erfüllung der Pariser Klimaverprechen eingegrenzt wird.

und dadurch im Saldo übers Jahr weniger exportiert wird, das heißt die Exporte stärker sinken als die Importe steigen.

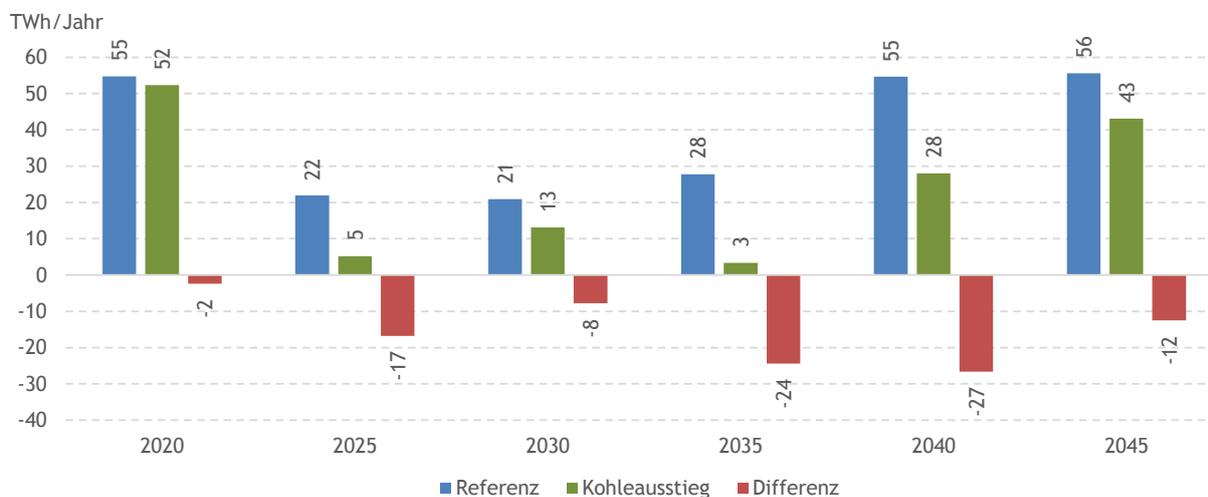


ABBILDUNG 8: NETTOEXPORTE DEUTSCHLAND

Die verringerten Nettostromexporte Deutschlands verteilen sich auf seine Nachbarn. Dabei sinken besonders die jährlichen Stromexporte nach Holland und Österreich (-3 bis -7 Terawattstunden), und in geringem Ausmaß nach Belgien, Schweiz, Frankreich, Dänemark und Polen (-1 bis -2 Terawattstunden). Die jährlichen Stromimporte steigen aus Tschechien und Polen (+1 bis +2 Terawattstunden) und aus Österreich, Frankreich, Dänemark, Schweiz und Holland (+1 Terawattstunden).

4.3 Strompreise

Die Analyse der Strompreise zeigt, dass sowohl im Referenz- als auch im Kohleausstiegsszenario längerfristig ein Anstieg des durchschnittlichen Großhandelspreisniveaus gegenüber heute zu erwarten ist. Dies ist auf eine veränderte Erzeugungsstruktur (EE-Zubau und vermehrte Erzeugung aus Gaskraftwerken) sowie steigende CO₂- und Brennstoffpreise zurückzuführen. Der Kohleausstieg in Deutschland führt in 2040 zu einem zusätzlichen Anstieg der Strompreise um 1,8 Euro pro Megawattstunde auf dem Großhandelsmarkt im Vergleich zum Referenzszenario (Abbildung 9). Als wesentlicher Treiber hierfür ist anzusehen, dass infolge des Rückbaus von Kohlekapazität Kraftwerke mit höheren Grenzkosten preissetzend sind. Auch im Ausland führen die erhöhten Strompreise in Deutschland zusammen mit den gesunkenen Stromexporten ins Ausland zu Strompreiserhöhungen von bis zu 2 Euro pro Megawattstunde in 2040. Dies ist darauf zurückzuführen, dass durch die verringerten Stromexporte aus Deutschland auch im Ausland

Kraftwerke mit höheren Grenzkosten preissetzend werden und damit die Großhandelspreise steigen.

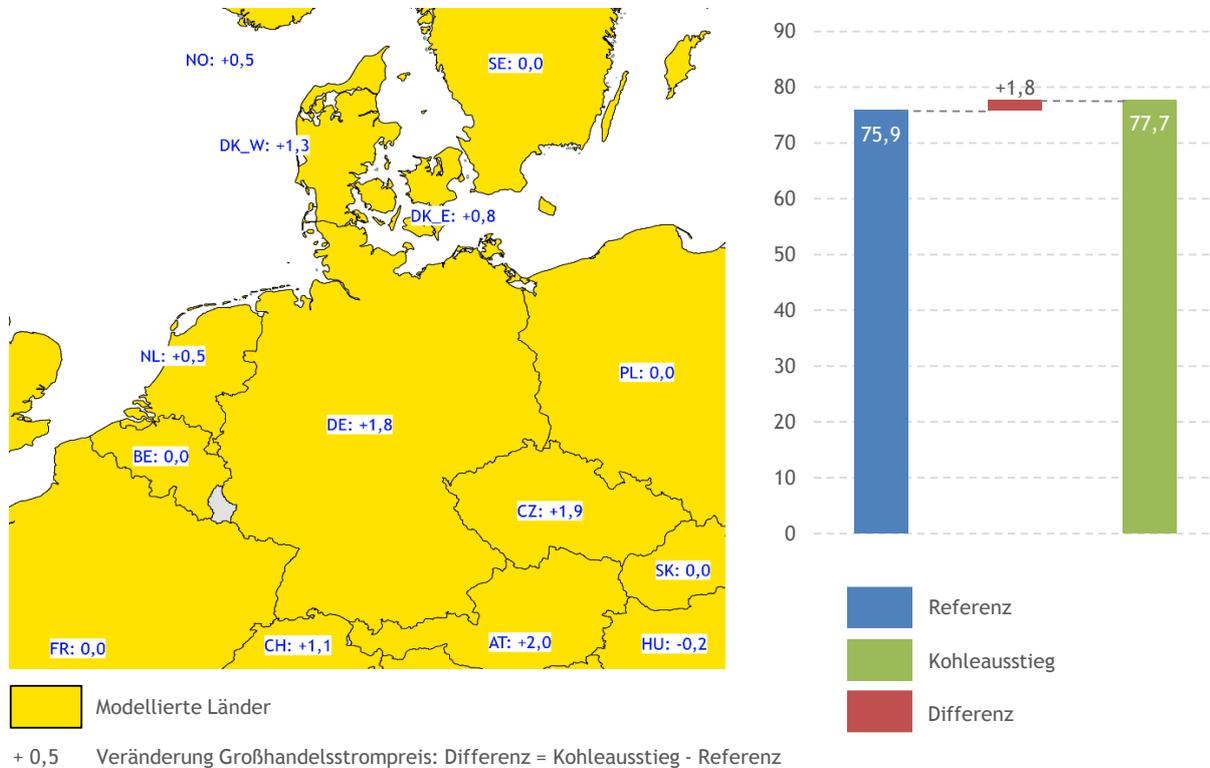


ABBILDUNG 9: STROMPREISDIFFERENZEN IN EUROPÄISCHEN LÄNDERN UND STROMPREISDIFFERENZ IN DEUTSCHLAND 2040 [EURO/MWH]

4.4 Produzenten- und Konsumentenrente

Abweichungen von bestehenden Marktgleichgewichten (beispielsweise durch politische Prozesse induziert) führen zu Verteilungseffekten zwischen Konsumenten und Produzenten. Hierbei entspricht ein Anstieg der Konsumentenrente abnehmenden Konsumentenkosten. Die Kosten, die auf Konsumenten entfallen, werden im Rahmen dieser Studie in inländische Strombezugskosten im Großhandel, Bezugskosten für KWK-Wärme, Umlagen zur Vollkostendeckung, Kosten für Stromimporte sowie weitere Zahlungen zur Vorhaltung ausreichend gesicherter Leistung unterteilt. Änderungen der Produzentenrente ergeben sich kraftwerksspezifisch aus der Differenz von Erlösen aus Stromgroßhandel, Wärmeabnahme sowie zur Vorhaltung ausreichend gesicherter Leistung auf der einen Seite und anfallenden Vollkosten auf der anderen Seite.

Ein vorzeitiger Kohleausstieg ist mit Mehrkosten für Konsumenten in Deutschland und Europa verbunden (Abbildung 10). Über den Zeitraum von 2020 bis 2045 finanzieren die Endkunden in Deutschland den Kohleausstieg mit 36,9 Milliarden Euro, während Konsumenten im Ausland mit 3,4 Milliarden Euro zur Finanzierung der Kosten beitragen.

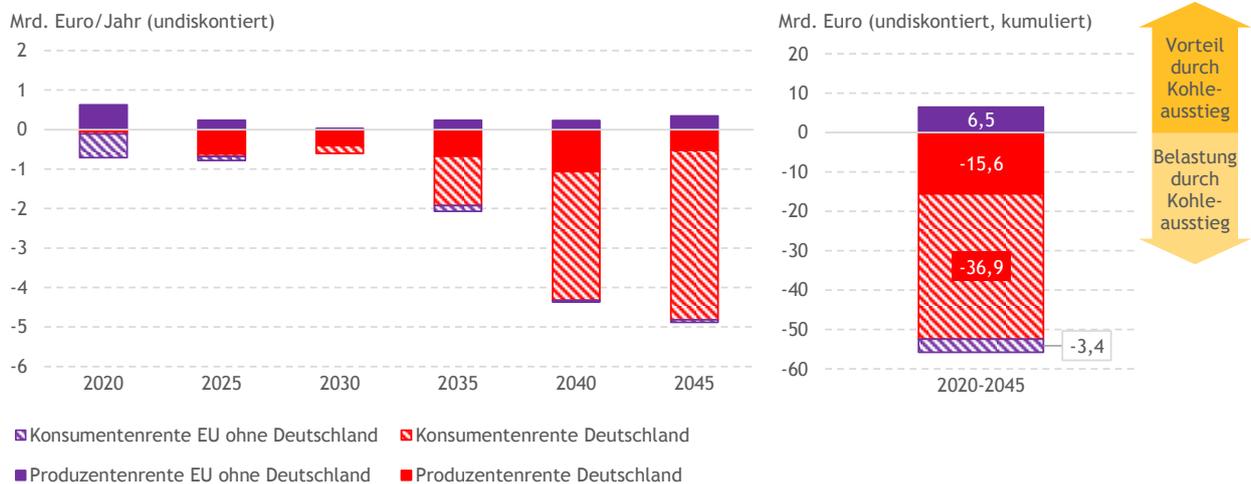


ABBILDUNG 10: ÖKONOMISCHE EFFEKTE FÜR ENDKUNDEN UND KRAFTWERKS BETREIBER (IN KONSUMENTEN- UND PRODUZENTENRENTE)

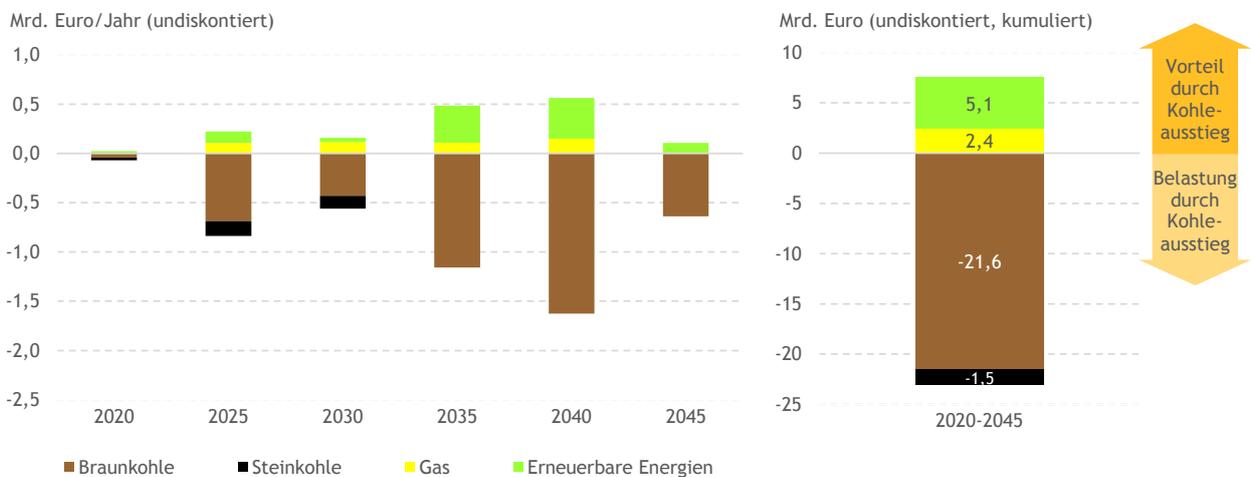


ABBILDUNG 11: ÖKONOMISCHE EFFEKTE NACH KRAFTWERKSTYP IN DEUTSCHLAND (IN PRODUZENTENRENTE)

Kraftwerksbetreiber in Deutschland tragen die Maßnahme durch verringerte Produzentenrenten in Höhe von 15,6 Milliarden Euro über den Zeitraum von 2020 bis 2045, welche auf veränderte Strompreise, auf die unterschiedliche Kostenstruktur der zum Einsatz kommenden Kraftwerkstypen sowie verringerte Exporte zurückgeführt werden kann. Für die europäischen Stromerzeuger bringt der deutsche Kohleausstieg hingegen einen Gewinn in Höhe von 6,5 Milliarden Euro mit sich, da die Strompreise im EU-Ausland steigen.

Unter den Kraftwerken in Deutschland erfahren Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke einen wirtschaftlichen Nachteil von 23,1 Milliarden Euro zwischen 2020 und 2045 (Abbildung 11). Zu den Gewinnern zählen Gaskraftwerke (+2,4 Milliarden Euro) und Erneuerbare Energien (+5,1 Milliarden Euro), wobei letzterer Gewinn über das System der EEG-Umlage den Endkunden zu Gute kommt.

Die Kraftwerksbetreiber im Ausland erfahren vom deutschen Kohleausstieg einen wirtschaftlichen Vorteil von 6,5 Milliarden Euro zwischen 2020 und 2045 (Abbildung 12). Dabei profitieren Kernkraftwerke mit 2,6 Milliarden Euro, Braun- und Steinkohlekraftwerke mit 0,8 respektive 1,1 Milliarden Euro sowie Erneuerbare Energien mit 2,0 Milliarden Euro, wobei letzterer Gewinn abhängig vom Marktdesign im jeweiligen Land den Kraftwerksbetreibern oder den Konsumenten zu Gute kommt.

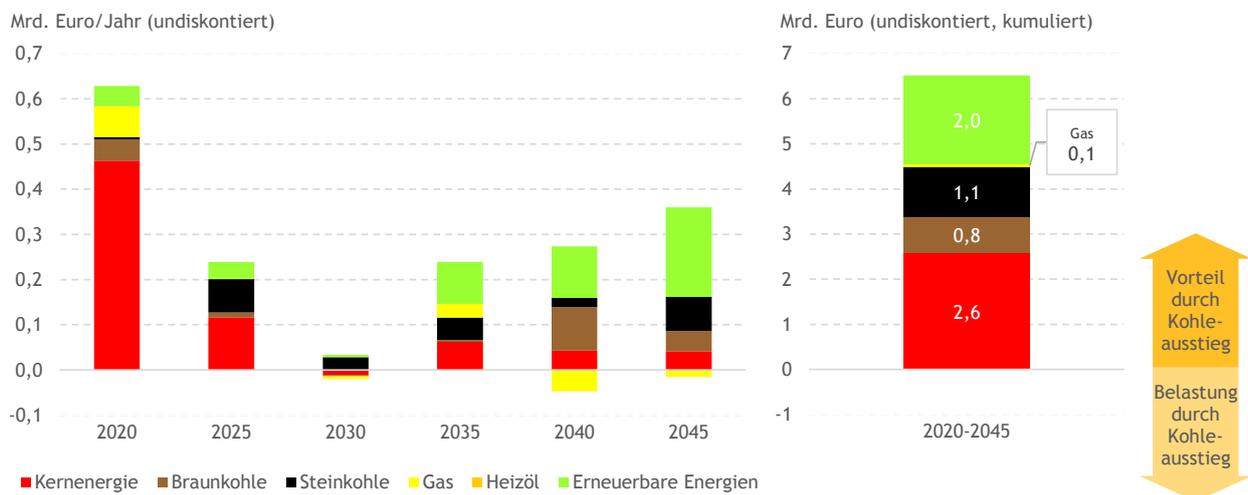


ABBILDUNG 12: ÖKONOMISCHE EFFEKTE NACH KRAFTWERKSTYP IM EU-AUSLAND (IN PRODUZENTENRENTE)

4.5 Systemkosten, Kostenstruktur und CO₂-Vermeidungskosten

Im gesamteuropäischen Stromsektor ist ein Ausstieg aus der deutschen Kohleverstromung mit Mehrkosten für die Kraftwerksbetreiber und Stromkunden in Höhe von 49,3 Milliarden Euro von 2020 bis 2045 verbunden (Abbildung 13). Diese resultieren vor allem aus gestiegenen Kosten für den Brennstoffbezug von 59,1 Milliarden Euro, da Kohle durch Gas ersetzt wird. Die Investitionen in Gaskraftwerke zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit führen überdies zu zusätzlichen Kapitalkosten von 19,2 Milliarden Euro. Dagegen ergeben sich im Kohleausstiegsszenario Einsparungen bei den fixen Betriebskosten (FOM Kosten), anderen variable Kosten und Ramp-Up Kosten in Höhe von 6,7 Milliarden Euro. Aufgrund des geringeren CO₂-Ausstoßes sparen

Stromproduzenten außerdem 22,3 Milliarden Euro, welche sie nicht für den Kauf von CO₂-Zertifikaten aufwenden müssen. Gleichzeitig bedeutet Letzteres aber geringere Einnahmen für den Verkäufer der Zertifikate.²⁵ Daher ist die Stilllegung der CO₂-Zertifikate mit Kosten in Höhe von 22,3 Milliarden Euro zu bewerten.

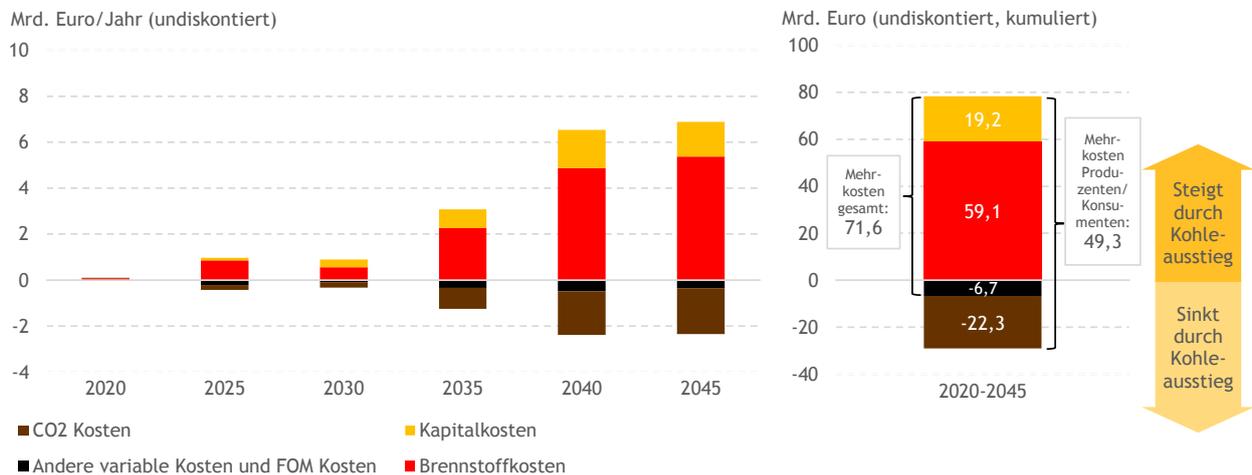


ABBILDUNG 13: KOSTENWIRKUNG FÜR EUROPÄISCHE STROMPRODUZENTEN UND -KONSUMENTEN

Im deutschen Stromsektor führt der Kohleausstieg zu Mehrkosten von 52,5 Milliarden Euro von 2020 bis 2045 für die Kraftwerksbetreiber und Stromkunden (Abbildung 14). Diese setzen sich zusammen aus Kosten für den Brennstoffbezug von 46,3 Milliarden Euro sowie Kapitalkosten für Kraftwerksinvestitionen von 15,1 Milliarden Euro. Gleichzeitig vermindert sich der Exportumsatz um 15,4 Milliarden und es fallen 12,4 Milliarden Euro für zusätzliche Importe an. Reduzierte Kosten ergeben sich bei den fixen Betriebskosten, anderen variablen Kosten und Ramp-Up Kosten (-7,9 Milliarden Euro). Der reduzierte CO₂-Ausstoß des Kraftwerksparks schlägt sich in 28,8 Milliarden Euro vermiedenen CO₂-Zertifikatskosten für deutsche Kraftwerksbetreiber nieder. Gleichzeitig ist die Stilllegung der CO₂-Zertifikate mit Kosten in Höhe von 22,3 Milliarden Euro zu bewerten.

²⁵ Diesen verringerten Einnahmen stehen verringerte Schadenskosten durch den durch die Maßnahme abgeschwächten Klimawandel gegenüber. Eine Quantifizierung dieser Kosten ist jedoch nicht Bestandteil dieser Studie.

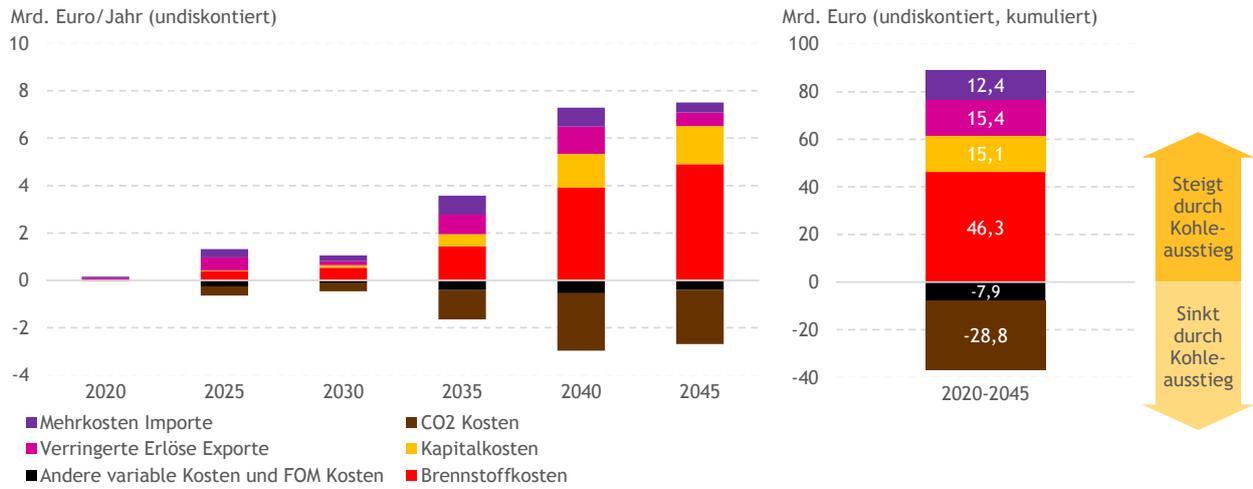


ABBILDUNG 14: KOSTENWIRKUNG FÜR DEUTSCHE STROMPRODUZENTEN UND -KONSUMENTEN

Die Doppelmaßnahme reduziert zu europäischen Mehrkosten von 49,3 Milliarden Euro den europäischen CO₂-Ausstoß zwischen 2020 und 2045 um 634 Millionen Tonnen CO₂. Zusätzlich entstehen Mehrkosten aus der Stilllegung der CO₂-Zertifikate in Höhe von 22,3 Milliarden Euro (Abbildung 15). Damit sind die durchschnittlichen CO₂-Vermeidungskosten dieser Doppelmaßnahme über den Zeitraum 2020 bis 2045 mit etwa 113 Euro pro Tonne CO₂ zu bewerten. Diese setzen sich aus den Mehrkosten des Kohleausstiegs in Höhe von durchschnittlich 78 Euro pro Tonne CO₂ und den Zusatzkosten aus der Zertifikatsstilllegung in Höhe von durchschnittlich 35 Euro pro Tonne CO₂ zusammen.

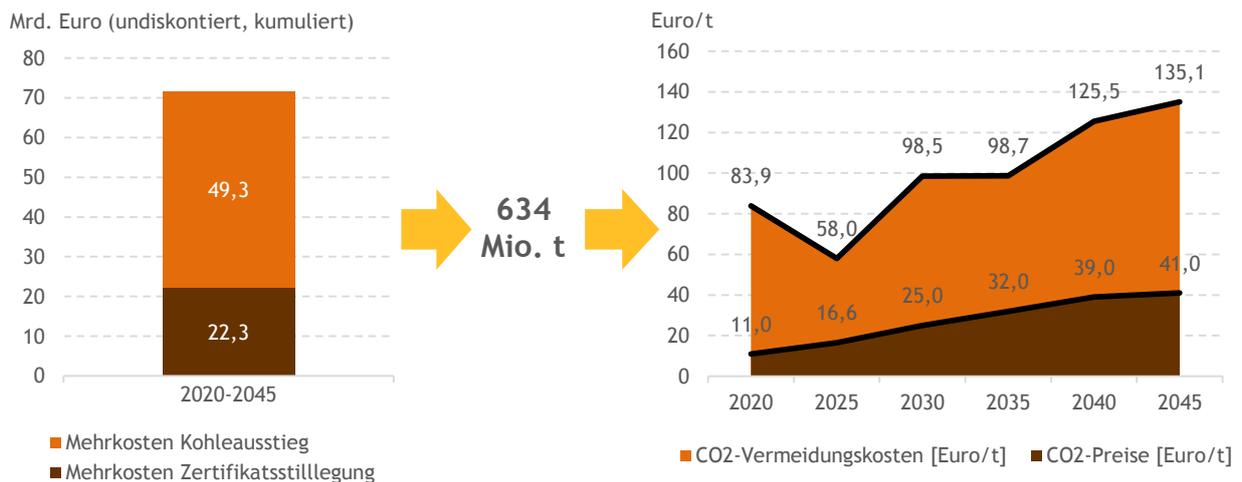


ABBILDUNG 15: MEHRKOSTEN (2020-2045) (LINKS), CO₂-MINDERUNG IN EUROPA (2020-2045) (MITTE) UND DURCHSCHNITTliche CO₂-VERMEIDUNGSKOSTEN IM ZEITVERLAUF (RECHTS)

4.6 Einordnung der Ergebnisse

Definiert man das deutsche CO₂-Budget als verbleibende Menge CO₂, die bei Erreichung des deutschen Klimaziels bis 2050 (minus 80 Prozent CO₂-Emissionen für das Jahr 2050 gegenüber 1990) noch emittiert werden darf, dann entsprechen die durch den Kohleausstieg deutschlandweit vermiedenen CO₂-Emissionen 5,3 Prozent dieses Budgets. Damit reduziert sich der Anteil des Stromsektors am CO₂-Budget von 34 Prozent in der Referenzentwicklung auf 29 Prozent im Falle eines Kohleausstiegs. Definiert man das globale CO₂-Budget als verbleibende CO₂-Menge, die für die Erreichung des Zwei-Grad-Ziels noch emittiert werden darf, dann entsprechen die durch den Kohleausstieg europaweit vermiedenen CO₂-Emissionen 0,1 Prozent dieses Budgets. Setzt man die Mehrkosten des Kohleausstiegs (inklusive Stilllegung der Zertifikate) im Zeitraum von 2020 bis 2045 in Verhältnis zur deutschen Stromnachfrage im gleichen Zeitraum, ergibt sich ein Wert von durchschnittlich 0,53 Eurocent pro Kilowattstunde.

5 WEITERER FORSCHUNGSBEDARF

Ziel dieser Studie war es, deskriptiv zu analysieren, welche ökonomischen Auswirkungen auf den europäischen Strommarkt in Folge eines vorzeitigen, politisch induzierten deutschen Ausstiegs aus der Kohleverstromung zu erwarten sind. Die Untersuchung dient als Ausgangspunkt zur Analyse weiterer Fragestellungen in diesem Kontext.

Zunächst gilt es zu untersuchen, ob die gleiche Menge CO₂ zu geringeren Kosten unter Nutzung der gesamteuropäischen Potenziale zur CO₂-Vermeidung eingespart werden könnte. Aus ökonomischer Perspektive wäre eine effiziente Lösung marktgetrieben, das heißt der Markt würde die kostengünstigste Option der CO₂-Vermeidung bestimmen. Diese Lösung würde auf europäischer Ebene beispielsweise durch die Stilllegung der entsprechenden Menge an CO₂-Zertifikaten im EU-ETS erreicht werden. Die entscheidende Frage ist, wo der Kohleausstieg in Bezug auf die von ihm verursachten Kosten verglichen mit einer marktgetriebenen Lösung zu verorten ist. Will Deutschland bei der Erreichung seines nationalen Klimaschutzziels einen mindestens proportionalen Anteil des Stromsektors erreichen, wäre auch hier zu analysieren, ob eine marktgetriebene Lösung die gleiche Menge CO₂ kostengünstiger vermeiden könnte.

Die vorliegende Studie zeigt, dass ein deutscher Kohleausstieg Mehrkosten und Umverteilungen im Milliardenbereich mit sich bringt. Den Ergebnissen liegen bestimmte Annahmen zu Grunde, die die Höhe und unter Umständen auch die Richtung der Effekte beeinflussen können. Wichtige Faktoren sind beispielsweise die Lebensdauer von Kraftwerken, die zukünftige Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise, der Stromnachfrage oder die Energiepolitik des EU-Auslands. So ist es etwa möglich, dass eine Annahme höherer CO₂-Preise einen politisch induzierten Kohleausstieg unnötig macht. Das wäre der Fall, wenn dadurch die Kosten der Kohlestromerzeugung im Vergleich mit denen anderer Kraftwerkstypen zu hoch wären und infolgedessen auch im Referenzszenario Kohlekraftwerke vor Ablauf ihrer Lebensdauer stillgelegt würden. Es besteht folglich weiterer Forschungsbedarf in Bezug auf den Einfluss der Kernannahmen der Studie.

Unabhängig von den Modellannahmen stellen die Wechselwirkungen des Stromsektors mit anderen Energiemärkten einen Bedarf nach weiterer Forschung dar. Beispielsweise haben die Ergebnisse dieser Studie gezeigt, dass ein politisch induzierter Kohleausstieg auch einen Ausstieg aus den Kohle-KWK bedeuten würde und damit auch direkt den Wärmemarkt betreffen würde. Ebenso könnte ein deutscher Kohleausstieg die Brennstoffmärkte wie zum Beispiel den Gasmarkt beeinflussen. Der erhöhte Verbrauch von Gas im Kohleausstiegsszenario könnte sich etwa auf die Gaspreise in Deutschland, den Bedarf an Gasinfrastruktur wie Pipelines oder Gasspeicher auswirken.

Neben den Rückwirkungen auf anderen Energiemärkten, gilt es auch, die gesamtwirtschaftliche Kosten- und Nutzeneffekte eines Kohleausstiegs für Deutschland zu untersuchen. Wie in dieser Studie ermittelt wurde, entstehen in Folge eines Kohleausstiegs zusätzliche Belastungen für Stromverbraucher und Stromproduzenten, deren gesamtwirtschaftlichen Folgeeffekte offen sind. Auf der anderen Seite sind auf der Nutzenseite die positiven Folgen wie etwa vermiedene Klimaschäden, vermiedene Umsiedlungsprozesse sowie verringerte Luftverschmutzung zu analysieren.

Schließlich wäre zu untersuchen, welche Effekte eines deutschen Kohleausstiegs hinsichtlich der Verhandlungsdynamiken in zukünftigen Klimakonferenzen zu erwarten sind. Da der Klimawandel nur durch globales Handeln aufgehalten werden kann, ist jede nationale Maßnahme zur Minderung des CO₂-Ausstoßes daraufhin zu betrachten, ob sie international Anreize zu ähnlichen Maßnahmen oder zu geringeren Bemühungen zur CO₂-Vermeidung setzt.

LITERATURVERZEICHNIS

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

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

BNetzA (2015): Netzentwicklungsplan Strom 2024. Bonn.

BNetzA/BKartA (2014): Monitoringbericht 2014. Bonn.

BMWi (2015): Informationen zum Energiekabinett am 4. November 2015. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

BMWi/BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie/Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin.

EEG (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) vom 24.07.2014, Bundesgesetzblatt, Nr. 33, S. 1066.

ENTSO-E (2015a): Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2015. European Network of Transmission System Operators. Brüssel.

ENTSO-E (2015b): Ten-Year Network Development Plan 2014. European Network of Transmission System Operators. Brüssel.

Europäische Kommission (2013): EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050. Brüssel.

Europäische Kommission (2014): Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020-2030, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Brüssel.

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

IEA (2014): World Energy Outlook 2014. International Energy Agency. Paris.

IEA (2015a): CO₂ Emissions from Fuel Combustion. Highlights. International Energy Agency. Paris.

IEA (2015b): Energy and Climate Change. World Energy Outlook Special Report. International Energy Agency. Paris.

IPCC (2014): Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Intergovernmental Panel on Climate Change. New York.

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

Richter (2011): DIMENSION - A Dispatch and Investment Model for European Electricity Markets.