

Einordnung der geplanten Entschädigungszahlungen für die Stilllegungen deutscher Braunkohlekraftwerke im Kontext aktueller Entwicklungen

Berlin, 29. Juni 2020

Dr. Felix Chr. Matthes
Hauke Hermann
Dr. Roman Mendelevitch
Vanessa Cook (Übersetzung)

Öko-Institut e.V.

Büro Berlin
Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Geschäftsstelle Freiburg
Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse
Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

Zusammenfassung

Die Stromwirtschaft in Deutschland und Europa befindet sich im Umbruch. Bedingt durch die Entwicklungen auf den internationalen Märkten für Erdgas und Steinkohle, den politisch getriebenen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung, die Preisentwicklungen für CO₂-Zertifikate des Emissionshandelssystems der Europäischen Union (EU ETS) sowie durch den aktiv beschleunigten Abbau von Kraftwerkskapazitäten, geht insbesondere die Kohleverstromung aktuell und absehbar massiv zurück.

Das Verhältnis der Erzeugungskosten von Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken führt bereits aktuell zu einer deutlichen Verschiebung der Produktionsmuster im Bereich der fossilen Stromerzeugung. Nachdem dies zunächst vor allem für die Steinkohleverstromung relevant war, sind bei weiter steigenden CO₂-Preisen in zunehmendem Maße auch ältere Braunkohlekraftwerke betroffen. Für die Braunkohleverstromung viel wichtiger ist jedoch der Sachverhalt, dass im aktuellen und absehbaren Marktumfeld Braunkohlekraftwerke zunehmend in eine Situation kommen können, dass aus den Erträgen im Strommarkt die fixen Betriebskosten von Kraftwerken und den sie beliefernden Tagebauen (Personal, Wartung, Instandhaltung, etc.) nur noch teilweise decken können. Damit entstehen erhebliche Stilllegungsanreize, sobald fixe Betriebskosten abgebaut werden können (Personalanpassungen, Vermeidung von größeren Instandhaltungsinvestitionen etc.).

Angesichts der aktuellen Veränderungen im Strom- und CO₂-Markt, aber auch mit Blick auf die entsprechenden Volatilitäten im Verlauf der letzten Dekade, erscheint das bei der deutschen Gesetzgebung zum Kohleausstieg verfolgte Konzept intransparent zustande gekommener Pauschalentschädigungen für den größten Teil der bis zum 31.12.2029 endgültig stillzulegenden Braunkohlekraftwerksblöcke als nicht sachgerecht. Die Analysen zum Vorschlag einer regelbasierten (und großzügig angelegten) Entschädigung zeigen, dass die vorgesehenen Pauschalentschädigungen von 2,6 Mrd. € für RWE und 1,75 Mrd. € für LEAG unter den absehbaren Rahmenbedingungen in keinem Fall (LEAG) bzw. nur unter bestimmten Voraussetzungen (RWE, in Abhängigkeit von den Kosten des Tagebauumbaus) sachgerecht wären. Für LEAG beträgt die Differenz zwischen der regelbasierten Entschädigung und der vorgesehenen Pauschalentschädigung ca. 1 Mrd. €. Für RWE entsteht eine ähnliche Differenz von 0,9 Mrd. € für den Fall, dass die belegbaren Umbaukosten für die Tagebaue eher in der Größenordnung von 1 Mrd. € liegen; werden hier Kosten von 2 Mrd. € nachgewiesen, wäre eine Vergütung von ca. 2,66 Mrd. € zu rechtfertigen. Die entscheidenden Einflussgrößen für die regelbasiert ermittelten Entschädigungen sind neben den Umbaukosten für die Tagebaue im Rheinischen Revier die Ertragslage im Strommarkt sowie die Kosten für CO₂-Zertifikate des EU ETS. Entsprechende Sensitivitätsrechnungen zeigen, dass sich insbesondere für die CO₂-Kosten im Kontext des *European Green Deal* in den nächsten Jahren deutlich größere Erhöhungen ergeben können als im Bereich der Strommarkterträge, womit sich die Entschädigungszahlungen tendenziell noch verringern müssten.

Gerade vor diesem Hintergrund sind die geplanten Pauschalentschädigungen für die Stilllegung deutscher Braunkohlekraftwerke konzeptionell und mit Blick auf die geplanten Summen als eine grobe Fehlentwicklung anzusehen und der Übergang zu regelbasierten Entschädigungen dringend angeraten.

Summary

The electricity industry in Germany and Europe is in a state of upheaval. Due to the developments on the international markets for natural gas and hard coal, the politically driven expansion of power generation from renewable energy sources, the price developments for emission allowances of the European Union Emission Trading System (EU ETS) and the actively accelerated phase-out of power plant capacities, coal-fired power generation in particular is hugely decreasing at the moment and in the foreseeable future.

The trends in generation costs of lignite, hard coal and natural gas power plants is already leading to a significant shift in the production patterns of fossil electricity generation. Initially, this was primarily relevant for hard coal-fired power generation, but as CO₂ prices continue to rise, older lignite-fired power plants are also increasingly affected. Much more important for lignite-fired power generation, however, is the fact that in the current and foreseeable market environment, lignite-fired power plants are increasingly only able to partially cover the fixed operating costs of power plants and the connected lignite mines (personnel, maintenance, etc.) through the revenues from the electricity market. This creates considerable incentives for decommissioning as soon as fixed operating costs can be reduced (personnel adjustments, avoidance of major maintenance investments, etc.).

In view of the current changes in the electricity and CO₂ markets and in respect of the related volatilities over the last decade, the concept of non-transparent flat-rate compensation for the majority of the lignite-fired power plant units to be finally decommissioned by 31 December 2029 (as pursued in Germany's coal phase-out legislation) does not seem appropriate. The analysis of a proposal for a rule-based (and generously designed) compensation model shows that the planned flat-rate compensation of €2.6 billion for RWE and €1.75 billion for LEAG under the foreseeable framework conditions is in no way (LEAG) or only under certain conditions (RWE, depending on the costs of the lignite mine adjustments) appropriate. For LEAG, the difference between the rule-based compensation and the planned flat-rate compensation amounts to approx. €1 billion. For RWE, there is a similar difference of €0.9 billion if the documented costs for the lignite mine adjustments amount to approx. €1 billion; if costs of €2 billion are assumed here, compensation of approx. €2.66 billion could be justified. The key influencing factors for the compensation calculated according to the rule-based method are thus – in addition to the conversion costs for the opencast mines in the Rhenish mining area – the revenues from the electricity market and the costs of emission allowances of the EU ETS. Corresponding sensitivity calculations show that there may be substantially larger increases in CO₂ costs in the context of the European Green Deal than in electricity market revenues in the next two years, which would tend to make it necessary to decrease the compensation payments.

In view of the above, the planned flat-rate compensation for the decommissioning of German lignite-fired power plants must be regarded as a significantly misguided model, both conceptually and in terms of the levels of compensation payments envisaged, and the transition to rule-based compensation is urgently recommended.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	8
Tabellenverzeichnis	8
1. Einleitung und Hintergrund	9
2. Das Marktumfeld	11
2.1. Energie- und CO ₂ -Preise	11
2.2. Auslastung der deutschen Braunkohlekraftwerke	13
3. Die Ertragssituation der deutschen Braunkohlekraftwerke	14
3.1. Methodischer Ansatz	14
3.2. Ergebnisse	15
3.3. Zwischenfazit	17
4. Einordnung der geplanten Entschädigungszahlungen für Braunkohlekraftwerke in Deutschland	18
4.1. Hintergrund	18
4.2. Eingangsparameter für die Berechnungen	23
4.3. Ergebnisse	27
5. Schlussfolgerungen	30
6. Referenzen	31
6.1. Literatur	31
6.2. Daten	32

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Bruttostromerzeugung, Exportsaldo und CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke in Deutschland, 1990-2019	9
Abbildung 2-1:	Großhandelspreise für Termin- und Spotmarktlieferungen von Brennstoffen und CO ₂ -Zertifikaten, 2003-Mitte Juni 2020	11
Abbildung 2-2:	Brennstoffwechselkosten im kontinentaleuropäischen Strommarkt, 2003-Mitte Juni 2020	12
Abbildung 2-3:	Monatliche Nettostromerzeugung der aktuell im Markt betriebenen Braunkohlekraftwerksblöcke, 2015-Mitte Juni 2020	13
Abbildung 3-1:	Deckungsbeiträge älterer Braunkohlekraftwerksblöcke (Lignlx35) in Deutschland, 2000-Mitte Juni 2020	16
Abbildung 3-2:	Deckungsbeiträge neuer Braunkohlekraftwerksblöcke (Lignlx42) in Deutschland, 2000-Mitte Juni 2020	16
Abbildung 4-1:	Entwicklung der Kohlekraftwerks-Kapazitäten (Jahresende), 2020-2038	19
Abbildung 4-2:	Jährliche Veränderung der Kohlekraftwerks-Kapazitäten, 2020-2038	19
Abbildung 4-3:	Historische Entwicklung für Großhandelspreise für Strom und CO ₂ -Zertifikate des EU ETS sowie aktuelle Terminkontrakte, 2015-2040	24
Abbildung 4-4:	Entwicklung der Rohkohleförderung in den drei deutschen Braunkohlerevieren, 2015-2038	26

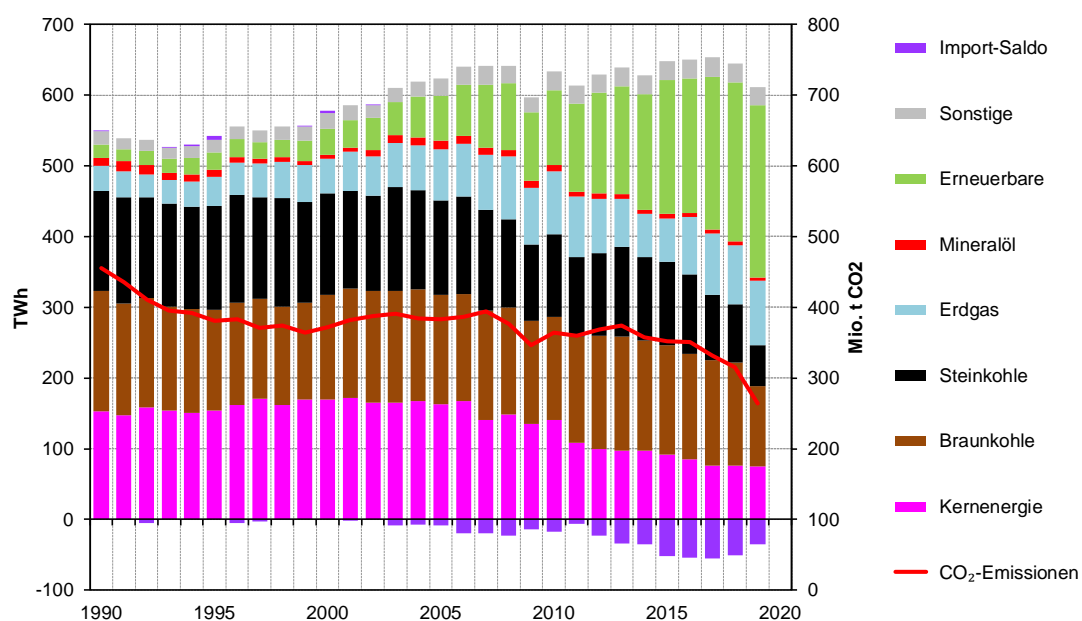
Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1:	Die vom Kohleausstiegsgesetz betroffenen Braunkohlekraftwerksblöcke in Deutschland	18
Tabelle 4-2:	Ergebnisse der Entschädigungsberechnungen	28

1. Einleitung und Hintergrund

Das deutsche und das europäische Stromsystem befinden sich im Umbruch. Getrieben vor allem, aber keineswegs nur durch Energiewende- und Klimaschutzpolitik haben sich in den letzten 30 Jahren vor allem die Strukturen der Stromerzeugung sehr deutlich und im Ganzen mit zunehmender Dynamik verändert. In geringerem Maße ist dies für den Stromverbrauch der Fall, hier sind die Fortschritte bei der effizienteren Stromnutzung durch neue Anwendungen ausgeglichen bzw. sogar leicht überkompensiert worden.

Abbildung 1-1: Bruttostromerzeugung, Exportsaldo und CO₂-Emissionen der Kraftwerke in Deutschland, 1990-2019



Quelle: BMWi, BDEW, UBA, Berechnungen des Öko-Instituts

Die Abbildung 1-1 zeigt die Entwicklung des deutschen Stromsystems im Verlauf der letzten drei Dekaden:

- seit 1990 hat sich der Stromverbrauch in Deutschland in Summe nur leicht verändert, der Bruttostromverbrauch ist im langfristigen Trend von etwa 550 TWh im Jahr 1990 auf Werte um 600 TWh gestiegen;
- die Stromerzeugung ist noch deutlich stärker ausgeweitet worden, da Deutschland sich vor allem nach dem Jahr 2010 zu einem deutlichen Netto-Stromexportland entwickelt hat, zum höchsten Stand ist im Saldo fast ein Zehntel der deutschen Stromproduktion exportiert worden;
- die deutlichste strukturelle Veränderung in der Elektrizitätserzeugung ergibt sich mit Blick auf die erneuerbaren Energien; im Jahr 2019 lag der regenerative Anteil der Stromerzeugung bei etwa 40%, bezogen auf den Bruttostromverbrauch ergab sich ein erneuerbare Aufkommensanteil von 43%;

- die Stromerzeugung aus Kernenergie geht im Zuge der diversen Ausstiegsbeschlüsse seit 2007 und verstärkt ab 2011 deutlich zurück;
- die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle ist jedoch bis zum Jahr 2016 nahezu unverändert geblieben, erst ab 2017 kommt es hier, teilweise getrieben durch das Marktumfeld, aber auch erste Schritte einer aktiven Kohleausstiegs politik (Überführung von Braunkohlekraftwerksblöcken mit einer Leistung von knapp 3 GW in die sog. Sicherheitsbereitschaft nach §13g EnWG) zu einer Verringerung der Kohleverstromung, die im Übrigen auch mit einem erkennbaren Rückgang der Nettostromexporte einhergeht;
- die Erdgas-Stromerzeugung hat sich bis 2017 nur unwesentlich verändert, seit 2018 sind hier deutlichere Steigerungen zu beobachten;
- die CO₂-Emissionen der deutschen Kraftwerke sind über einen Zeitraum von etwa 20 Jahren nicht oder nur sehr schwach zurückgegangen, erst nach dem Jahr 2015 ist es hier, vor allem bedingt durch den Rückgang der Kohleverstromung, zu einer sehr deutlichen Senkung des CO₂-Ausstoßes gekommen.

Gerade die jüngsten Entwicklungen sind von erheblicher Bedeutung für die aktuellen Beschlüsse zum Kohleausstieg in Deutschland. Deutschland hat sich hier auf Grundlage der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (BMWi 2019) konzeptionell für ein Hybridmodell entschieden, in dem die Verdrängung der Kohleverstromung teilweise durch die CO₂-Bepreisung im Rahmen des Emissionshandelssystems der Europäischen Union (EU ETS) und teilweise durch die gesetzlich geregelte Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten umgesetzt bzw. abgesichert werden soll.

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die Kraftwerksstilllegungen im Verlauf der 2020er Jahre mit erheblichen Entschädigungen einhergehen sollen, kommt den Wechselwirkungen mit den sehr dynamischen Veränderungen des Marktumfeldes eine wachsende Bedeutung zu. In den folgenden Analysen sollen daher die Auswirkungen dieser Umfeldbedingungen auf die Kohlenverstromung und den Kohleausstieg in Deutschland einer näheren Betrachtung unterzogen werden. Angesichts der herausragenden Rolle, die die Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken für die Energiewirtschaft und die Klimapolitik in Deutschland (und auch in Europa) hat sowie mit Blick auf die sehr spezifischen Kosten- und Anreizstrukturen in der überwiegend durch vertikale Integration von Kohleförderung und Verstromung charakterisierten Braunkohleindustrie konzentrieren sich diese Auswertungen primär auf die Braunkohlewirtschaft.

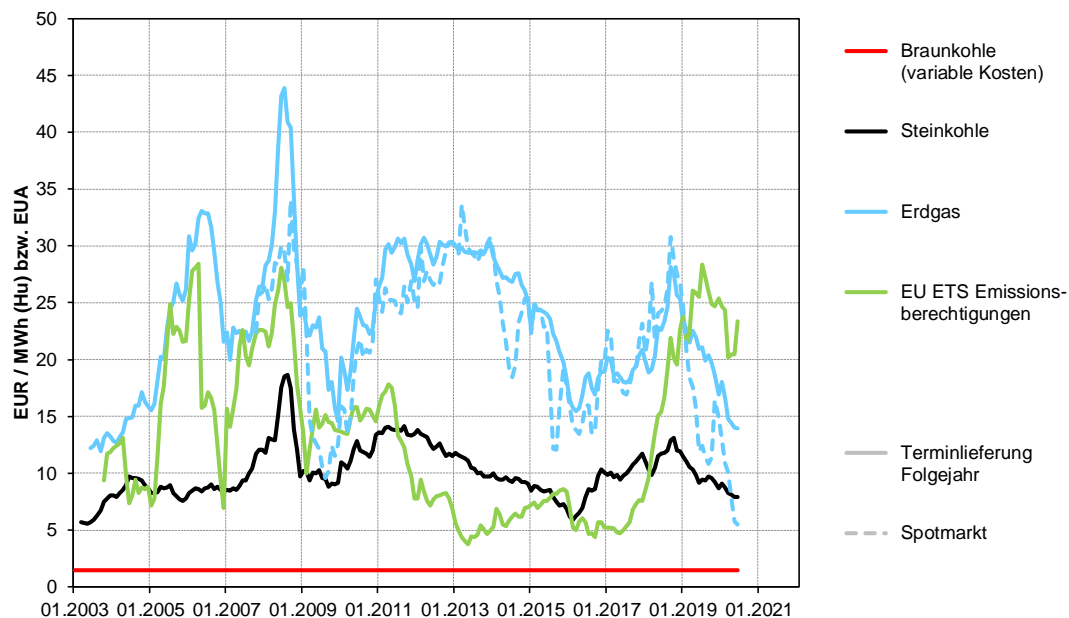
Nach einer Analyse der historisch beobachteten Daten und Trends zum Marktumfeld (Kapitel 2) bzw. den daraus gewinnbaren Erkenntnissen zur Ertragssituation der deutschen Braunkohlekraftwerke (Kapitel 3) werden in einer Zusatzanalyse der Vorschlag eines regelbasierten Entschädigungsmodells sowie die wesentlichen Einflussfaktoren auf begründbare Entschädigungszahlungen ermittelt, entsprechende Sensitivitätsanalysen angestellt und die Ergebnisse mit Blick auf die derzeit vorgesehenen Pauschalentschädigungen für endgültige Kraftwerksstilllegungen bis zum 31.12.2029 eingeordnet (Kapitel 4). Im abschließenden Kapitel 5 werden die wesentlichen Erkenntnisse aus den Analysen kompakt zusammengefasst.

2. Das Marktumfeld

2.1. Energie- und CO₂-Preise

Der Stromsektor ist ein hoch preissensitives Segment der Volkswirtschaft. Im Unterschied zu anderen Sektoren (Verkehr, Gebäude etc.) reagieren die Betriebs-, Investitions-, aber auch Stilllegungsentscheidungen der Stromwirtschaft sehr deutlich auf Preissignale. Relevant sind dabei vor allem die Entwicklungen im Bereich der Brennstoffkosten, aber auch hinsichtlich der Kosten für die Emissionsberechtigungen des 2005 gestarteten EU ETS (CO₂-Zertifikate).

Abbildung 2-1: Großhandelspreise für Termin- und Spotmarktlieferungen von Brennstoffen und CO₂-Zertifikaten, 2003-Mitte Juni 2020



Quelle: EEX, ICE, Berechnungen des Öko-Instituts

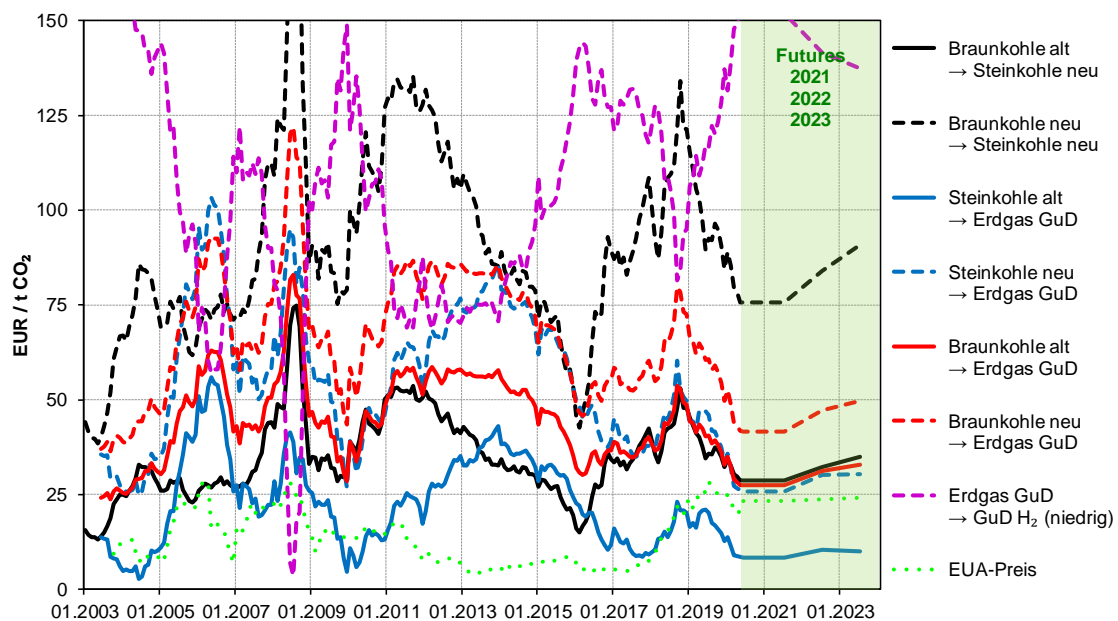
Die Abbildung 2-1 zeigt die Entwicklung der wichtigsten Markterpreise auf der Großhandelsebene seit 2003:

- die Preise für international gehandelte fossile Energieträger zeigen für die vergangenen 17 Jahre erhebliche Schwankungen, trotz erheblicher Niveaudifferenzen und deutlich unterschiedlicher Ausschläge folgen die Preise für Erdgas und Steinkohle jeweils strukturell ähnlichen Dynamiken;
- mit Ausnahme der Periode von 2009 bis 2018 folgen auch die CO₂-Preise ähnlichen Trends, von 2009 bis 2018 sind solche Wechselwirkungen jedoch nicht zu erkennen;
- insbesondere seit Anfang 2019 haben sich die Entwicklungen der Preise für Termin- und Spotmarktlieferungen bei Erdgas stark entkoppelt, was

überwiegend auf die Überversorgung des Erdgasmarktes in Europa zurückzuführen sein dürfte, am aktuellen Rand lagen die Erdgaspreise im Spotmarkt sogar unter den auf eine vergleichbare Basis umgerechneten Steinkohlepreisen;

- die CO₂-Preise im EU ETS haben (als monatliche Durchschnittswerte) im Jahr 2019 mit 30 €/t kurzzeitig wieder die Höchstwerte von 2006 und 2008 erreicht, sind aber danach wieder auf Werte in der Bandbreite von 20 und 25 €/t zurückgegangen;
- die kurzfristigen Bereitstellungskosten für Rohbraunkohle (die fast ausschließlich über konzerninterne Verrechnungspreise entstehen) liegen auf einem deutlich niedrigeren Niveau, sind in den letzten Dekaden auch weitgehend konstant geblieben, müssen aber auch im Kontext der erheblichen Fixkosten der Kraftwerke und Braunkohletagebaue betrachtet werden.

Abbildung 2-2: Brennstoffwechselkosten im kontinentaleuropäischen Strommarkt, 2003-Mitte Juni 2020



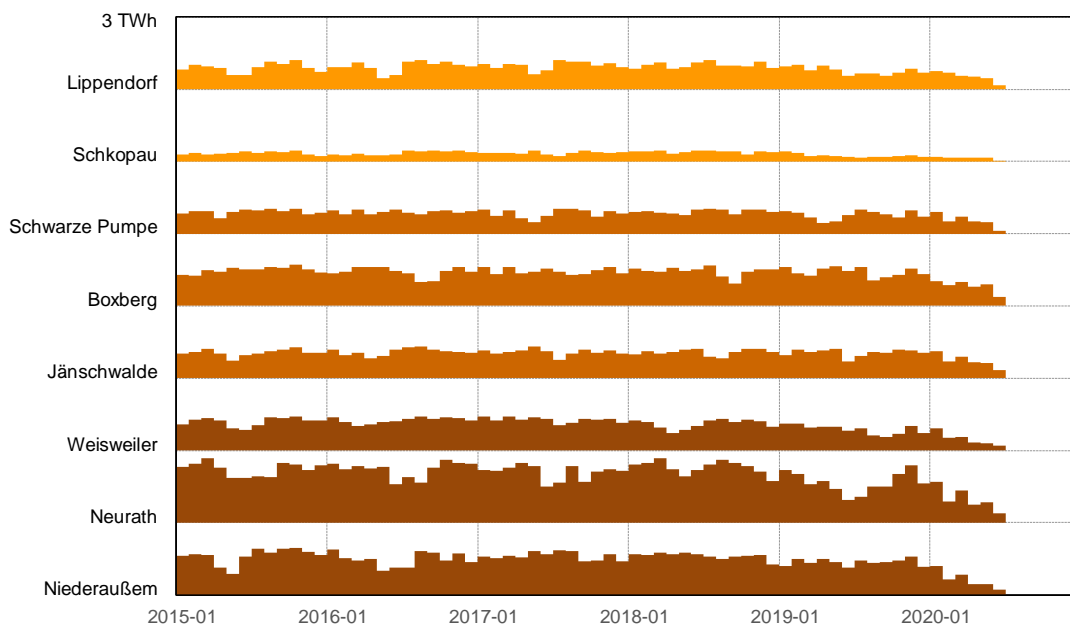
Quelle: EEX, ICE, Berechnungen des Öko-Instituts

Die Abbildung 2-2 verdeutlicht am Beispiel der Brennstoffwechselkosten, dass eine isolierte Betrachtung von Brennstoff- bzw. CO₂-Kosten nicht sinnvoll ist. Die notwendigen CO₂-Preise, die zur Verlagerung der Stromerzeugung z.B. von Kohle auf Erdgas notwendig wären, waren in den vergangenen 17 Jahren durch starke Volatilitäten gekennzeichnet. Die Übersicht zeigt auch, dass erst seit 2019 ein Marktumfeld entstanden ist, in dem Brennstoff- und CO₂-Preise Emissionsminderungen bewirken, die über den Ersatz der Stromerzeugung ineffizienter Steinkohlekraftwerke durch modernste Erdgasanlagen hinausgehen. Gerade die Analyse historischer Trends zeigt, wie wenig sinnvoll es ist, Klimaschutzstrategien für den Stromsektor auf nur eine Säule (politisch getriebene Stilllegungen oder CO₂-Preise oder Ausbau erneuerbarer Energien) zu orientieren.

2.2. Auslastung der deutschen Braunkohlekraftwerke

Im Bereich der Braunkohle zeigt sich die neue Qualität des Marktumfeldes in den letzten zwei Jahren in besonderer Weise. Während die Stromerzeugung der Braunkohlekraftwerke von 2015 bis 2018 auf relativ konstantem Niveau verlief und nur durch periodische Wartungsarbeiten etc. gewissen Schwankungen unterworfen war, zeigen sich seit 2019 durchaus neue Entwicklungsmuster.

Abbildung 2-3: Monatliche Nettostromerzeugung der aktuell im Markt betriebenen Braunkohlekraftwerksblöcke, 2015-Mitte Juni 2020



Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Die Abbildung 2-3 verdeutlicht die monatlichen Produktionswerte für die acht größten deutschen Braunkohlekraftwerke (die jeweils aus mehreren Kraftwerksblöcken bestehen). Berücksichtigt wurden dabei nur die Stromerzeugung der Blöcke, die aktuell noch im Markt betrieben werden, die in den letzten Jahren (z.B. über die Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke nach §13g EnWG) aus dem Markt genommenen Blöcke wurden damit außen vorgelassen und kommen so als Grund für Produktionsveränderungen nicht in Betracht. Seit Herbst 2019 zeigen sich für nahezu alle Braunkohlekraftwerke sehr deutlich rückläufige Erzeugungstrends. In den Monaten seit März 2020 haben hier Sondereffekte der Covid-19-Pandemie eine große Rolle gespielt (v.a. mit Blick auf den Rückgang des Stromverbrauchs), bei näherer Analyse sind jedoch auch höhere CO₂-Preise, niedrige Gaspreise und die hohe Einspeisung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen wichtige Erklärungsfaktoren. Mit Ausnahme der niedrigen Gaspreise (die nur für kurze Vorschauperioden robust einschätzbar sind) spiegeln die drei verbleibenden Erklärungsfaktoren (Strombedarf, regenerative Stromerzeugung und der sich daraus ergebende Residuallastbedarf sowie die CO₂-Preise) wahrscheinlich eine Situation, die sich im Zulauf auf 2030 in zunehmendem Maße und immer robuster einstellen wird.

3. Die Ertragssituation der deutschen Braunkohlekraftwerke

3.1. Methodischer Ansatz

Zur Einordnung der Ertragssituation von Braunkohlekraftwerken wird auf ein etabliertes und weit gebräuchliches Standardverfahren der stromwirtschaftlichen Analyse zurückgegriffen: die Ermittlung der Deckungsbeiträge eines Kraftwerks in einem bestimmten Marktumfeld. Dieser für Erdgaskraftwerke als *Green Spark Spread* und für Steinkohlekraftwerke als *Clean Dark Spread* bezeichnete Indikator wurde für Braunkohlekraftwerke weiterentwickelt und kann damit als *Clean Brown Spread* bezeichnet werden:

- der Umsatz eines spezifischen Kraftwerks im Strommarkt ergibt sich aus dem Großhandelspreis, der an der Strombörse gebildet wird;
- von diesem Umsatz werden die kurzfristigen Betriebskosten (für Brennstoffe, CO₂-Zertifikate, Verbrauchsstoffe für Entschwefelungsanlagen etc.) abgezogen, die bei einer Produktionssenkung unmittelbar vermieden werden;
- aus diesem Rohertrag müssen die fixen Betriebskosten für die Kraftwerke (Personal, Reparaturen und Revisionen etc.) und Braunkohletagebaue (Personal, Reparaturen, Umbauten etc.) abgedeckt sowie die Rekultivierungskosten der Tagebaue und ggf. die getätigten Investitionen refinanziert werden.

Bei den in der Braunkohlewirtschaft vorherrschenden Strukturen vertikal integrierter Unternehmen (die Eigentümer von Tagebauen und Kraftwerken sind identisch) entstehen die Kosten für den Brennstoffbezug nicht als Marktpreise, sondern interne Verrechnungspreise. Dabei werden den Kraftwerken die kurzfristigen Betriebskosten des Tagebaus (Verbrauch von Strom, Diesel und anderen Betriebsstoffen) in Rechnung gestellt, die Kraftwerke müssen im Gegenzug aus ihren Erträgen nicht nur die Finanzierung ihrer eigenen fixen Betriebskosten (Personal, Reparaturen etc.) sondern auch noch die entsprechenden fixen Betriebskosten der Tagebaue abdecken.

Wenn die Deckungsbeiträge auf die fixen Betriebskosten von Kraftwerken und Tagebauen nicht ausreichen, um diese abzudecken, wird das Kraftwerk und in letzter Konsequenz auch der Tagebau stillgelegt (bzw. bei Versorgung mehrerer Kraftwerke aus einem Tagebausystem die Förderung entsprechend angepasst). Dies wird zeitlich dann vollzogen, wenn sich die Gelegenheit ergibt, die fixen Betriebskosten abzubauen (Frei- oder Umsetzung von Personal, Vermeidung größerer Reparaturen oder Revisionen etc.). Durch die entsprechend entstehenden Handlungsfenster ergeben sich im Zeitverlauf zunehmende Wahrscheinlichkeiten für solche Anpassungen.

Aus den Deckungsbeiträgen müssen neben den (abbaubaren) fixen Betriebskosten auch die (versunkenen) Investitions- bzw. anderen Fixkosten (z.B. für die Tagebaurekultivierung) getragen werden. Im Gegensatz zu den abbaubaren fixen Betriebskosten (von Kraftwerk und Tagebau) entstehen jedoch keine Stilllegungsanreize, wenn diese Kosten aus den Deckungsbeiträgen nicht mehr refinanziert werden können, da es sich faktisch um versunkene Kosten handelt.

Zur Beschreibung und Diskussion der Details von Wirtschaftlichkeitseinordnungen, Anreiz- und/oder Stilllegungsmechanismen und der Ermittlung von Deckungsbeiträgen sei auf Oeko-Institut (2017) verwiesen.

3.2. Ergebnisse

In Abbildung 3-1 sowie Abbildung 3-2 sind die Ergebnisse der Analysen zu den Deckungsbeiträgen zweier typischer Kraftwerksklassen für den Zeitraum von Anfang 2000 bis Mitte Juni 2020 zusammengestellt:

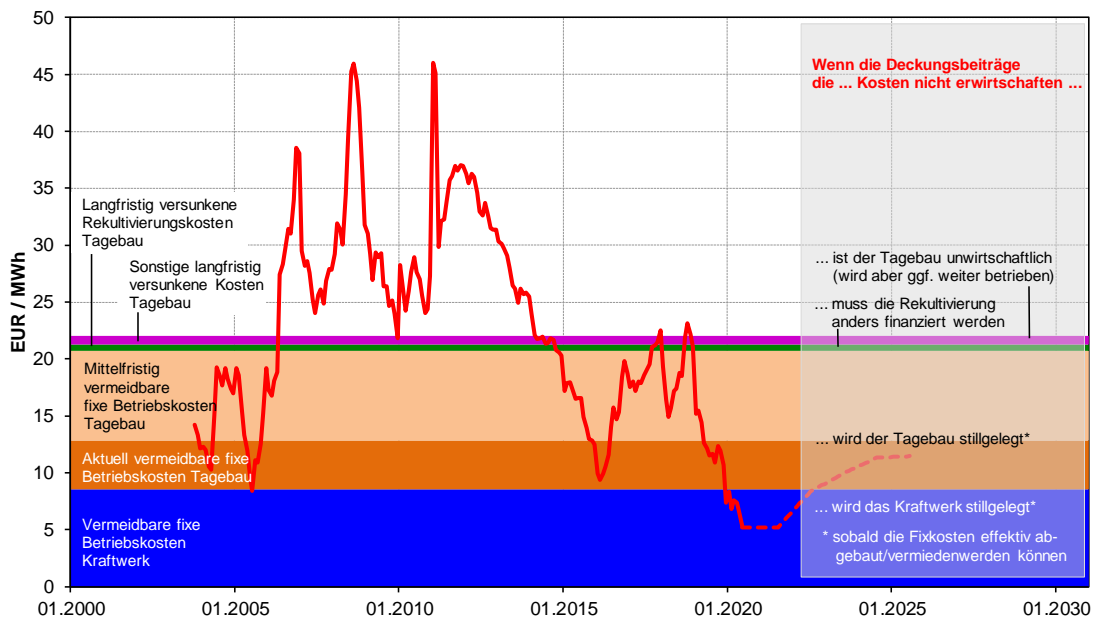
- einerseits für einen Kraftwerksblock der 500- bzw. 600-MW Klasse, die v.a. in den 1980er Jahren errichtet (sowie im Fall der Blöcke in der Lausitz in den 1990er Jahren ertüchtigt) wurden und Nutzungsgrade von etwa 35% aufweisen (der Deckungsbeitrags-Indikator wird hier als LignIx35 bezeichnet);
- andererseits für einen Kraftwerksblock der 900 MW-Klasse, die nach 1995 neu errichtet wurden und für die Nutzungsgrade von 42% typisch sind (der Deckungsbeitrags-Indikator wird hier als LignIx42 bezeichnet).

Im Einzelnen zeigen sich für die im historischen Marktumfeld messbaren Deckungsbeiträge erhebliche Fluktuationen:

- Für die älteren Braunkohleblöcke ergab sich von 2006 bis 2014 eine Situation, dass sämtliche fixe Betriebskosten gedeckt und erhebliche Überschüsse generiert werden konnten. Nach einem massiven Einbruch der Deckungsbeiträge im Jahr 2016 (hier konnten keinerlei fixe Betriebskosten der Tagebaue, gleichwohl aber die fixen Betriebskosten des Kraftwerks noch voll erwirtschaftet werden) erholten sich die Deckungsbeiträge wieder, sanken dann aber ab 2019 mit rückläufigen Stromerlösen und angestiegenen CO₂-Preisen rapide ab und liegen aktuell bei Werten, bei denen die fixen Betriebskosten der Tagebaue nicht mehr und auch die fixen Betriebskosten des Kraftwerksblocks nur noch teilweise erwirtschaftet werden können. Die aktuellen Terminkontrakte lassen (bis 2026) allenfalls eine sehr leichte Entspannung der Ertragslage erwarten, für diese Anlagen werden aus dem absehbaren Marktumfeld bereits kurz- bis mittelfristig massive Stilllegungsanreize entstehen.
- Die neuen Braunkohlekraftwerke konnten von 2006 bis 2014 nicht nur die fixen Betriebskosten von Kraftwerk und Tagebau, sondern auch die jahresanteilige Refinanzierung der Investitionskosten erwirtschaften. Auch hier änderte sich die Situation im Jahr 2016 (für einen kürzeren Zeitraum) sehr deutlich, die Deckungsbeiträge erholten sich bis 2018, gingen danach aber wieder massiv zurück und erreichten ab 2019 neue Tiefstniveaus. Am aktuellen Rand können so nur etwa die Hälfte der fixen Betriebskosten des Tagebaus erwirtschaftet werden, so dass Stilllegungsanreize hier eher mittelfristig entstehen könnten.

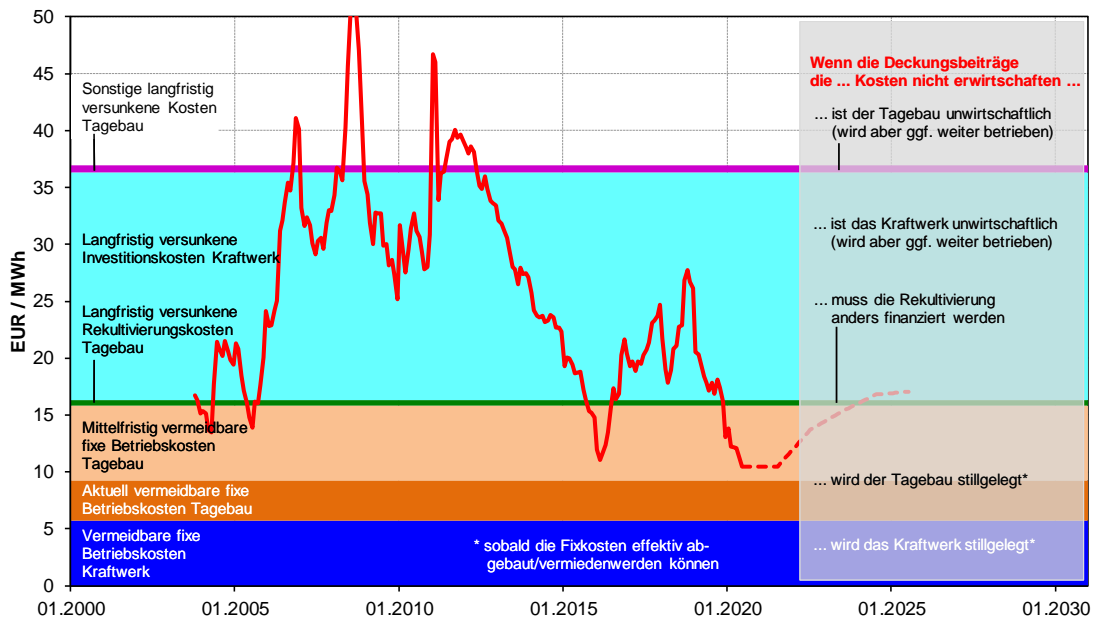
Zur Einordnung der gezeigten Deckungsbeiträge ist weiterhin auch zu beachten, dass Braunkohlekraftwerke von 2005 bis 2012 im Rahmen des EU ETS in den Genuss erheblicher kostenloser Zuteilungen von CO₂-Zertifikaten kamen. Durch die im Markt eindeutig beobachtbare Überwälzung der Opportunitätskosten für die kostenlos zugeteilten CO₂-Zertifikate auf die Strompreise kam es zu erheblichen Zusatzerträgen (*Windfall Profits*) für die Kraftwerksbetreiber (Oeko-Institut 2011), die zur Kostendeckung und Gewinnausschüttung verwendet werden konnten. Da die kostenlose Zuteilung von CO₂-Zertifikaten für Stromerzeuger im Rahmen des EU ETS ab 2013 komplett eingestellt wurde, entfielen derartige Zusatzerträge entsprechend.

Abbildung 3-1: Deckungsbeiträge älterer Braunkohlekraftwerksblöcke (Lignlx35) in Deutschland, 2000-Mitte Juni 2020



Quelle: EEX, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 3-2: Deckungsbeiträge neuer Braunkohlekraftwerksblöcke (Lignlx42) in Deutschland, 2000-Mitte Juni 2020



Quelle: EEX, Berechnungen des Öko-Instituts

3.3. Zwischenfazit

Die Kohleverstromung allgemein und seit den letzten beiden Jahren auch speziell die Stromerzeugung aus Braunkohle gerät im deutschen bzw. kontinentaleuropäischen Strommarkt auch jenseits direkter Stilllegungspolitiken (die angesichts der diversen Unsicherheiten jedoch keineswegs überflüssig werden) immer stärker unter Druck.

- Dies resultiert erstens aus dem Umfeld der internationalen Brennstoffmärkte; allerdings bleiben die mittelfristigen Preisentwicklungen auf den Steinkohle- und Erdgasmärkten weiterhin unberechenbar.
- Zweitens erreichen die Preise für CO₂-Zertifikate Niveaus, die die Ertragslage der Braunkohlekraftwerke deutlich verschlechtern. Dies wird sich mit der im Rahmen des *European Green Deal* zwingend notwendigen Verschärfung der Emissionsziele des EU ETS im Verlauf der 2020er Jahre weiter verschärfen.
- Drittens verringert der zunehmende Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien das Vermarktungspotenzial und damit die Ertragslage auch für Braunkohlestrom immer weiter. Insofern bildet die aktuelle und durch die Covid-19-Pandemie entstandene Sondersituation mit ihren auch für die Braunkohle-Verstromung massiven Konsequenzen letztlich einen Vorgriff auf zukünftig immer stärker entstehende Stresssituationen.
- Viertens entfallen durch die entsprechenden europäischen Regelungen (Auslaufen kostenloser CO₂-Zertifikatszuteilungen für Stromerzeuger, Ausschluss von Kapazitätzahlungen an Kohlekraftwerke im Rahmen von Kapazitätsinstrumenten) in der Vergangenheit existierende bzw. möglicherweise neu entstehende Quellen für Zusatzerträge, die die Stilllegungsanreize bei Kohlekraftwerken erodieren lassen könnten (in der aktuell geplanten Ausgestaltung der Stilllegungsprämien bzw. den entsprechenden Auszahlungsmodi im Kontext des Kohleausstiegs in Deutschland entstehen solche Anreize auch nicht mehr).

An den beschriebenen, fundamental entstehenden Ertragsproblemen ändert auch die Tatsache nichts, dass die Kohlekraftwerksbetreiber ihre Produktion üblicherweise sehr weitgehend auf Termin verkaufen. So profitieren heute betriebene Anlagen über die Terminvermarktung (üblicherweise über bis zu drei Jahre) heute von den auskömmlicheren Terminpreisen von vor 2 bzw. 3 Jahren. Die Terminvermarktung verschiebt jedoch die problematische Ertragssituation allein auf der Zeitschiene und kann sie nicht fundamental beseitigen. Die Betreiber werden in dieser Situation Kraftwerks- und Tagebaustilllegungen nur dann verschieben oder vertagen, wenn sie eine belastbare Hoffnung auf eine Erholung der Ertragssituation verargumentieren können. Im gegenteiligen Fall wäre es rational, auf Termin abgeschlossene Sicherungsgeschäfte rückabzuwickeln.

Der Abschluss des Kernenergieausstiegs in Deutschland im Jahr 2022 wird hier einen wichtigen Markstein für die Objektivierung solcher Erwartungen bilden. Jenseits dessen werden sich die Stilllegungsanreize vor allem im Zuge der Zyklen materialisieren, in denen Personalanpassungen (Tarifbindungen, Sozialpläne etc.) möglich oder größere Instandhaltungs-, Anpassungs- oder ähnliche Kosten für Braunkohlekraftwerke und/oder -tagebaue vermieden werden können.

4. Einordnung der geplanten Entschädigungszahlungen für Braunkohlekraftwerke in Deutschland

4.1. Hintergrund

Mit dem Entwurf zum Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG-E) ist im Bereich der Braunkohlekraftwerke ein fester Stilllegungsplan vorgesehen, in dem für jeden Kraftwerksblock ein Datum für die späteste Stilllegung definiert wird. In der Tabelle 4-1 sind diese Stilllegungsdaten sowie die wichtigsten Kenngrößen dieser Anlagen zusammengestellt.

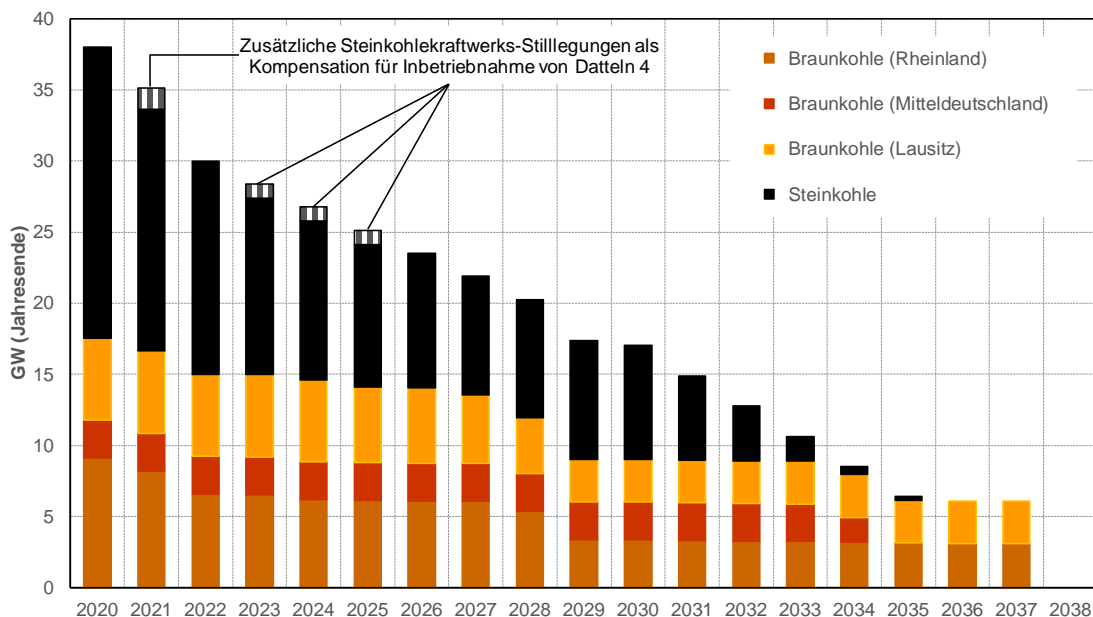
Tabelle 4-1: Die vom Kohleausstiegsgesetz betroffenen Braunkohlekraftwerksblöcke in Deutschland

Braunkohlekraftwerksblock	Leistung (netto)	Revier	Tagebau/ Tagebausystem	Stilllegungs-termin	Erzeugung (netto)	CO ₂ -Emissionen
					TWh	Mio. t
Niederaußem C	295	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.2021	1,7	2,2
Niederaußem D	297	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.2020	1,7	2,1
Niederaußem G ^a	628	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.2029	3,0	3,6
Niederaußem H ^a	648	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.2033	3,3	3,8
Niederaußem K	944	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.2038	6,5	6,6
Neurath A	294	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	01.04.2022	1,7	2,1
Neurath B	294	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.2021	1,3	1,7
Neurath D	607	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.2022	1,7	2,0
Neurath E	604	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.2022	3,2	3,7
Neurath F	1.060	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.2038	5,6	5,5
Neurath G	1.060	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.2038	6,6	6,5
Weisweiler E ^b	321	Rheinland	Inden	31.12.2021	1,9	2,4
Weisweiler F ^b	321	Rheinland	Inden	01.01.2025	1,1	1,4
Weisweiler G ^c	663	Rheinland	Inden	01.04.2028	3,1	3,9
Weisweiler H ^c	656	Rheinland	Inden	01.04.2029	4,3	5,3
Frechen	176 ^f	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.2022	0,5	0,8
Jänschwalde A ^d	465	Lausitz	Kohleverbindingsbahn	31.12.2028	3,5	4,2
Jänschwalde B ^e	465	Lausitz	Kohleverbindingsbahn	31.12.2028	3,4	4,1
Jänschwalde C	465	Lausitz	Kohleverbindingsbahn	31.12.2028	2,7	3,1
Jänschwalde D	465	Lausitz	Kohleverbindingsbahn	31.12.2028	3,2	3,7
Boxberg N	465	Lausitz	Kohleverbindingsbahn	31.12.2029	2,8	3,3
Boxberg P	465	Lausitz	Kohleverbindingsbahn	31.12.2029	3,7	4,3
Boxberg R	640	Lausitz	Kohleverbindingsbahn	31.12.2038	4,1	4,1
Boxberg Q	857	Lausitz	Kohleverbindingsbahn	31.12.2038	6,4	6,8
Schwarze Pumpe A	750	Lausitz	Kohleverbindingsbahn	31.12.2038	4,9	5,5
Schwarze Pumpe B	750	Lausitz	Kohleverbindingsbahn	31.12.2038	4,4	4,9
Schkopau A	450	Mitteldeutschland	Profen	31.12.2034	1,9	2,1
Schkopau B	450	Mitteldeutschland	Profen	31.12.2034	1,4	1,5
Lippendorf R	875	Mitteldeutschland	Vereinigtes Schleenhain	31.12.2035	4,8	4,6
Lippendorf S	875	Mitteldeutschland	Vereinigtes Schleenhain	31.12.2035	4,4	4,3

Anmerkungen: Erzeugungs- und CO₂-Emissionsdaten für 2019. - ^a gegenseitiges Wahlrecht für Niederaußem G/H sowie Sicherheitsbereitschaft ab 31.12.2029 für den Block, der 2033 stillgelegt werden soll. - ^b gegenseitiges Wahlrecht für Weisweiler E/F. - ^c gegenseitiges Wahlrecht für Weisweiler G/H. - ^d Sicherheitsbereitschaft ab 31.12.2025. - ^e Sicherheitsbereitschaft ab 31.12.2017. - ^f Stilllegung von 120 MW

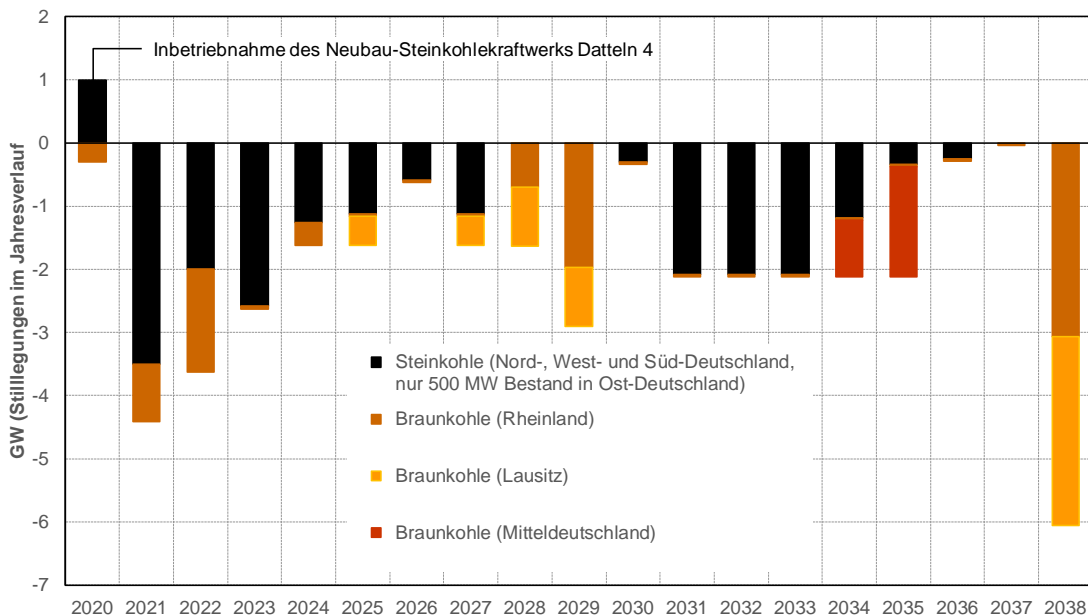
Quelle: Bundesregierung, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 4-1: Entwicklung der Kohlekraftwerks-Kapazitäten (Jahresende), 2020-2038



Quelle: Bundesregierung, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 4-2: Jährliche Veränderung der Kohlekraftwerks-Kapazitäten, 2020-2038



Quelle: Bundesregierung, Berechnungen des Öko-Instituts

Im Zusammenspiel der verschiedenen Regelungen des KVBG-E ergibt sich für die deutschen Kohlekraftwerke insgesamt das in Abbildung 4-1 und Abbildung 4-2 gezeigte Bild.

Im Kontext der allgemeinen Stilllegungsregelungen für die Braunkohlekraftwerksblöcke sind jedoch einige Besonderheiten zu beachten:

- Einige Blöcke sollen vor der endgültigen Stilllegung in eine Sicherheitsbereitschaft gemäß §13g EnWG überführt werden. Die entsprechenden Anlagen (Jänschwalde A und B sowie Niederaußem G oder H) werden damit zwar aus dem Markt genommen, produzieren (und emittieren) jedoch nicht mehr im Regelbetrieb, werden aber noch nicht endgültig stillgelegt, bleiben zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bis zum endgültigen Stilllegungsdatum verfügbar und erhalten dafür eine Vergütung.
- Das Kraftwerk Frechen wird zunächst nur teilweise stillgelegt (Leistungsanteil von 120 MW von insgesamt 176 MW).
- Für einige Kraftwerksblöcke wurden Wahlmöglichkeiten geschaffen, nach der sie ihre Position in der Stilllegungsabfolge tauschen können.
- Die meisten Kraftwerksblöcke sind an größere Tagebausysteme angeschlossen. Im Rheinischen Revier verbindet die Nord-Süd-Bahn die Tagebaue Hambach und Garzweiler 2, in der Lausitz ermöglicht die Kohleverbindungsbahn die relativ flexible Versorgung aus den Tagebauen Jänschwalde, Welzow-Süd, Nochten und Reichwalde.
- Einige Kraftwerksstandorte werden jedoch im Wesentlichen von nur einen Tagebau versorgt, so dass eine flexible Versorgung nicht oder nur in sehr engen Grenzen möglich ist. Dies betrifft den Standort Weisweiler am Tagebau Inden im Rheinland, den Standort Lippendorf und den Tagebau Vereinigtes Schleenhain sowie den Tagebau Profen zur Versorgung des Kraftwerks Schkopau.

Im KVBG-E ist für die gesetzlich festgelegten Stilllegungen bis zum 31.12.2029 eine Entschädigung vorgesehen. Die Stilllegungen ab 2030 sollen dann entschädigungsfrei erfolgen:

- eine Entschädigung erfolgt damit für die Kraftwerksblöcke Niederaußem C, D sowie G (oder H), Neurath A, B, D und E, Weisweiler E bis H, Frechen (teilweise), Jänschwalde A bis D sowie Boxberg N und P;
- keine Entschädigung erfolgt damit für die Blöcke Niederaußem H (oder G), Niederaußem K, Neurath F und G, Boxberg R und Q, Schwarze Pumpe A und B, Lippendorf R und S sowie Schkopau A und B.

Nach dem Konzept des KVBG-E sollen die Stilllegungsentschädigungen für die beiden betroffenen Unternehmen RWE und LEAG (als Nominalwerte) pauschal bestimmt und in jeweils 15 gleichmäßigen Jahrestanchen ausgezahlt werden.

- für RWE ist eine Entschädigung von insgesamt 2,6 Mrd. € vorgesehen,
- für LEAG beträgt der entsprechende Wert 1,75 Mrd. €

Vor dem Hintergrund des in den letzten Jahren und auch absehbar weiterhin hoch volatilen Energiemarkt- und CO₂-Bepreisungsumfeld (vgl. Kapitel 2 und 3) erscheint es jedoch als in hohem Maße fragwürdig, die Entschädigungszahlungen pauschal und *ex ante* festzulegen.

In Matthes (2020b) wurde als Alternative zu pauschalen Entschädigungszahlungen ein regelbasiertes Verfahren vorgeschlagen, mit dem Veränderungen im Energie- und CO₂-Markt hinreichend robust abgebildet werden können.

Entschädigungszahlungen für die endgültige Stilllegung von Braunkohleanlagen sollen danach blockscharf mit folgendem Ansatz erfolgen:

$$V_i = \sum_{t=T_i}^{T_i+VS_i} \left\{ \left[P_t + RD_i + RE_i + O_i + W_i - \left(RHB_i + \frac{C_i}{E_i} * EUA_t \right) \right] * E_i - FHIST_i + PK_i \right\} + UT$$

Im Sinne dieser Formel ist oder sind:

- V_i die Entschädigung, die ein Betreiber insgesamt für eine stillzulegende Anlage i erhält,
- i die jeweilige stillzulegende Anlage
- t das jeweilige Jahr ab dem Jahr der endgültigen Stilllegung,
- T_i Zeitpunkt der verpflichtenden Stilllegung des Kraftwerksblocks i ,
- VS_i Vorziehung der Stilllegung des Kraftwerksblocks i , im Regelfall 3 Jahre, für Kraftwerksblöcke, die aus dem Tagebau Inden versorgt werden, maximal der Zeitraum vom Zeitpunkt der verpflichtenden Stilllegung des Kraftwerksblocks bis zum Jahr 2030,
- P_t der rechnerisch ermittelte jahresdurchschnittliche Preis aller verfügbaren Handelstage im Zeitraum vom 1. Juli des Jahres $T-1$ bis zum 30. Juni des Jahres T für die für das jeweilige Jahr der vorgezogenen Stilllegung t relevanten Phelix-Base-Futures am Terminmarkt der Energiebörse European Energy Exchange AG in Leipzig für die jeweilige Preiszone in Euro je Megawattstunde
- RD_i die für eine stillzulegende Anlage i von dem Betreiber nachgewiesenen Erlöse für Anpassungen der Einspeisung nach § 13a EnWG als jährlicher Durchschnitt im Zeitraum Juli des Jahres $T-2$ bis Juni des Jahres T 1 in Euro je Megawattstunde,
- RE_i die für eine stillzulegende Anlage i von dem Betreiber nachgewiesenen Regelenergieerlöse als jährlicher Durchschnitt im Zeitraum Juli des Jahres $T-2$ bis Juni des Jahres T in Euro je Megawattstunde,
- O_i die für eine stillzulegende Anlage i von dem Betreiber nachgewiesenen Optimierungsmehrerlöse im Zeitraum Juli des Jahres $T-2$ bis Juni des Jahres T gegenüber dem jahresdurchschnittlichen Spotmarktpreis als jährlicher Durchschnitt im Zeitraum Juli des Jahres $T-2$ bis Juni des Jahres T in Euro je Megawattstunde,
- W_i die für eine stillzulegende Anlage i von dem Betreiber nachgewiesenen Wärmelieferungserlöse als jährlicher Durchschnitt im Zeitraum Juli des Jahres $T-2$ bis Juni des Jahres T in Euro je Megawattstunde,
- RHB_i die für eine stillzulegende Anlage i von dem Betreiber nachgewiesenen kurzfristig variablen Betriebskosten für Brennstoffe, Logistik sowie sonstige Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe zur Erzeugung einer Megawattstunde Strom als

jährlicher Durchschnitt der Jahre 2018 bis 2019 in Euro je Megawattstunde; bei konzerninternen bezogenen Lieferungen und Leistungen bleiben etwaige Margen außer Betracht (Zwischenergebniseliminierung); wenn Kraftwerksbetrieb und Tagebaubetrieb bei verschiedenen Gesellschaften liegen, sind für Brennstoffe und Logistik die variablen Förder- und Logistikkosten der Tagebaugesellschaften zu berücksichtigen,

- C_i die für eine stillzulegende Anlage i von dem Betreiber zur Erzeugung der Strommenge E_i nachgewiesenen Kohlendioxidemissionen als jährlicher Durchschnitt des Zeitraum Juli des Jahres T-2 bis Juni des Jahres T in Tonnen Kohlendioxid,*
- E_i die für eine stillzulegende Anlage i von dem Betreiber nachgewiesene an das Netz der allgemeinen Versorgung und in Eigenversorgungsnetze abgegebene Strommenge der stillzulegenden Anlage (Netto-Stromerzeugung) als jährlicher Durchschnitt des Zeitraums Juli des Jahres T-2 bis Juni des Jahres T in Megawattstunden,*
- EUA_i der rechnerisch ermittelte jahresdurchschnittliche Preis aller verfügbaren Handelstage im Zeitraum vom 1. Juli des Jahres T-1 bis zum 30. Juni des Jahres T für die für das jeweilige Jahr der der vorgezogenen Stilllegung t relevanten Jahresfutures für Emissionsberechtigungen (EUA) am Terminmarkt der Energiebörse European Energy Exchange AG in Leipzig für die jeweilige Preiszone in Euro je Tonne Kohlendioxid,*
- FHIST_i die für eine stillzulegende Anlage i von dem Betreiber nachgewiesenen fixen Betriebskosten ohne Tagebau und Logistik als jährlicher Durchschnitt der Jahre 2018 bis 2019 in Euro,*
- PK_i die für die stillzulegende Anlage i vom Betreiber nachgewiesenen Personalkosten der stillzulegenden Anlage i als jährlicher Durchschnitt der Jahre 2018 bis 2019 in Euro, wenn nachgewiesen wird, dass diese Position der Entschädigungssumme vollständig zugunsten der entsprechenden Beschäftigten verwendet wird (Personalrestrukturierungsbonus), andernfalls beträgt PK_i null Euro,*
- UT anteilige ausstiegsbedingte und entsprechend nachgewiesene Umplanungs- und Umbaukosten für Tagebaue, berechnet als Anteil der von dem Betreiber nachgewiesenen an das Netz der allgemeinen Versorgung und in Eigenversorgungsnetze abgegebenen Strommenge der stillzulegenden Anlage i als jährlicher Durchschnitt der Jahre 2018 und 2019 an der von dem Betreiber nachgewiesenen an das Netz der allgemeinen Versorgung und in Eigenversorgungsnetze abgegebene Strommenge aller am 1. Januar 2020 von den entsprechenden Tagebauen belieferten Anlagen als jährlicher Durchschnitt der Jahre 2018 und 2019.*

Diese Entschädigungsformel lehnt sich eng an die Festlegungen zur Vergütung der Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke nach §13g EnWG an, die in der Vergangenheit sowie auch im KVBG-E streng regelbasiert und mit Blick auf das jeweils aktuelle Umfeld erfolgen soll. Im Vergleich zur Vergütungsregelung für die Sicherheitsbereitschaft werden jedoch einige zusätzliche Faktoren berücksichtigt:

- alle ausschließlich für die Sicherheitsbereitschaft nach §13g EnWG bzw. deren Herstellung spezifischen Vergütungsbestandteile entfallen,
- die für den Umbau und die Umplanung der vom Braunkohleausstieg betroffenen Tagebaue entstehenden Kosten werden zusätzlich in Ansatz gebracht;
- zur Finanzierung von Personalanpassungen wird ein Personalrestrukturierungsbonus eingeführt.

Im Folgenden wird dieses Konzept für alle in Betracht kommenden Kraftwerksblöcke quantitativ analysiert. Mit dieser Analyse kann gleichzeitig die Plausibilität der bisher ausgehandelten bzw. vorgesehenen Entschädigungszahlungen von 2,6 Mrd. € für RWE und 1,75 Mrd. € für LEAG einer Konsistenzprüfung unterzogen werden.

4.2. Eingangsparmeter für die Berechnungen

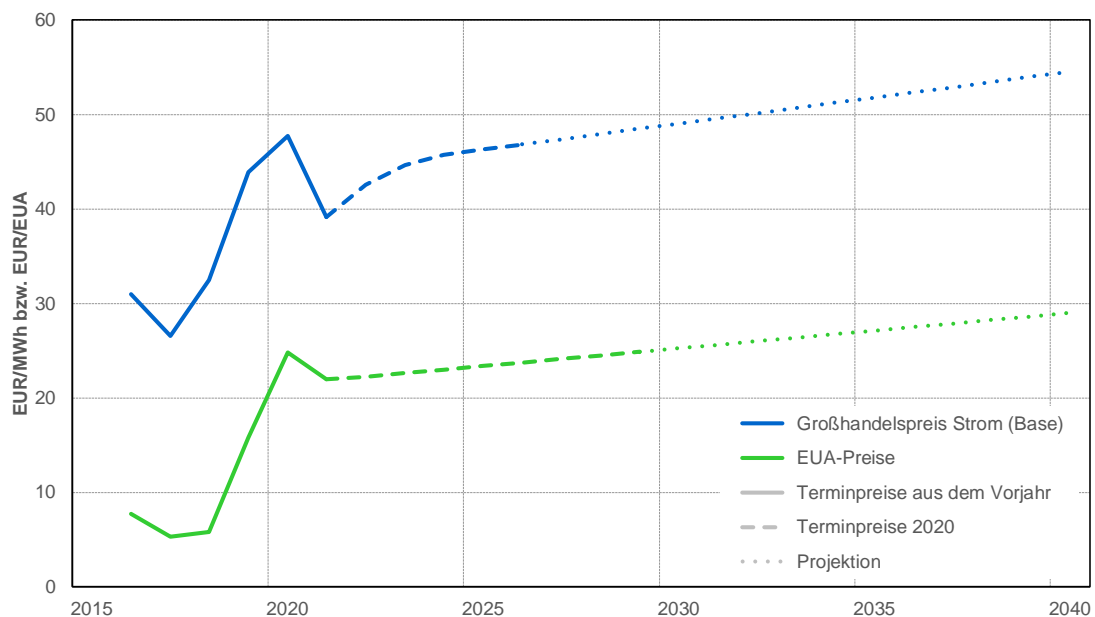
Für die Berechnungen kann auf eine Vielzahl von Daten zurückgegriffen werden, die in den Diskussionen um die Zukunft der deutschen Braunkohlewirtschaft verfügbar geworden sind, gleichzeitig liegen aus den Transparenzdaten des liberalisierten europäischen Strommarktes sowie des EU ETS hoch aktuelle Ist-Daten vor und werden an den Börsenplätzen teilweise recht langlaufende Verträge für Terminlieferungen gehandelt.

Vor diesem Hintergrund wird das im Kapitel 4.1 beschriebene Verfahren zur blockscharfen Berechnung von Entschädigungszahlungen mit folgenden Parametern umgesetzt:

- die historischen Produktionsdaten für die einzelnen Braunkohlenkraftwerksblöcke wurden aus den Transparenzdaten der Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) gewonnen;
- die historischen Emissionsdaten wurden aus den Transparenzdaten des EU ETS ermittelt;
- die Fortschreibung der Produktionsdaten und der CO₂-Emissionen erfolgte auf Grundlage aktueller Modellierungsarbeiten seitens Oeko-Institut (2019), wobei nach Abklingen der Folgen der Covid-19-Pandemie ab 2021 eine Zunahme der Erzeugung unterstellt wird, so dass 2022 etwa wieder Auslastungen auf Vorkrisenniveau entstehen, die dann im Zuge steigender Anteile der erneuerbaren Energien sowie zunehmender CO₂-Preise bis 2030 für die dann noch betriebenen Kraftwerke in eher konservativer Annahme um durchschnittlich 10% zurückgehen (diese Auslastungen liegen auch der in Abbildung 4-4 gezeigten Braunkohlenachfrage zugrunde);
- für die Großhandelspreise von Grundlast-Stromlieferungen (die mit dem Mittelwert des Dreijahreszeitraums vor der endgültigen Stilllegung in Ansatz gebracht werden) sind Daten der Energiebörse EEX für bis zum Jahr 2026 gehandelten Terminlieferverträge verfügbar, wobei die entsprechenden Mittelwerte der Handelstage für den Zeitraum von Anfang Januar 2020 bis Mitte Juni 2020 gebildet wurden und für den Zeitraum ab 2027 eine Fortschreibung mit gleichbleibender Dynamik erfolgte (Abbildung 4-3);

- für die Preise von CO₂-Zertifikaten (EUA) des EU ETS (die wiederum für den Mittelwert des Dreijahreszeitraums vor der Stilllegung in die Berechnungen eingehen) werden von der EEX derzeit Preise für Lieferungen bis einschließlich 2029 berichtet, die analog zu den Strompreisen ermittelt und fortgeschrieben wurden (Abbildung 4-3);

Abbildung 4-3: Historische Entwicklung für Großhandelspreise für Strom und CO₂-Zertifikate des EU ETS sowie aktuelle Terminkontrakte, 2015-2040



Quelle: EEX, Berechnungen des Öko-Instituts

- im Rahmen des netzbedingten Engpassmanagements erhalten die Betreiber von Kraftwerken sog. Redispatch-Vergütungen zur Kompensation der Abregelung ihrer Kraftwerke (die sich dann in einer geringeren Auslastung niederschlägt), hier ergibt sich aus den entsprechenden Daten ein durchschnittlicher Zusatzertrag von durchschnittlich 0,51 € (indiziert auf die Nettostromerzeugung jeweils einer Megawattstunde), der für die Zukunft konstant gehalten wurde (dahinter steht die – eher konservative – Annahme, dass die zunehmende Erzeugung aus Wind- und Solarenergie v.a. im Norden Deutschlands die tendenzielle Senkung der Redispatch-Kosten durch den Netzausbau ausgleicht);
- fossile Kraftwerke nehmen am Regelenergiemarkt teil und können hier entsprechende Erträge erwirtschaften, durch die zunehmende Öffnung der Regelenergiemärkte sind diese Erträge in den letzten Jahren jedoch stark gefallen und wurden – wiederum in konservativer Annahme – auf dem Niveau eines Zusatzertrags von 0,29 € (wiederum indiziert auf die Nettostromerzeugung) konstant gehalten;

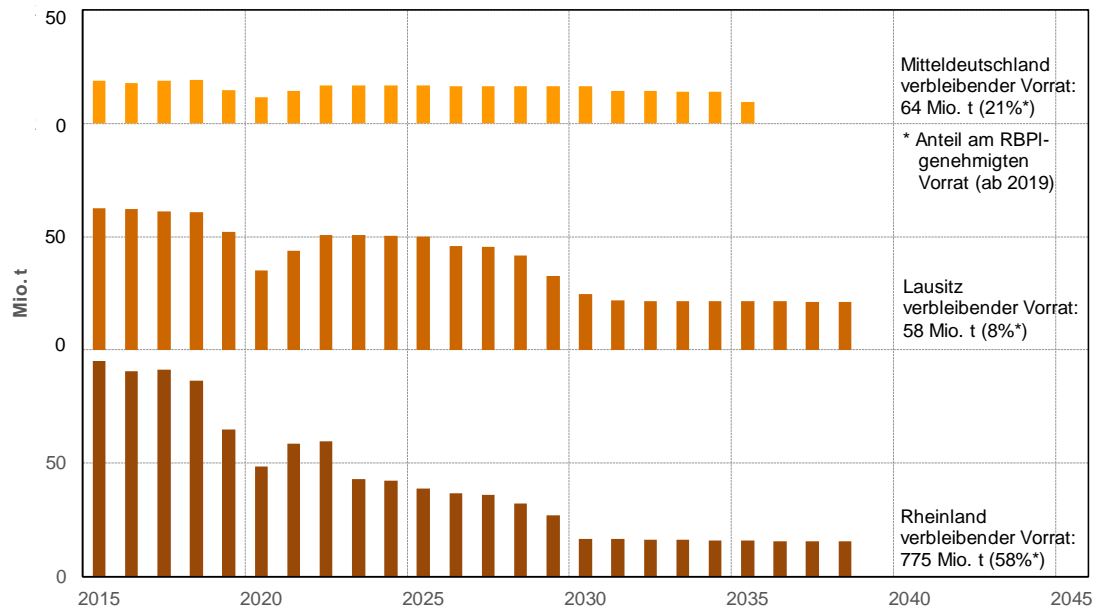
- zusätzlich zu den Erträgen im Strommarkt erwirtschaften einige Kraftwerksblöcke auch Zusatzerträge aus Wärmelieferungen, unter den Blöcken mit Entschädigungsanspruch betrifft dies jedoch in nennenswertem Umfang nur das Kraftwerk Jänschwalde, für das bei zwei Blöcken entsprechende Zusatzerträge von durchschnittlich 0,7 €/MWh (bezogen auf die gesamte Nettostromerzeugung) berücksichtigt wurden;
- insbesondere bei sinkenden Auslastungen können Braunkohlekraftwerksblöcke im Durchschnitt höhere Erträge erwirtschaften als dies ausschließlich auf Grundlage der Preise für Grundlastverträge über alle Jahresstunden möglich würde, diese Optimierungserträge im Strommarkt haben in den letzten Jahren relativ stetig zugenommen und wurden entsprechend fortgeschrieben, so dass im Jahr 2030 die spezifische Erträge aus der Stromerzeugung auf einen Wert von 15% über dem Preis für Grundlast-Lieferverträge steigen;
- für die fixen Betriebskosten der Kraftwerke wurden kurzfristige Grenzkosten für den Energiegehalt der gelieferten Braunkohle von 1,5 €/MWh sowie Zusatzkosten für den Betrieb von Rauchgasentschwefelungsanlagen etc. von etwa 2 €/MWh elektrischer Nettoerzeugung in Ansatz gebracht;
- für die fixen Betriebskosten (Personal, Reparaturen und Instandhaltungsmaßnahmen etc.) wurden für die älteren Anlagen Werte von 60 €/kW sowie für die neueren Anlagen 40 €/kW verwendet;
- zur Ermittlung des Personalrestrukturierungsbonus wurde für die älteren Anlagen ein Wert von 22 €/kW sowie für die neueren Anlagen (für die der Personalrestrukturierungsbonus wegen der späten Stilllegungsdaten jedoch nicht zur Anwendung kommt) von 12 €/kW;
- schließlich spielt die Annahme über den Zeitraum eine wichtige Rolle, um den die Kraftwerksstilllegungen im Zuge des KVBG-E vorgezogen werden; obwohl bezüglich dieser Vorziehungen insbesondere bei den älteren Kraftwerksblöcken in der Lausitz erhebliche Zweifel verbleiben (Matthes 2020a), wurde generell eine um drei Jahre beschleunigte Stilllegung in Ansatz gebracht, einzige Ausnahme sind hier die Blöcke des aus dem Tagebau Inden versorgten Kraftwerks Weisweiler, bei denen berücksichtigt wurde, dass die Blöcke für einen Betrieb bis längstens 2030 vorgesehen waren.

Eine besondere Situation für die Entschädigungskosten ergibt sich hinsichtlich der Anpassungskosten für die Tagebaue:

- entsprechende Kosten entstehen unzweifelhaft für die Anpassung des Tagebausystems Hambach/Garzweiler, belastbare Kostenbelege liegen hier bisher jedoch nicht vor, so dass auf Grundlage eigener Schätzungen jeweils zwei Varianten mit Anpassungskosten von 1 Mrd. € bzw. 2 Mrd. € berechnet wurden, die auf die entschädigungsberechtigten Kraftwerksblöcke des Nord-Süd-Bahn-Systems entsprechend ihrer (historischen) Belieferungsanteile aufgeteilt wurden;
- vor dem Hintergrund der Tatsache, dass im Bereich der LEAG die bergrechtlich mit Rahmenbetriebsplänen für den Abbau genehmigten Vorräte fast vollständig

ausgefördert werden (Abbildung 4-4), können hier mit Blick auf die Entschädigungen keine Umbau- und Umplanungskosten in Ansatz gebracht werden.¹

Abbildung 4-4: Entwicklung der Rohkohleförderung in den drei deutschen Braunkohlerevieren, 2015-2038



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Um die Unsicherheiten bei den unterschiedlichen Eingangsgrößen einordenbar zu machen, wurden für alle Parameter Sensitivitätsrechnungen durchgeführt, bei denen die jeweiligen Größen um 20% erhöht bzw. um 20% verringert wurden.

¹ In den Diskussionen um die weitgehend vollständige Ausförderung der durch Rahmenbetriebspläne im Bereich der LEAG für den Abbau genehmigten Vorräte ist teilweise argumentiert worden, dass die Auslastungen der Braunkohlekraftwerke deutlich stärker sinken würde, als in den hier vorgestellten Berechnungen angenommen. Für diesen Fall müssten jedoch die Entschädigungssummen für den ausfallenden Kraftwerksbetrieb ebenfalls (und deutlich nach unten) angepasst werden, so dass die hier ermittelten Ergebnisse in der Gesamtsicht in jedem Fall als robust und eher konservativ (im Sinne tendenziell überschätzter Entschädigungssummen) einzuordnen sind.

4.3. Ergebnisse

In der Tabelle 4-2 sind die Ergebnisse der Modellrechnungen für die Entschädigungssummen im Überblick dargestellt:

- das Niveau der Entschädigung für RWE hängt maßgeblich von der Annahme für die Umbaukosten der Tagebaue ab, bei einem entsprechenden Ansatz von 1 Mrd. € ergibt sich eine Gesamtentschädigung von etwa 1,66 Mrd. €, bei Umbaukosten von 2 Mrd. € steigt dieser Wert auf ca. 2,66 Mrd. €;
- für die LEAG ergibt sich eine Entschädigungssumme von etwa 0,77 Mrd. €;
- mit Blick auf die Sensitivitätsrechnungen zeigt sich, dass der Einfluss der Annahmen für Redispatch-, Regelenergie- und Wärmelieferungserträge sowie die Strommarktoptimierung und die kurzfristigen variable Betriebskosten nur eine sehr untergeordnete Rolle spielen;
- die Annahmen für die fixen Betriebskosten sowie die Personalkosten (die jedoch aus der Vielzahl von Diskussionen v.a. um den Klimabeitrag in den Jahren 2015 und 2016 sowie mit Blick auf die KWSB im Jahr 2018 sehr robust bekannt sind) beeinflussen das Ergebnis im Bereich niedriger dreistelliger Millionenbeträge;
- den wichtigsten Einfluss auf die Ergebnisse haben die Annahmen zu den Erträgen aus dem Strommarkt (v.a. über die Entwicklung der Großhandelspreise) sowie die Kosten für CO₂-Zertifikate;
- der Teil der Entschädigungssumme, die sich nach dem hier abgebildeten Vorschlag über den Personalrestrukturierungsbonus ergibt, liegt für RWE bei ca. 0,29 Mrd. € sowie für LEAG bei etwa 0,18 Mrd. €.

Mit Blick auf die Einordnung dieser Ergebnisse ergibt sich im Vergleich zu den vorgesehenen Entschädigungssummen die folgende Situation:

- für RWE erscheint eine Entschädigungssumme von 2,6 Mrd. € unter den heute absehbaren Rahmenbedingungen nur dann als robust rechtfertigbar, wenn Kosten für den Tagebauumbau von ca. 2 Mrd. € entstehen bzw. nachgewiesen werden können, in der Variante mit Umbaukosten von 1 Mrd. € läge die Entschädigung um ca. 0,9 Mrd. € zu hoch;
- für LEAG ist die geplante Entschädigungssumme im heute absehbaren Umfeld um etwa 1 Mrd. € zu hoch.

Tabelle 4-2: Ergebnisse der Entschädigungsberechnungen

	Sensitivitätsparameter	RWE		LEAG
		Tagebau-Umbaukosten		
		1 Mrd. €	2 Mrd. €	
Standardvariante		1.661	2.661	767
Sensitivitätsanalysen				
Großhandelsstrompreise	+20%	+690		+551
	-20%	-334		-535
CO ₂ -Preise	+20%	-277		-290
	-20%	+392		+290
Redispatch-Erlöse	+20%	+7		+5
	-20%	-7		-5
Regelenergie-Erlöse	+20%	+4		+3
	-20%	-4		-3
Strommarkt-Optimierung	+20%	+66		+64
	-20%	-62		-64
Wärme-Erlöse	+20%	+0		+3
	-20%	+0		-3
Fixe Betriebskosten	+20%	-132		-84
	-20%	+156		+84
Variable Betriebskosten (ohne CO ₂)	+20%	-80		-61
	-20%	+86		+61
Ohne Personalrestrukturierungsbonus		-293		-184

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Angesichts der Unsicherheiten zur Entwicklung der Strom- und CO₂-Preise sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- steigende Erträge und damit wachsende Entschädigungssummen entstehen aus höheren Großhandelspreisen für Strom nur dann, wenn diese nicht maßgeblich durch die CO₂-Preise sondern überwiegend über die Entwicklungen auf den internationalen Steinkohle- und Erdgasmärkten sowie ggf. einen deutlich verringerten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien getrieben werden; mit der Sensitivität für ±20% (d.h. ±10 €/MWh im Jahr 2030) erscheinen die vorstellbaren Entwicklungen gut abgedeckt;
- aus höheren CO₂-Preisen und bei nicht drastisch veränderten Brennstoffpreisen für Erdgas und Steinkohle verringern sich die Erträge deutlich, angesichts der anstehenden Veränderungen bzw. der Ambitionserhöhung des EU ETS im Kontext des *European Green Deal* beschreibt die Sensitivität für ±20% (d.h. ±5 €/EUA im Jahr 2030) einen eher sehr konservativen Ansatz (bei einem isolierten Anstieg des EUA-Preises auf 40 € in 2030 würden sich die Entschädigungszahlungen für RWE um etwa 0,20 Mrd. € und für die LEAG um ca. 0,57 Mrd. € verringern²)

² Diese Unterschiede ergeben sich vor allem aus der vergleichsweise frühzeitigen Stilllegung erheblicher Kraftwerkskapazitäten bei RWE und mit der durchweg eher späten endgültigen Stilllegung von Braunkohlekraftwerksblöcken im Bereich der LEAG.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass neben den hier berechneten Entschädigungen für die Kraftwerksblöcke Jänschwalde A und B sowie Niederaußem G oder H noch Vergütungen für die vorgesehene Überführung in die Sicherheitsbereitschaft nach §13g EnWG entstehen, die für Zeiträume von einem (Jänschwalde B), drei (Jänschwalde A) bzw. 4 Jahre (Niederaußem G oder H) berechnet werden. Sinnvollerweise sind die Vergütungen für die Sicherheitsbereitschaft nach KVBG-E mit einer klaren Formel regelbasiert angelegt, während für die Stilllegungsentschädigungen intransparent ermittelte, letztlich nicht nachvollziehbare und zumindest teilweise sehr asymmetrische bzw. unplausible Pauschalsummen gezahlt werden sollen.

5. Schlussfolgerungen

Das energiewirtschaftliche Umfeld für die Stromerzeugung sowie die Preise für CO₂-Zertifikate des EU ETS haben sich für Deutschland und Europa in den letzten Jahren massiv verändert. Nachdem dies im Bereich der Kohleverstromung zunächst vor allem Steinkohlekraftwerke betraf, sind inzwischen auch die Effekte für die Braunkohleverstromung unübersehbar geworden. Auch die Braunkohleverstromung geht zurück und vor allem ältere Kraftwerksblöcke sind absehbar nicht mehr in der Lage, die fixen Betriebskosten der Stromerzeugungsanlagen zuzüglich der entsprechend zurechenbaren fixen Betriebskosten der verbundenen Tagebaue zu decken. Ein Blick auf die historische Entwicklung zeigt jedoch, dass die entsprechenden Rahmenbedingungen zumindest teilweise nicht notwendigerweise auch mittel- und längerfristig Bestand haben müssen. Der von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) empfohlene Ansatz, neben dem marktgetriebenen Abbau der Kohleverstromung auch einen gesetzlich geregelten Kapazitätsabbau im Bereich der Kohlekraftwerke zu betreiben, ist damit nach wie vor und gerade mit Blick auf die Notwendigkeit robuster Emissionsminderungen eine sinnvolle Strategie.

Die im Kontext einer solchen aktiven Kapazitätsabbaustrategie politisch gewollten (und von der KWSB mehrheitlich empfohlenen) Entschädigungen müssen jedoch das sich verändernde Energie- und CO₂-Marktumfeld angemessen berücksichtigen. Nach den im KVBG-E vorgeschlagenen Regelungen soll ein entsprechendes regelbasiertes Verfahren nur teilweise, d.h. für die in eine Sicherheitsbereitschaft zu überführenden Kraftwerksblöcke, verfolgt werden. Für den größten Teil der bis zum 31.12.2029 endgültig stillzulegenden Anlagen ist eine intransparent ausgehandelte Pauschalentschädigung für die beiden Kraftwerks- und Tagebaubetreiber RWE und LEAG vorgesehen.

Die Analysen zum Vorschlag einer auch für diese Kraftwerksblöcke regelbasierten (und großzügig angelegten) Entschädigung zeigt, dass ein solcher Ansatz regelungstechnisch gut und in enger Anlehnung an die Vergütungsregelungen für die Sicherheitsbereitschaft nach §13g EnWG umsetzbar ist. Die numerische Analyse dieses Vorschlags zeigt jedoch auch, dass die vorgesehenen Pauschalentschädigungen von 2,6 Mrd. € für RWE und 1,75 Mrd. € für LEAG unter den absehbaren Rahmenbedingungen in keinem Fall (LEAG) bzw. nur unter bestimmten Voraussetzungen (RWE, in Abhängigkeit von den Umbaukosten für die Tagebaue) sachgerecht wären. Für LEAG beträgt die Differenz zwischen der – großzügig ermittelten – regelbasierten Entschädigung und der vorgesehenen Pauschalentschädigung ca. 1 Mrd. €. Für RWE entsteht eine ähnliche Differenz von 0,9 Mrd. € für den Fall, dass die belegbaren Umbaukosten für die Tagebaue eher in der Größenordnung von 1 Mrd. € liegen; werden hier Kosten von 2 Mrd. € nachgewiesen, wäre eine Vergütung von ca. 2,66 Mrd. € zu rechtfertigen. Die entscheidenden Einflussgrößen für die regelbasiert ermittelten Entschädigungen sind neben den Umbaukosten für die Tagebaue im Rheinischen Revier die Ertragslage im Strommarkt sowie die Kosten für CO₂-Zertifikate des EU ETS. Entsprechende Sensitivitätsrechnungen zeigen, dass sich insbesondere für die CO₂-Kosten im Kontext des *European Green Deal* in den nächsten Jahren deutlich größere Veränderungen ergeben können als im Bereich der Strommarkterträge.

Gerade vor diesem Hintergrund sind die geplanten Pauschalentschädigungen für die Stilllegung deutscher Braunkohlekraftwerke konzeptionell und mit Blick auf die geplanten Summen als eine grobe Fehlentwicklung anzusehen und der Übergang zu regelbasierten Entschädigungen dringend angeraten.

6. Referenzen

6.1. Literatur

- KWSB - Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" (2019): Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Abschlussbericht. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.). Berlin, Januar 2019. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 25.06.2020.
- Matthes, F. C. (2020a): Analysis of power plant closure plans for Germany's Lusatian mining district. Berlin, 22.01.2020. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Memo-2020-01-22-Kraftwerksstilllegungen-Lausitz_EN.pdf, zuletzt geprüft am 25.06.2020.
- Matthes, F. C. (2020b): Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz), Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie des 19. Deutschen Bundestages am 25. Mai 2020. Berlin, 19.05.2020. Online verfügbar unter <https://www.bundestag.de/resource/blob/697412/ff1b408f05f7070851d73affc6797f60/sv-matthes-data.pdf>, zuletzt geprüft am 25.6.202.
- Öko-Institut (2011): Zusatzerträge von ausgewählten deutschen Unternehmen und Branchen im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems: Analyse für den Zeitraum 2005-2012. Untersuchung im Auftrag der Umweltstiftung WWF Deutschland. Berlin, Mai 2011. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oekodoc/1136/2011-019-de.pdf>, zuletzt geprüft am 25.06.2020.
- Öko-Institut (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft, Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation. Berlin, Mai 2017. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Deutsche_Braunkohlenwirtschaft/Agora_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 25.06.2020.
- Öko-Institut (2019): Die deutsche Kohle-Verstromung bis 2030, Eine modellgestützte Analyse der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. Berlin, 12.03.2019. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Deutsche-Kohleverstromung-bis-2030.pdf>, zuletzt geprüft am 25.06.2020.

6.2. Daten

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): Stromerzeugung nach Energieträgern 1990-2019.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Zahlen und Fakten, Energiedaten, Nationale und internationale Entwicklung.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): BDEW Schnellstatistik.

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): Transparency Platform, Actual Generation per Generation Unit.

EPEX Spot: Market data, Power, Day ahead, Settlement Price.

European Energy Exchange (EEX): Market data, Natural Gas, Day ahead and Weekend, Settlement Price, NetConnect Germany (NCG).

European Energy Exchange (EEX): Market data, Coal, Calendar Year Future, Settlement Price, API 2 CIF ARA (Argus-IHS McCloskey).

European Energy Exchange (EEX): Market data, Physical Electricity Index (Phelix), Base, Calendar Year Future, Settlement Price, Market Area Germany/Luxembourg.

European Energy Exchange (EEX): Market data, Environmental Markets, European Emission Allowances Futures, Settlement Price.

EU Transaction Log (EUTL) des EU Emission Trading System (ETS).

Intercontinental Exchange (ICE): Market Data. Energy. Coal. Settlement Price. API2 Rotterdam Coal Futures.

PEGAS/European Energy Exchange (EEX): Market data, Natural Gas, Calendar Year Future, Settlement Price, NetConnect Germany (NCG).