

Die wirtschaftliche Situation der Braunkohle-Verstromung in Deutschland

Eine Analyse historischer Trends
bis zum Juni 2020

Berlin, 26. Juni 2020

Dr. Felix Chr. Matthes
Hauke Hermann
Dr. Roman Mendelevitch

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

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	3
1. Einleitung und Hintergrund	5
2. Das Marktumfeld	7
2.1. Energie- und CO ₂ -Preise	7
2.2. Auslastung der deutschen Braunkohlekraftwerke	9
3. Die Ertragssituation der deutschen Braunkohlekraftwerke	10
3.1. Methodischer Ansatz	10
3.2. Ergebnisse	11
4. Schlussfolgerungen	13
5. Referenzen	14
5.1. Literatur	14
5.2. Daten	14

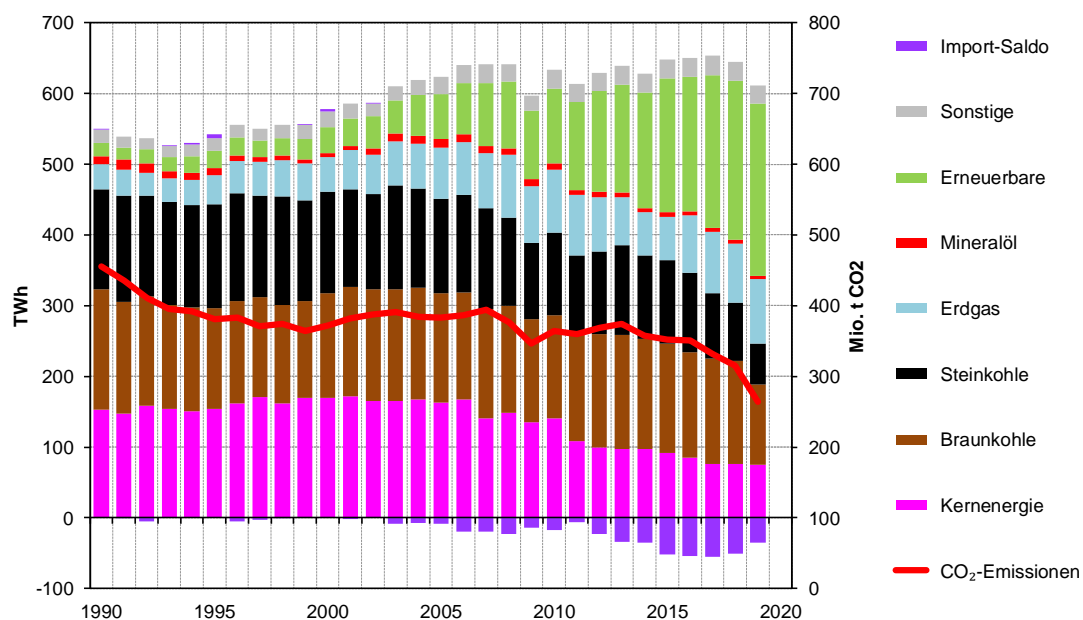
Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Bruttostromerzeugung, Exportsaldo und CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke in Deutschland, 1990-2019	5
Abbildung 2-1: Großhandelspreise für Termin- und Spotmarktlieferungen von Brennstoffen und CO ₂ -Zertifikaten, 2003 - Mitte Juni 2020	7
Abbildung 2-2: Brennstoffwechselkosten im kontinentaleuropäischen Strommarkt, 2003 - Mitte Juni 2020	8
Abbildung 2-3: Monatliche Nettostromerzeugung der aktuell im Markt betriebenen Braunkohlekraftwerksblöcke, 2015 - Mitte Juni 2020	9
Abbildung 3-1: Deckungsbeiträge älterer Braunkohlekraftwerksblöcke (LignIX35) in Deutschland, 2000 - Mitte Juni 2020	12
Abbildung 3-2: Deckungsbeiträge neuer Braunkohlekraftwerksblöcke (LignIX42) in Deutschland, 2000 - Mitte Juni 2020	12

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 deutlich verändert. In deutlich geringerem Maße ist dies für den Stromverbrauch der Fall, hier sind die Fortschritte bei der effizienteren Stromanwendung durch neue Anwendungen kompensiert 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 ist der Stromverbrauch in Deutschland in Summe weitgehend konstant geblieben, 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 gestiegen, da Deutschland sich vor allem nach dem Jahr 2010 zu einem deutlichen Stromexportland entwickelt hat, zum höchsten Stand ist im Saldo fast ein Zehntel der deutschen Stromproduktion exportiert worden;
- die deutlichste strukturelle Veränderung in der Erzeugungsstruktur ergibt sich mit Blick auf die erneuerbaren Energien; im Jahr 2019 betrug der regenerative

Anteil der Stromerzeugung bei etwa 40%, bezogen auf den Bruttostromverbrauch lag der erneuerbare Aufkommensanteil bei 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) zu einer Verringerung der Kohleverstromung, die im Übrigen auch mit einem erkennbaren Rückgang der Nettostromexporte einhergeht;
- die Stromerzeugung aus Erdgas hat sich über die Jahre nur unwesentlich verändert;
- 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 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 politisch getriebene 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 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 Braunkohlewirtschaft konzentrieren sich diese Auswertungen primär auf die Braunkohlewirtschaft.

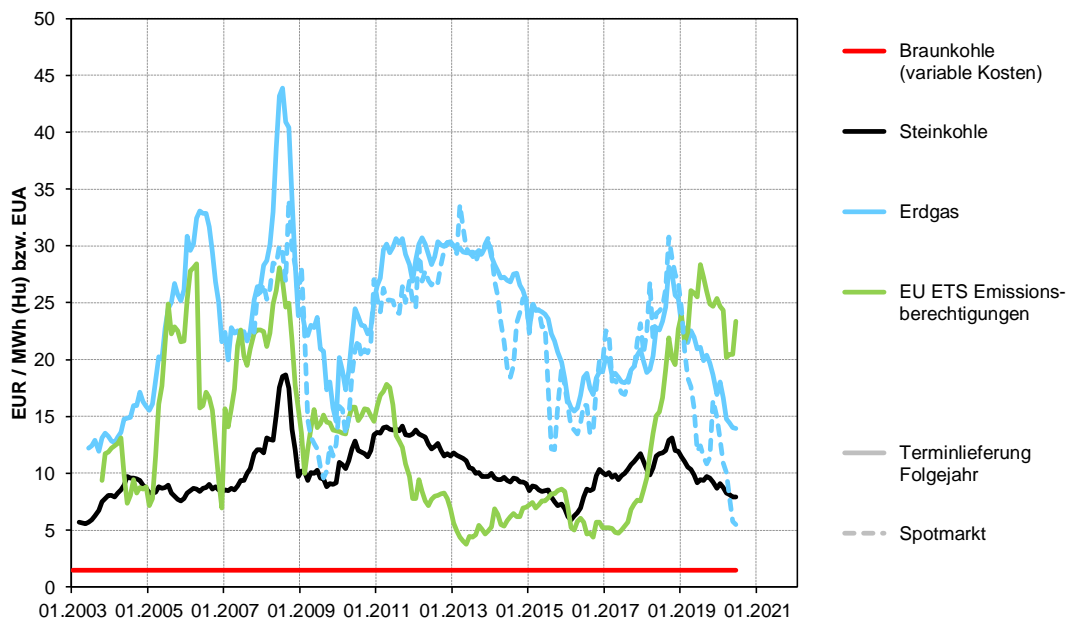
Die im Folgenden vorgelegten Untersuchungen beziehen sich dabei zunächst auf die historisch beobachteten Daten und Trends bzw. die daraus gewinnbaren Erkenntnisse. In einer nächsten Analysestufe werden darüberhinausgehend auch zukünftige Entwicklungspfade mitberücksichtigt.

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 in Betriebs-, Investitions-, aber auch Stilllegungsentscheidungen der Stromwirtschaft sehr deutlich auf Preissignale. Relevant sind dabei vor allem die Entwicklungen im Bereich der Brennstoffkosten, aber auch die 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

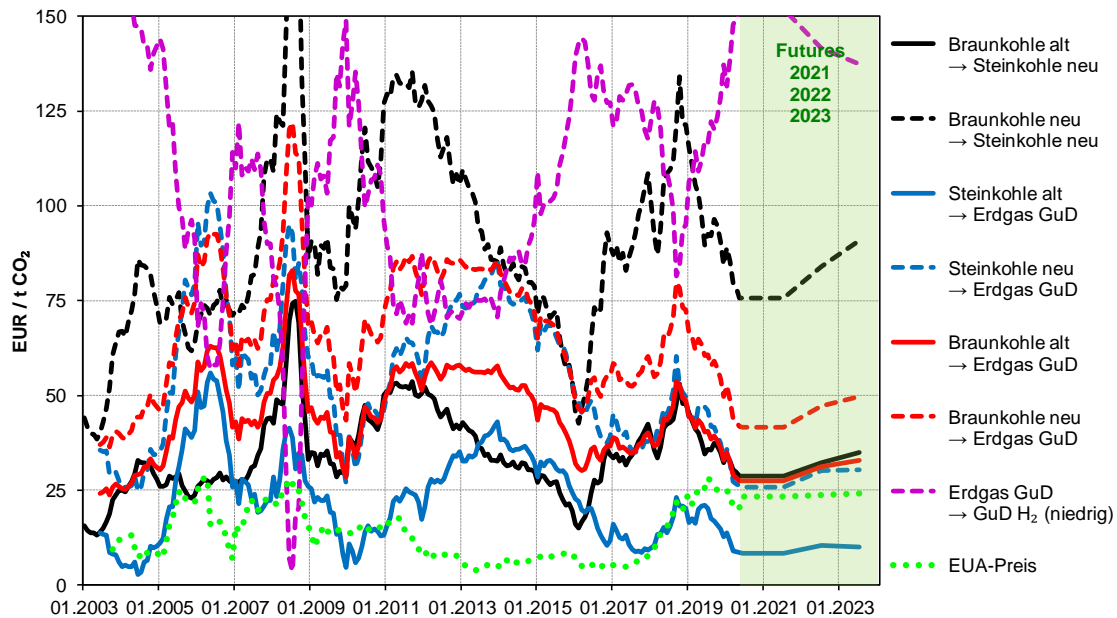
Die Abbildung 2-1 zeigt die Entwicklung der wichtigsten Markterpreise auf der Großhandelsebene seit 2003:

- die Preise für international gehandelte fossile Energieträger zeigen für die vergangenen 17 Jahr erhebliche Schwankungen, trotz erheblicher Niveauunterschiede und deutlich unterschiedlicher Ausschläge folgen die Preise für Erdgas und Steinkohle jedoch ähnlichen Mustern;
- mit Ausnahme der Periode von 2009 bis 2018 folgen auch die CO₂-Preise ähnlichen Trends, von 2009 bis 2018 sind solche Wechselwirkungen nicht zu erkennen;
- insbesondere seit Anfang 2019 haben sich die Entwicklungen der Preise für Termin- und Spotmarktlieferungen 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 liegen auf einem deutlich niedrigeren Niveau, sind in den letzten Dekaden auch 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



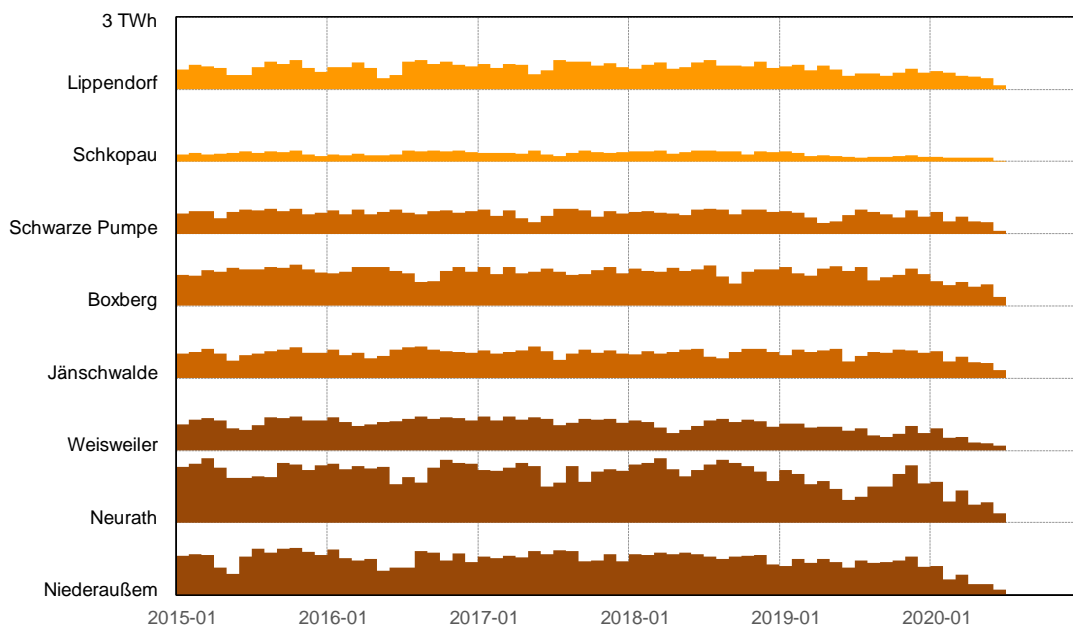
Quelle: EEX, ICE, Berechnungen des Öko-Instituts

Die Abbildung 2-2 verdeutlicht am Beispiel der Brennstoffwechselkosten, dass eine isolierte Betrachtung Brennstoff- und 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 sehr weitreichenden Volatilitäten unterworfen. Die Darstellung zeigt auch, dass erst seit 2019 ein Marktumfeld entstanden ist, in dem Brennstoff- und CO₂-Preise Emissionsminderungen bewirken, die über den Ersatz der Stromerzeugung in ineffizienten Steinkohlekraftwerken durch modernste Erdgaskraftwerke hinausgehen. Gerade die Analyse historischer Trends zeigt, wie wenig sinnvoll es ist, Klimaschutzstrategien für den Stromsektor exklusiv auf eine Säule (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) aus dem Markt genommenen Blöcke wurden damit außen vorgelassen und kommen damit 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 ihr 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 Vorschauerperioden 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 Lauf auf 2030 in zunehmendem Maße und immer robuster einstellen wird.

3. Die Ertragssituation der deutschen Braunkohlekraftwerke

3.1. Methodischer Ansatz

Zur Einordnung der Ertragssituation der deutschen Braunkohlekraftwerke 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 für Grundlastlieferungen 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.) als auch die Braunkohletagebaue (Personal, Reparaturen, Umbauten etc.) abgedeckt sowie ggf. die getätigten Investitionen refinanziert und die Rekultivierungskosten der Tagebaue abgedeckt 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 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) sondern auch noch die entsprechenden fixen Betriebskosten der Tagebaue abdecken.

Wenn die Deckungsbeiträge auf die fixen Betriebskosten von Kraftwerken und Tagebauen nicht ausreichend sind, 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), 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 Tagebau-rekultivierung) 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.

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

3.2. Ergebnisse

In Abbildung 3-1 sowie Abbildung 3-2 sind die Ergebnisse der Analysen zu den Deckungsbeiträgen für zwei typische 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 (und Fall der Blöcke in der Lausitz in den 1990er Jahren ertüchtigt) wurden und Nutzungsgrade von etwa 35% haben (der Deckungsbeitrags-Indikator wird hier als LignI_{x35} 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 LignI_{x42} bezeichnet).

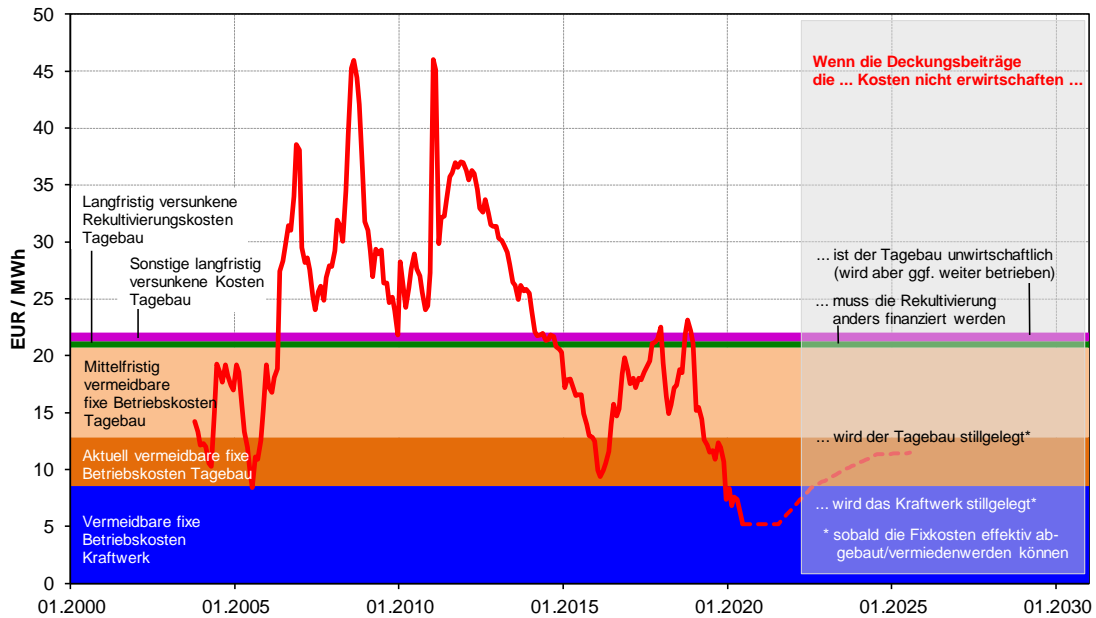
Im Einzelnen zeigen sich für die im historischen Marktumfeld messbaren Deckungsbeiträge erhebliche Fluktuationen:

- Für die älteren Braunkohleblöcke ergab sich von 2006 bis 2014 eine Situation, dass sämtliche fixen Betriebskosten gedeckt und erhebliche Überschüsse generiert werden konnten. Nach einem massiven Einbruch der Deckungsbeiträge im Jahr 2016 (hier konnten keinerlei fixe Betriebskosten der Tagebaue mehr aber die fixen Betriebskosten des Kraftwerks noch voll erwirtschaftet werden) erholten sich die Deckungsbeiträge wieder, sanken aber ab 2019 mit rückläufigen Stromerlösen und angestiegenen CO₂-Preisen dann 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. Ebenfalls änderte sich die Situation im Jahr 2016 (für einen kürzeren Zeitraum) sehr deutlich, die Deckungsbeiträge erholten sich bis 2018, gingen danach aber auch hier massiv zurück und erreichten ab 2019 neue Tiefstniveaus. Am aktuellen Rand können sie nur etwa die Hälfte der fixen Betriebskosten des Tagebaus abdecken, 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 (Öko-Institut 2011), die zur Kostendeckung und Gewinnausschüttung verwendet werden konnten. Da die kostenlose Zuteilung von CO₂-Zertifikaten

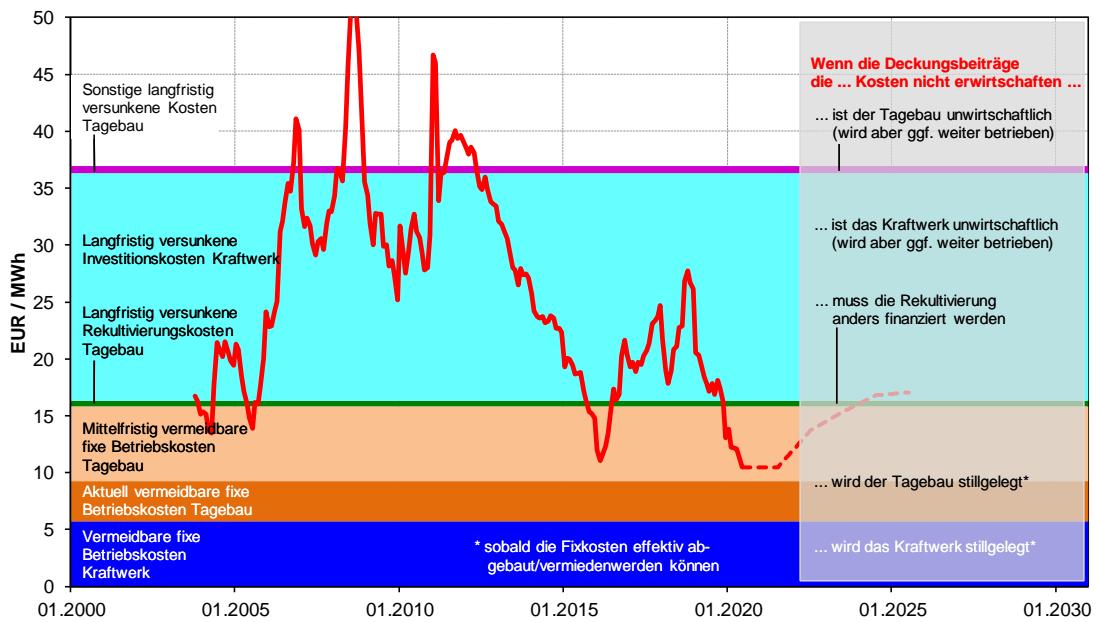
für Stromerzeuger im Rahmen des EU ETS ab 2013 komplett eingestellt wurde, entfielen derartige Zusatzerträge entsprechend.

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

4. Schlussfolgerungen

Die Kohleverstromung allgemein und seit den letzten beiden Jahren auch die Braunkohleverstromung gerät im deutschen bzw. kontinentaleuropäischen Strommarkt auch jenseits direkter Kohlekraftwerks-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 internationalen 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 Braunkohleverstromung massiven Konsequenzen letztlich einen Vorgriff auf zukünftig immer stärker entstehende Stresssituationen.
- Viertens entfallen durch die entsprechenden europäischen Regelungen (Auslaufen kostenlose 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 nicht mehr).

An den beschriebenen, fundamental entstehenden Ertragsproblemen ändert auch die Tatsache nichts, dass insbesondere die Kohlekraftwerksbetreiber ihre Produktion üblicherweise sehr weitgehend auf Termin verkaufen. So profitieren heute betriebene Anlagen über die Terminvermarktung (üblicherweise bis zu drei Jahren) heute von den auskömmlicheren Terminpreise 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 geneteiligen 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 anfallen werden.

5. Referenzen

5.1. Literatur

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/fileadmin/2/Projekte/2017/Deutsche_Braunkohlenwirtschaft/Agora_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 25.06.2020.

5.2. 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.

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).