

WARUM DER CO₂-PREIS DEN KOHLEAUSSTIEG ALLEINE NICHT BESCHLEUNIGEN KANN

Factsheet von Energy Brainpool im Auftrag der Green Planet Energy eG

Seit der Einführung des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) im Jahr 2005 müssen Betreiber fossiler Kraftwerke CO₂-Zertifikate (oder EUA, European Emissions Allowance) für die Emissionen entwerfen, die bei der Verbrennung von Kohle und Gas entstehen. Je höher der gehandelte Preis für diese Zertifikate, desto stärker wirkt sich die CO₂-Bepreisung auf den Wettbewerb am Strommarkt aus, und die Stromerzeugung CO₂-intensiver Kraftwerke wird im Vergleich zu CO₂-ärmeren Alternativen teurer. Die Verbrennung von Braunkohle ist dabei die emissionsintensivste Art der Stromerzeugung in Deutschland, dicht gefolgt von Steinkohle und mit etwas Abstand Erdgas.¹ Da der Merit-Order-Mechanismus am Day-Ahead-Markt der deutschen Strombörse implizit dafür sorgt, dass zu jeder Stunde stets die günstigsten Kraftwerke² den deutschen Strombedarf decken, können emissionsintensive Kraftwerke durch kostensteigernde, hohe CO₂-Preise aus dem Markt gedrängt werden.

Angesichts der historisch hohen CO₂-Preise von nunmehr über 60 EUR/t in 2021 stellt sich daher die Frage, ob sich der Kohleausstieg hierdurch nicht von ganz alleine verlässlich beschleunigen wird.

Fact 1: Nicht alleine der CO₂-Preis ist für einen schnelleren Kohleausstieg entscheidend, sondern es bräuchte darüber hinaus auch eine günstige Marktentwicklung der Gas- und Steinkohlepreise.

Nach dem Kernkraftausstieg in 2022 und bis der Zubau grüner Speicher- und Flexibilitätstechnologien am Strommarkt in ausreichendem Maße erfolgt ist, fällt den fossilen Kraftwerken die Aufgabe zu, in jeder Stunde flexibel die trotz erneuerbarer Erzeugung noch fehlenden Strommengen zu produzieren, die sogenannte Residuallast.³ Damit die Emissionen der Residualstromproduktion bis 2030 sinken, wäre es vorteilhaft, wenn der CO₂-Preis dafür sorgt, dass Gaskraftwerke günstiger Strom produzieren können als Stein- und im besten Fall auch Braunkohlekraftwerke. Das Verhältnis der Grenzkosten dieser Kraftwerke zueinander hängt neben dem CO₂-Preis jedoch auch von den Handelspreisen für Gas und Steinkohle ab. Demgegenüber wird Braunkohle aufgrund mangelnder Transportfähigkeit stets in der Nähe der Tagebaue verbrannt und nicht auf Märkten gehandelt, weshalb die Brennstoffkosten für Braunkohle vergleichsweise niedrig und stabil ausfallen. Entscheidend für einen schnelleren Kohleausstieg ist also nicht alleine das CO₂-Preisniveau, sondern eine günstige Kombination aus CO₂-, Gas- und Steinkohlepreisen.

Abbildung 1 zeigt die Volatilität eben dieser Kombination am Beispiel der CO₂-Spotpreise sowie der Frontmonatspreise für Gas und Steinkohle. Die beiden historischen Beispieltage stehen exemplarisch für eine emissionsbezogen ungünstige (06.11.2018) und günstige (17.07.2020) Kombination der Gas-,

¹ gemäß Umweltbundesamt (2016) liegt der durchschnittliche Emissionsfaktor für die Verbrennung von Braunkohle bei rund 0,41, von Steinkohle bei 0,34 und von Erdgas bei 0,21 kg_{CO2}/kWh_{th}

² Kraftwerke mit den niedrigsten kurzfristigen Grenzkosten der Stromproduktion

³ Die Residuallast ist der Strombedarf, der über die Stromproduktion erneuerbarer Energien hinausgeht. Sie fällt – vereinfacht gesagt – also immer in den Stunden an, in denen Wind-, Solar-, und Wasserkraft sowie Bioenergie alleine noch nicht ausreichen, um den deutschen Strombedarf zu decken.

CO₂- und Kohlepreise. Aus den Preiskombinationen der Beispieltage lässt sich jeweils eine Merit-Order der fossilen Kraftwerke in Deutschland ableiten, hätten alle Kraftwerksbetreiber Gas, Steinkohle und CO₂-Zertifikate zu diesen Preisen beschafft. Während zu den Preisen vom 06.11.2018 die Gaskraftwerke deutlich teurer bleiben als Stein- und vor allem Braunkohlekraftwerke, so findet zu den Preisen vom 17.07.2020 der gewünschte „Fuel Switch“ statt und einige Kohlekraftwerke werden in der Kostenrangfolge nach hinten gedrängt. Da die teureren Kraftwerke lediglich in Zeiten sehr hoher Residualstromnachfrage gebraucht werden, sinkt folglich die Auslastung und damit die Wirtschaftlichkeit dieser Kraftwerke. Nur wenn CO₂-, Gas- und Steinkohlepreise langfristig in einem emissionsbezogen günstigen Verhältnis zueinanderstehen, würden Kohlekraftwerke zunehmend aus dem Markt gedrängt und mangels Wirtschaftlichkeit vom Betreiber freiwillig stillgelegt.

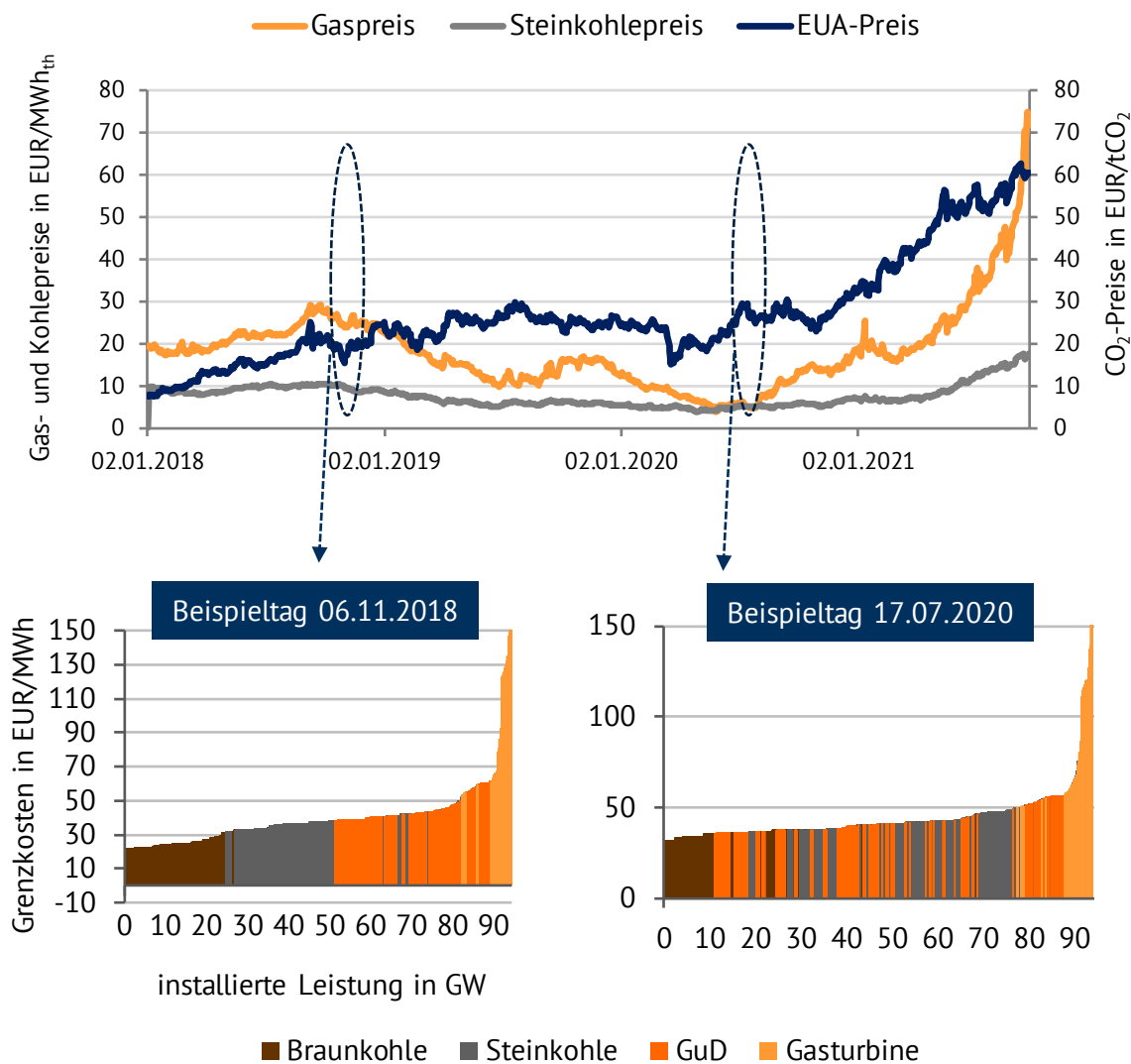


Abbildung 1: Fossile Merit-Order des deutschen Kraftwerksparks an zwei Beispieltagen basierend auf den damaligen Gas-, Kohle- und CO₂-Zertifikatspreisen;
 Gas: Frontmonat Pegas GPL, Kohle: Frontmonat ICE API2, EUA = Spot EEX [Quelle: Eigene Darstellung nach Montel]

Fact 2: Solange sich der CO₂-Preis lediglich aus Angebot und Nachfrage im CO₂-Handel ergibt, solange kann der EUA-Preis auch wieder stark fallen. Der gewünschte Lenkungseffekt eines hohen CO₂-Preisniveaus für (De-)Investitionen bleibt dadurch nicht verlässlich planbar und lässt Kohlekraftwerksbetreibern die Chance auf eine verlängerte Wirtschaftlichkeit offen.

Abbildung 2 ist zu entnehmen, dass der Wert von CO₂-Zertifikaten im europäischen Emissionshandel (EU ETS) starken Schwankungen unterworfen ist. Diese entstehen aus dem dynamischen Zusammenspiel aus Angebot und Nachfrage nach Zertifikaten am Markt und sind grundsätzlich politisch beabsichtigt. Insbesondere wirtschaftliche Nachfrageschocks haben in der Vergangenheit zu langfristigen Angebotsüberschüssen (bspw. nach der europäischen Finanz- und Schuldenkrise 2009-2012) oder kurzfristigen Preisabstürzen (bspw. Corona-Krise März 2020) geführt. Trotz aktuell stark steigender Preise sind solche Marktentwicklungen im Kontext des aktuellen Marktdesigns auch in der Zukunft nicht vollständig auszuschließen, und unterminieren die Planungssicherheit wirtschaftlicher Akteure und damit den Lenkungseffekt des CO₂-Preissignals für (De-)Investitionen. Die Planbarkeit und Verlässlichkeit eben dieses Preissignals ist jedoch eine zentrale Vorbedingung, um die Marktteilnehmer zu umfangreichen Defossilisierungsmaßnahmen in der Geschwindigkeit zu bewegen, die zur Erreichung der Klimaziele benötigt wird.

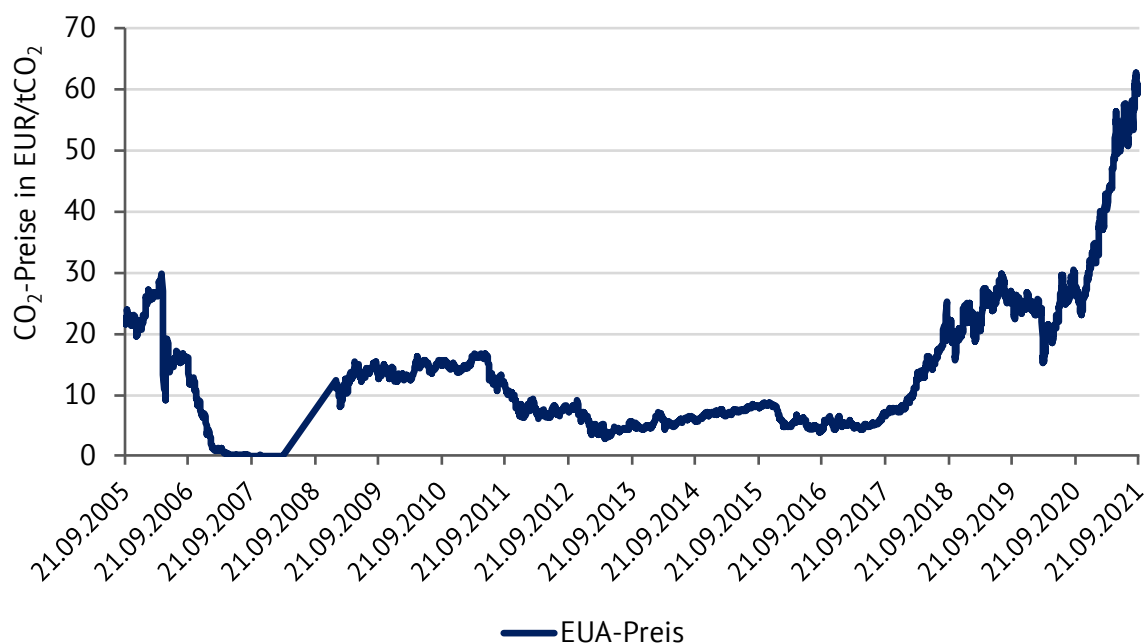


Abbildung 2: Die Entwicklung des EEX-Spotpreises für CO₂-Zertifikate von 2005 bis 2021 [Quelle: Eigene Darstellung nach Montel]

Fact 3: Um den Kohleausstieg bei gleichzeitigem Erhalt der Versorgungssicherheit beschleunigen zu können, müssen Residualstromproduktion und Systemdienstleistungen zunächst durch CO₂-ärmere, später klimaneutrale steuerbare Kraftwerkskapazitäten bereitgestellt werden. Das sind Gaskraftwerke, die zunächst mit Erdgas, später mit klimaneutralem Gas betrieben werden sollen. Der Aufbau dieser Kapazitäten erfordert neue Investitionen, die Investitionsbereitschaft ist derzeit aber niedrig. Das CO₂-Preissignal des europäischen Emissionshandels alleine macht diese Investitionen nicht verlässlich attraktiver als den Weiterbetrieb bestehender Kohlekraftwerke. Es verteuert die Energieproduktion CO₂-

intensiver Kraftwerke, nicht aber den Wert ihrer elektrischen Leistung. Es ist im Zweifel für Kraftwerksbetreiber günstiger, Kohlekraftwerke weiter zu betreiben, als das Risiko einzugehen, die Kapitalkosten eines Gaskraftwerk-Neubaus nicht erwirtschaften zu können.

Aktuell spielen Kohlekraftwerke, insbesondere flexible Steinkohlekraftwerke, eine wichtige Rolle bei der Deckung der Residuallast und der Erbringung von Systemdienstleistungen zur Stabilisierung des Stromsystems. Mit fortschreitender Verknappung steuerbarer Kraftwerksleistung im Zuge des Kohle- und Kernkraftausstiegs nimmt die Nachfrage und damit der Wert dieser Dienstleistungen weiter zu. Insofern die Klimaziele der Bundesregierung erreicht werden sollen, müssen diese Dienstleistungen zukünftig zunehmend von CO₂-ärmeren, steuerbaren Kraftwerkskapazitäten bereitgestellt werden. Hierzu zählen insbesondere Gaskraftwerke, die sich unter der Maßgabe, das langfristige Ziel der Klimaneutralität zu erreichen, ab einem gewissen Zeitpunkt in der Zukunft zudem zur Verfeuerung grünen Wasserstoffs oder anderer grüner Gase eignen müssen. Der Aufbau dieser CO₂-ärmeren und perspektivisch klimaneutralen, steuerbaren Leistung muss jedoch erst noch erfolgen. Er geht im Vergleich zum Weiterbetrieb bestehender, CO₂-intensiver Kohlekraftwerksleistung mit zusätzlichen Investitionskosten einher. Da der CO₂-Preis jedoch lediglich die Kosten CO₂-intensiver Energieproduktion pro Megawattstunde verteuert, liegen die Kapitalkosten pro Megawatt installierter Leistung von (CO₂-intensiven) Bestandskraftwerken unter den Kosten neu zu installierender (CO₂-ärmerer) Kraftwerksleistung. Potenziell niedrigere Kosten bei der Energieproduktion, die durch einen ausreichend hohen CO₂-Preis entstehen können, müssten demnach die investitionsbedingt höheren Kapitalkosten verlässlich vorhersehbar ausgleichen, damit Investitionen in neue, CO₂-ärmere Kraftwerksleistung attraktiver werden als der Weiterbetrieb bestehender Kohlekraftwerke. Dies scheint aktuell für die Mehrheit der Marktakteure nicht der Fall zu sein, da kaum neue Gaskapazitäten entstehen.⁴ Ohne Investitionen in steuerbare Ersatzkraftwerksleistung wird ein beschleunigter Kohleausstieg vermutlich jedoch an Vorgaben von Regulierungsbehörden zum Erhalt der Versorgungssicherheit scheitern.

Fazit

Der alleinige Verlass auf das CO₂-Preissignal des europäischen Emissionshandels birgt ein erhebliches Risiko, dass Kohlekraftwerke länger wirtschaftlich bleiben und der Kohleausstieg zu langsam erfolgt, um die Klimaziele der Bundesregierung zu erreichen. Um einen beschleunigten Kohleausstieg bis 2030 verlässlich zu ermöglichen, kann die Lenkungswirkung des CO₂-Preises durch weitere politische Maßnahmen flankiert werden. Wie derlei Maßnahmen aussehen könnten, wird in einem nachfolgenden Factsheet näher dargelegt.

⁴ Laut einer Studie im Auftrag des Übertragungsnetzbetreibers 50 Hertz sind aktuell lediglich rund 1,2 GW an Neubauten geplant, der Bedarf läge jedoch um ein Vielfaches höher (vgl. Consentec, 2021)

QUELLEN

UBA, 2016: CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe [online]
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf [zuletzt abgerufen am 27.08.2021].

Montelnews, 2021: Gas: NCG Frontmonth, Coal: API 2 Frontmonth, EUA: EEX EUSP European Carbon Spot. [online] <https://www.montelnews.com/en/>

Consentec (im Auftrag der 50 Hertz Transmission GmbH), 2021: Bewertung des Effekts von Kapazitätsmechanismen auf Endverbraucherkosten. [online]
<https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Medien/Pressemitteilungen/2021/Consentec-Bericht%20zu%20Kapazit%C3%A4tsmechanismen.pdf?ver=2021-06-18-174854-223>

KURZPORTRÄT ENERGY BRAINPOOL

Die Energy Brainpool GmbH & Co. KG bietet unabhängige Energiemarkt-Expertise mit Fokus auf Marktdesign, Preisentwicklung und Handel in Deutschland und Europa. 2003 gründete Tobias Federico das Unternehmen mit einer der ersten Spotpreisprognosen am Markt. Heute umfasst das Angebot Fundamentalmodellierungen der Strompreise mit der Software **Power2Sim** ebenso wie vielfältige Analysen, Prognosen und wissenschaftliche Studien. Energy Brainpool berät in strategischen und operativen Fragestellungen und bietet seit 2008 Experten-Schulungen und Trainings an. Das Unternehmen verbindet Wissen und Kompetenz rund um Geschäftsmodelle, Digitalisierung, Handels-, Beschaffungs- und Risikomanagement mit langjähriger Praxiserfahrung im Bereich der steuerbaren und fluktuierenden Energien.

IMPRESSUM

Autoren:

Michael Claußner, Fabian Huneke

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

September 2021

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die aufgrund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.