

KOMPENSATION DER KOHLE-MEHREMISSIONEN DURCH DIE ENERGIEKRISE

KURZSTUDIE

Berlin, Februar 2023

Im Auftrag der Green Planet Energy eG

M. Claußner, F. Huneke



Executive Summary

Von den Mehremissionen, die durch Verschiebungen des fossilen Energieverbrauchs im Jahr 2022 in Folge der europäischen Energiekrise auftraten, lassen sich 15,8 Mt auf den ungeplanten Weiterbetrieb von deutschen Kohlekraftwerken mit einer Bruttoleistung von 7,7 Gigawatt im Rahmen von § 50 EnWG zurückführen. Damit trug diese Maßnahme zu einem erneuten Anstieg der Emissionen im Energiesektor (+ 3 Prozent im Vgl. zu 2021) bei. Als Folge wird das deutsche Emissionsreduktionsziel für 2022 voraussichtlich knapp verfehlt, auch wenn die Emissionsziele im Energiesektor selbst – dank überdurchschnittlicher Einspeisung erneuerbarer Energien – wohl knapp erreicht werden (Agora Energiewende, 2023). Ohne den Weiterbetrieb wären die Emissionen im Energiesektor um rund vier Prozent gesunken. Weitere 69,3 Mt wurden in Europa nach Beginn des Ukraine-Krieges zwischen März und Dezember 2022 zusätzlich emittiert, weil die hohen Gaspreise den Betrieb von allen Kohlekraftwerken wirtschaftlicher machten.

Die Mehremissionen des Jahres 2022 sind effektive Mehremissionen, d. h., sie werden im Rahmen des Emissionshandelssystems (ETS) der EU nicht wirkungsgleich durch Minderemissionen in der Zukunft ausgeglichen. Eigentlich sorgt das EU ETS bilanziell dafür, dass Mehremissionen eines Jahres automatisch durch Minderemissionen in kommenden Jahren ausgeglichen werden. Dieses Prinzip greift jedoch nicht für die zusätzlichen Emissionen aus 2022, da diese Emissionen massiv in einen geplanten Korrekturschritt der Marktstabilitätsreserve (MSR) im Mai 2023 sowie in alle künftigen Korrekturschritte eingreifen. Die EU hatte für 2023 eine endgültige Löschung von Zertifikaten in der MSR geplant. Diese gelöschten künftigen Emissionsberechtigungen führen in der Planung zu einer effektiven Reduktion des gesamten Emissionsbudgets. Diese Maßnahme ist ein wesentlicher Baustein, um das EU ETS so zu reformieren, dass es konform mit den Paris-Zielen wird.

Der ungeplante Weiterbetrieb der deutschen Kohlekraftwerke reduziert jedoch die Wirkung der anstehenden Korrektur des gesamten Emissionsbudgets. Die zusätzlichen CO₂-Emissionen führen nach den Regeln der MSR dazu, dass die Reduktion des Emissionsbudgets geringer ausfällt – zunächst um 24 Prozent, nach drei weiteren Korrekturschritten um fast 100 Prozent der 15,8 Millionen Tonnen. Das bewirkt, dass die Sektoren, die im EU ETS erfasst sind, nun diese Menge mehr CO₂ emittieren dürfen. Durch den Verkauf der zusätzlichen Emissionsberechtigungen erhöhen sich die Staatseinnahmen um 1,3 Mrd. EUR, wenn man sie stark vereinfachend mit dem aktuellen Zertifikatspreis von 81,6 EUR/t bewertet.

Es gibt jedoch Handlungsoptionen, um die zusätzlichen Emissionen zu kompensieren. In dieser Kurzstudie werden vier Optionen mit unterschiedlichen politischen, rechtlichen und ökonomischen Vor- und Nachteilen beschrieben. Eine unmittelbare Handlungsoption für die deutsche Klimapolitik besteht darin, § 8 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes so zu erweitern, dass auch Mehremissionen infolge eines krisenbedingten Weiterbetriebs kompensiert werden können. Derzeit schöpft das TEHG die europarechtlichen Möglichkeiten zur Löschung von Zertifikaten nicht aus. Die europäische Klimapolitik kann das Problem umfassend im Rahmen der Reform der EU-ETS-Richtlinie und der EU-Auktionsverordnung angehen, was ebenso weitreichend wie politisch herausfordernd ist. Schließlich bleibt auch nicht staatlichen Akteuren die Option, eigenmächtig und mit hohem Kapitalaufwand Zertifikate stillzulegen.

Inhaltsverzeichnis

1. Veränderungen in der fossilen Energienutzung	4
2. Emissionen aus fossilen Kraftwerken.....	5
3. Emissionen aufgrund des Weiterbetriebs von Kohlekraftwerken.....	6
4. Einblick in die Methodik.....	7
5. Wie wirken sich die Mehr-emissionen im Emissionshandel aus?	12
6. Kompensation der zusätzlichen Emissionen innerhalb des EU ETS	14
Quellen.....	16
Impressum.....	16

1. Veränderungen in der fossilen Energienutzung

Die europäische Energiekrise in Verbindung mit dem Krieg Russlands gegen die Ukraine hat den europäischen Primärenergieverbrauch nachhaltig verändert. Der Gasverbrauch der EU hat sich von August bis November 2022 um 20,1 % verringert, bezogen auf den durchschnittlichen Verbrauch dieses Zeitraums zwischen 2017 und 2021¹. Der Vergleichszeitraum September 2021 bis August 2022 erlaubt einen Vergleich der Entwicklungen verschiedener Energieträger mit monatlichen Eurostat-Daten². Über diesen Zeitraum steht eine Reduktion des Gasverbrauchs um 7 % im Vorjahresvergleich einer Erhöhung der Stromerzeugung um 1 %, der Braunkohle-Inlandslieferung um 12 % und der Rohölimporte um 9 % gegenüber. Für Steinkohle liegen in dieser Veröffentlichung keine Daten von Eurostat vor. Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen ermittelt für das Kalenderjahr 2022 für Deutschland einen Anstieg der Stromproduktion aus Steinkohlekraftwerken um 21 % bezogen³ auf das Vorjahr, während die Stromproduktion aus Gaskraftwerken um 16 % zurückging. Alle diese statistischen Indikatoren zeigen, dass Erdgas zu weiten Teilen durch andere Brennstoffe substituiert und nicht etwa effektiv eingespart wurde.

Der Sektor der Stromerzeugung hat sich in diesem Zusammenhang stark gewandelt.

Erstens hat sich der Kraftwerkspark stark verändert, denn Kohle- und Kernkraftwerke wurde reaktiviert oder länger als geplant betrieben. Knapp 2 Gigawatt Brutto-Erzeugungsleistung von Braunkohlekraftwerken und 5,7 Gigawatt Steinkohlekraftwerke standen dem Strommarkt zusätzlich zur Verfügung, vgl. Tabelle 1. Die Rückkehr in den Strommarkt wurde durch den neuen § 50 im Energiewirtschaftsgesetz möglich. Zweitens hat der hohe Gaspreis die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke nach der Merit-Order verändert. Kohlekraftwerke haben durch die hohen Gaspreise einen wirtschaftlichen Vorteil und zeigten eine stark gestiegene Auslastung. Der Fuel Switch hin zu Erdgaskraftwerken, der vor dem Hintergrund günstiger Gaspreise und hoher CO₂-Preise um das Jahr 2020 begonnen hatte, fand im Jahr 2021 ein jähes Ende. Mag diese Entwicklung des reduzierten Erdgasverbrauchs auch die erwünschte Wirkung europäischer Energiepolitik sein, so geht mit ihr eine deutliche Erhöhung der CO₂-Emissionen einher, die in ihrer Höhe und Auswirkung im Folgenden untersucht wird.

Tabelle 1: Kraftwerke, die im Rahmen des § 50 Energiewirtschaftsgesetzes doch nicht stillgelegt wurden, sondern in indirekter Folge des Ukrainekrieges weiterbetrieben werden (im Szenario REF werden diese Kraftwerke weiterbetrieben, in den beiden Szenarien zu REF2)

Blockname	(Haupt-) Brennstoff	Bruttoleistung in MW	Inbetriebnahme	Annahme Betriebsende
JÄNSCHWALDE E	Braunkohle	512	01.01.1987	01.06.2023
JÄNSCHWALDE F	Braunkohle	512	01.01.1989	01.06.2023
NEURATH C	Braunkohle	321	21.03.1973	01.06.2023
NIEDERAUSSEM E	Braunkohle	325	12.04.1970	01.06.2023
NIEDERAUSSEM F	Braunkohle	329	03.02.1971	01.06.2023
Summe	Braunkohle	1.999		
BERGKAMEN CHP BKA A	Steinkohle	789	01.01.1981	01.04.2024

¹ Eurostat (2022): EU gas consumption down by 20.1 %, [news/w/ddn-20221220-3](https://www.eurostat.ec.europa.eu/press-releases/2022/12/03). (Datenstand Dezember 2022)

² Eurostat (2022): Energie - monatliche Daten. (Codes NRG_CB_EM, NRG_CB_GASM, NRG_CB_OILM, NRG_CB_PEM,

NRG_CB_SFFM)

³ AG Energiebilanzen (2022): Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2022 (in TWh) Deutschland insgesamt (Datenstand Dezember 2022).

BEXBACH BEX 1	Steinkohle	799	01.01.1983	01.04.2023
HEYDEN 4	Steinkohle	963	01.01.1987	31.12.2023
KRAFTWERK 1 MARL BLOCK 4 CHP	Steinkohle	61	01.01.1971	31.12.2023
KRAFTWERK 1 MARL BLOCK 5 CHP	Steinkohle	66	01.01.1983	31.12.2023
KRAFTWERK 1 MARL DAMPFWIRTSCHAFT CHP	Steinkohle	147	01.01.1940	31.12.2023
KRAFTWERK FARGE 1	Steinkohle	385	01.01.1969	01.04.2023
KWM MEHRUM BLOCK 3	Steinkohle	759	01.01.1979	31.12.2023
MODELLKRAFTWERK VÖLKLINGEN-FENNE MKV 1 CHP	Steinkohle	197	01.01.1982	01.04.2024
KRAFTWERK FARGE 1	Steinkohle	385	01.01.1969	01.04.2023
SCHOLVEN C CHP	Steinkohle	380	01.01.1969	01.04.2023
WEIHER 3 CHP	Steinkohle	721	01.01.1976	01.04.2024
Summe	Steinkohle	5.652		
Summe	Kohle	7.651		

Tabelle 2: Veränderungen der Kraftwerksemissionen zum Vorjahr, Datenquelle: Bruttostromerzeugung gemäß AG Energiebilanzen (2022) , CO₂-Emissionsfaktoren bezüglich der Bruttostromverbrauch gemäß UBA (2022)

	Bruttostromerzeugung 2022 in TWh	Bruttostromerzeugung 2021 in TWh	Veränderung in TWh	CO ₂ -Emissionsfaktoren bezogen auf die BSE in T CO ₂ /MWh _{el}	Emissionen 2022 in Megatonnen CO ₂	Veränderung ggü. 2021 in Megatonnen CO ₂
Steinkohle	66	54,6	11,4	0,7659	51	9
Braunkohle	117	110	7	1,1333	133	8
Erdgas	77,4	92,4	-15	0,3589	28	-5
Summe			3,4		211	11

2. Emissionen aus fossilen Kraftwerken

Die teilweise nachträgliche Bestimmung derjenigen Emissionen, die auf eine bestimmte energiepolitische Maßnahme (Weiterbetrieb der Kohlekraftwerke gemäß § 50 EnWG) oder Zusammenhang (Erhöhung von Gaspreisen und Verschiebung des Einsatzsignals der Merit-Order) zurückzuführen ist, kann nur über eine Vergleichsrechnung erfolgen. Die sich ändernde Auslastung von Kohlekraftwerken kann sehr viele Ursachen haben, die nicht unmittelbar mit den beiden vorgenannten zusammenhängen.

Der trockene Sommer mit geringer Erzeugung durch Wasserkraftwerke und eingeschränkter Verfügbarkeit einiger Dampfkraftwerke, die historisch niedrige Verfügbarkeit von französischen Kernkraftwerken, ein überdurchschnittliches Angebot erneuerbarer Energien – das alles hat neben dem Merit-Order-Effekt und dem Weiterbetrieb gemäß § 50 EnWG Einfluss auf die Auslastung von Kohlekraftwerken. Gemäß aktueller Auswertungen zum Bruttostromverbrauch 2022 und 2021 der AG Energiebilanzen erzeugten Kohlekraftwerke 2022 18,4 TWh mehr Strom, während Gaskraftwerke 15 TWh weniger Strom erzeugten. Diese vorläufigen Werte sind Tabelle

2 zusammengefasst und den zugeordneten Emissionen gegenübergestellt. Durch die höhere Emissionsintensität⁴ von Stein- und Braun-

kohle emittierten die drei Kraftwerkstechnologien in Summe 11 Megatonnen CO₂ mehr als 2021.

3. Emissionen aufgrund des Weiterbetriebs von Kohlekraftwerken

Der ungeplante Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken in Deutschland durch den § 50 EnWG hat im Jahr 2022 gemäß einer Marktsimulation zu Mehremissionen von 15,8 Mt geführt. Die Simulation wird im nächsten Kapitel erläutert. Von den 184 Mt CO₂-Ausstoß der Kohlekraftwerke und 28 Mt der Gaskraftwerke waren also 7,5 Prozent der Tatsache geschuldet, dass Kohlekraftwerke anders als ursprünglich geplant weiterbetrieben wurden. Gemessen am gegenwärtigen Preis pro Zertifikat von 81,6⁵ EUR/t CO₂ haben diese Emissionen einen monetären Gegenwert von 1,29 Milliarden Euro. Diese Mehremissionen lassen sich durch den Szenarienvergleich genau auf die Entscheidung zum Weiterbetrieb zurückführen. Tatsächlich sind die Mehremissionen größer, da europaweit zusätzlich ein Fuel Switch hin zu einer klar kohledominierten fossilen Verstromung stattgefunden hat. Dieser hat zwischen März und Dezember 2022 europaweit gemäß Modellierungsergebnissen mindestens 69,3 Mt Mehremissionen verursacht. Diese Emissionen haben einen Wert von 5,65 Milliarden EUR.

In der aktuellen Projektion werden nach 2022 weitere 26,2 Mt CO₂ aufgrund des Weiterbe-

triebs nach § 50 EnWG anfallen – dieses Ergebnis ist aber stark von künftigen Entscheidungen zur tatsächlichen Stilllegung der Kohlekraftwerke abhängig. Wie viele Zusatzemissionen künftig durch den Fuel Switch erfolgen werden, ist maßgeblich von Kohle-, Gas- und CO₂-Preisen abhängig. Für das Jahr 2023 betragen die europäischen Mehremissionen, die sich auf den Fuel Switch zurückführen lassen, 97 Mt. Die Emissionen für das Kalenderjahr 2022 sind besonders relevant, da sie einen gesonderten Effekt im EU ETS haben.

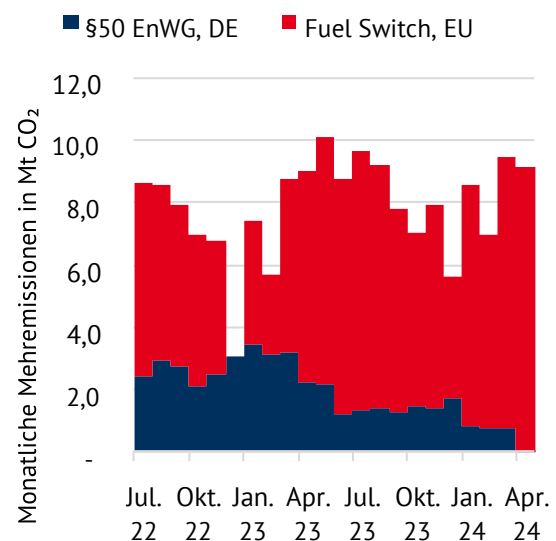


Abbildung 1: Monatliche Mehremissionen des Kraftwerkssektors als Differenz aus den beiden Szenarien REF21 (für Deutschland) und REF21_FS (für Europa) zum Referenzszenario

⁴ Umweltbundesamt (2022): Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2021.

⁵ Frontjahrespreis am 4. Januar 2023 an der EEX

4. Einblick in die Methodik

Wie viele zusätzliche Emissionen der intensivierte und verlängerte Betrieb von Kohlekraftwerken hervorruft, ist in dieser Studie durch eine stundenscharfe europäische Strommarktsimulation simuliert. Dazu dient der Vergleich der Berechnungsergebnisse dreier Szenarien, deren Unterschiede bezüglich ihrer Berechnungsannahmen nur in den zu untersuchenden, einsatzverändernden Umständen liegt. Diese sind im Folgenden beschrieben.

Vorstellung der Szenarien

Szenario REF: Das Referenzszenario berücksichtigt die derzeitige Projektion der CO₂-Emissionen, unter Beachtung der zum Modellierungszeitpunkt im Dezember 2022 bekannten und verarbeiteten Energiesystemdaten. Die Ergebnisse beschreiben, wie das tatsächliche Stromsystem im Fundamentalmodell abgebildet wird. So lange ein Großteil der energiestatistischen europäischen Daten (vor allem die europäischen Energiebilanzen von Eurostat) nicht final zur Verfügung stehen oder aufgrund des Berechnungszeitpunktes nicht in dieser Studie verarbeitet sind, können die Modellergebnisse für 2022 nicht messbare Abweichungen zur Realität aufweisen. Daher beschreibt dieses Modell, wie jedes andere, nur ein gegenwärtiges Abbild der Wirklichkeit, das von den Modellparametern des europäischen Energiesystems abhängt. Davon sind nur einige kontinuierlich integrierbar (wie z. B. Marktpreise), wohingegen andere Modellparameter erst mit teils erheblichem zeitlichem Verzug eine Modellkalibrierung erlauben (wie z. B. der monatliche Verbrauch von Brennstoffen in europäischen Kraftwerken).

Das **Szenario REF21** ist ein kontrafaktisches Szenario unter der Annahme, der Kohlekraftwerkspark hätte sich wie noch im Jahr 2021 absehbar entwickelt. Die Szenarien unterscheiden sich ausschließlich im Betriebsstatus der Kohlekraftwerke in Tabelle 1. Das Szenario beantwortet damit die Frage, wie viel CO₂ im gleichen Modell des Referenzszenarios emittiert worden wäre, unter der Annahme, dass die Kraftwerke wie geplant nicht betrieben werden. Dieses Szenario

baut auf der gleichen Datengrundlage wie das Szenario REF auf und beinhaltet so auch seine Begrenzungen. Die Betrachtung der Veränderungen zwischen den beiden Szenarien eliminiert jedoch bestimmte absolute Modellfehler, die aus der Modellabbildung unter Unkenntnis europäischer Energiesystemdaten erfolgt. Dennoch scheint es sinnvoll, die Berechnungsergebnisse zu einem späteren Zeitpunkt bei vollständiger europäischer energiestatistischer Datengrundlage 2024 zu aktualisieren.

Szenario REF21_FS (Fuel Switch): Das Szenario beschreibt physikalisch das gleiche Elektrizitätssystem wie REF21, nimmt jedoch zusätzlich einen teilweisen Fuel Switch an. Das bedeutet, dass der aus Sicht Anfang 2021 erwartbare fortschreitende kostengetriebene Wechsel von Kohle- zu Gasverstromung bei einigen Kraftwerken angenommen wird. Damit beantwortet das Szenario die Frage, wie viel CO₂ unter Annahme eines gleichbleibenden Gaspreises emittiert worden wäre. Hierzu ist für die Modellierung das Erdgaspreisniveau bei 20 EUR/MWh fixiert (Ausgangsniveau Quartal eins 2021), der Kohlepreis bei 67 \$/t (Ausgangsniveau Quartal eins 2021). Dieses Szenario beschreibt damit den Erwartungswert der Emissionen des Kraftwerkssektors ohne den Ukrainekrieg und der damit verbundenen Energiekrise. Das Szenario stellt jedoch keine komplette ex ante Analyse dar, viele andere im Vorhinein unbekannt Parameter (trockener, heißer Sommer, niedrige Kernkraftwerksverfügbarkeit) sind in allen drei Szenarien enthalten. Das geschieht, damit ein direkter Zusammenhang von Ursache und Wirkung ermittelbar ist: Die errechneten Mehremissionen lassen sich direkt auf den Fuel Switch zurückführen.

Einfluss des Merit-Order-Modells auf den Einsatz von Kohlekraftwerken

Der Kraftwerkseinsatz am Strommarkt erfolgt preisgetrieben anhand der kurzfristigen Grenzkosten, dieser Mechanismus wird durch das Merit-Order-Modell beschrieben. In dieser Modellvorstellung besteht einerseits für jede Stunde eine Zahlungsbereitschaft für den Kauf von Strom zu einem bestimmten Preis. Andererseits haften dem Einsatz von Kraftwerken unterschiedlich hohe Kosten für die Produktion einer zusätzlichen MWh Strom an. Die Reihung dieser Grenzkosten, die Merit-Order, wird in einem Fundamentalmodell stundenscharf ermittelt und der Zahlungsbereitschaft für Strom gegenübergestellt. Das geschieht unter Berücksichtigung diverser Nachfrageeinflüsse, der Wind- und Solareinspeisung, dem Stromaustausch mit Nachbarmärkten, der Verfügbarkeit von Kraftwerken und Abhängigkeit von ihren technischen Eigenschaften wie Wirkungsgrad, Flexibilität oder Kraft-Wärme-Kopplung. Die fossile Merit-Order ist für zwei Systemzustände in Abbildung

2 dargestellt. Die obere Abbildung beschreibt, wie Marktakteure zu Anfang 2021 die Merit-Order in einer typischen Stunde von 2022 erwartet haben: Hohe CO₂-Preise bei mäßigen Gas- und Kohlepreisen gekoppelt mit einem fortschreitenden Kohleausstieg verkürzen die Merit-Order und reihen einige besonders effiziente Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke, mit geringen CO₂-Emissionen, vor einige Braun- und Steinkohlekraftwerke. Die untere der beiden Abbildungen veranschaulicht den Systemzustand, wie er als Merit-Order-Modell 2022 tatsächlich vorgelegen hat: 7,6 GW zusätzliche Kohlekraftwerke, die sich bei hohen Gaspreisen ganz links in der fossilen Merit-Order befinden und damit häufig zum Einsatz kommen. In den Abbildungen ist ein Braunkohlepreis von 3 EUR/MWh eingetragen, es sei jedoch bemerkt, dass Braunkohle keinen Marktpreis hat, sondern in Form von Förderkosten auf den Einsatz der Kraftwerke Einfluss nimmt und direkt am Braunkohlerevier verstromt wird.

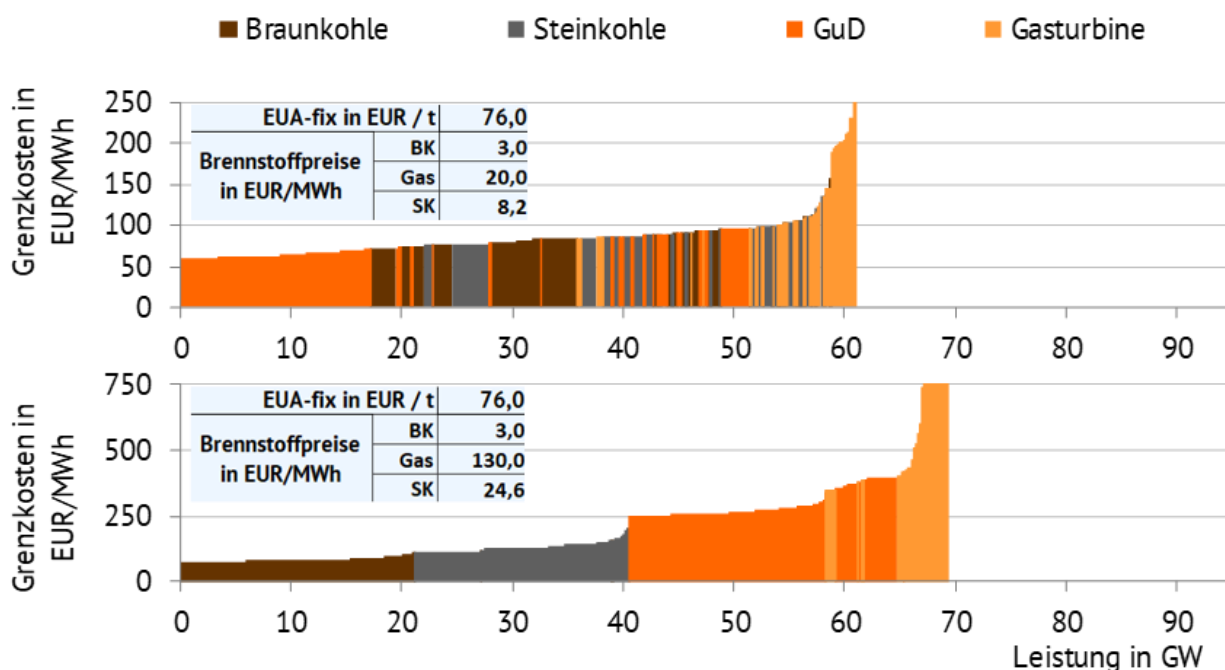


Abbildung 2: Veränderung an der fossilen Merit-Order durch Verlängerung der Kohlekraftverstromung und den Rohstoffpreiseffekt



Abbildung 3: Entwicklung des Preises für CO₂-Zertifikate (EUA: European Union Allowances) im EU ETS (EU Emission Trading)

CO₂-Preisentwicklung

In den vergangenen drei Jahren ist, im Schatten der Aufmerksamkeit für explodierende Energiepreise, der CO₂-Preis stark gestiegen. Kraftwerksbetreiber müssen je emittierte Tonne CO₂ eine europäische Emissionsberechtigung entwerfen, wobei Braunkohlekraftwerke je MWh Bruttostromerzeugung mehr als 1 Zertifikat, Steinkohlekraftwerke etwa 0,8 Zertifikate und Gas- und Dampfturbinenkraftwerke weniger als 0,4 Zertifikate benötigen. Damit wirkt sich die Vervierfachung der Zertifikatspreise von um die 20 EUR/t CO₂ auf ein Niveau von 80 EUR/t besonders stark auf die Wirtschaftlichkeit der Braun- und Steinkohleverstromung aus. Mit anderen Worten: Bei einem „normalen“ Rohstoffpreisniveau hätte der CO₂-Preis unter dem Einfluss der fortgeschrittenen europäischen Emissionsintensität die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke in Europa gedreht und effektiv kurzfristig CO₂-Emissionen vermieden. Dass dies nicht so

gekommen ist, liegt an der unvorhergesehenen Entwicklung der Energiepreise.

Abbildung 4 zeigt dazu die Entwicklung der kurzfristigen Grenzkosten seit Juni 2020. Zu Beginn ist ein älteres Steinkohlekraftwerk noch das teuerste Kraftwerk der Merit-Order, zum Jahresende hin sind es wieder Gasturbinen. Im Jahr 2021 überholen dann trotz der stark steigenden Kosten für EU-Zertifikate das effizientere Gas- und Dampfturbinenkraftwerk das Kohlekraftwerk – das nun eine sehr hohe Auslastung bei hohen Deckungsbeiträgen erzielt. Mit dem Verlauf der Abbildung wird auch deutlich, wieso die Strompreise am Großhandelsmarkt im Jahr 2022 volatil ähnliche Höhen erreichten. Je nachdem, wie häufig die drei Technologien den stündlichen Strompreis setzen, ergibt sich in einer Mischkalkulation der durchschnittliche Strompreis aus den Grenzkosten dieser Preise. Die Preise im Terminmarkt für Strom folgen über Erwartungswerte für den Spotmarkt der Zukunft der gleichen Logik.

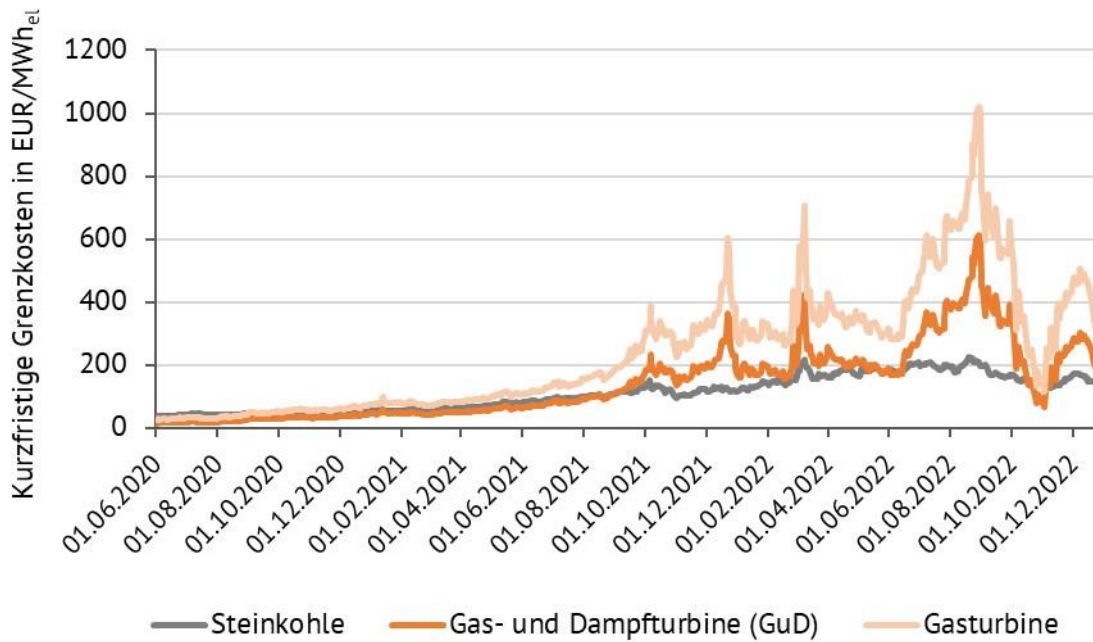


Abbildung 4: Entwicklung der kurzfristigen Grenzkosten fossiler Kraftwerke zu EUA- und Gas-Spotpreisen und den Kohle-

Kurzbeschreibung des Fundamentalmodells

Für die Berechnung der Szenarien wird das Strommarktmodell Power2Sim eingesetzt. Power2Sim ist eine von Energy Brainpool entwickelte Fundamentalsoftware zur Modellierung der europäischen Strommärkte. Die Basis bildet eine simulierte Merit-Order-Kurve, anhand derer die Großhandelsstrompreise für die einzelnen europäischen Länder stundenscharf berechnet werden. Im Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve ergibt sich der Strompreis. Das am teuersten produzierende Kraftwerk, welches zur Deckung der Nachfrage noch benötigt wird, bestimmt somit den Marktpreis.

Die kurzfristigen Grenzkosten der Stromproduktion von Erzeugungsanlagen, die verfügbare Erzeugungskapazität sowie die Nachfrage sind damit die Haupteinflussfaktoren auf die Strompreise. Im Power2Sim wird dabei nach konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen unterschieden. Bevor die verschiedenen konventionellen Kraftwerke anhand ihrer kurzfristigen Grenzkosten als Merit-Order in die Berechnung eingehen, wird die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien berücksichtigt. Der aus

erneuerbaren Energien erzeugte Strom wird von der Gesamtnachfrage abgezogen, die verbleibende Strommenge (Residuallast) muss folglich von konventionellen Kraftwerken produziert werden. Erneuerbare Energien werden im Modell je nach Technologie unterschiedlich berücksichtigt. Grundlage sind dabei stets historische Erzeugungsdaten, um die vorhandene Erzeugungssystematik möglichst genau abzubilden. Der gesamte konventionelle Kraftwerkspark ist im Power2Sim inklusive der jeweiligen Spezifika, d. h. Brennstoff, Effizienz, Verfügbarkeit etc., aus denen ein Merit-Order-Gebotspreis abgeleitet wird, hinterlegt.

Im Lastmodell wird auf Basis von Typtagprofilen, einem Ferien- und Feiertagskalender sowie dem Szenariotrend die Stromnachfrage für jedes einzelne Land stundenscharf für die Zukunft modelliert. Das Im- und Exportmodell ersetzt feste Zeitreihen des Stromaustauschs und lässt die grenzüberschreitenden Stromflüsse iterativ berechnen. Durch Einbeziehung grenzüberschreitender Lastflüsse in das System können die Strompreise im zusammenhängenden europäischen Stromübertragungsnetz so wesentlich

genauer ermittelt werden. Immer beginnend mit der größten Preisdifferenz zwischen zwei Nachbarstaaten wird eine vorher festgelegte Transfermenge in Megawatt pro Stunde ausgetauscht. Dies führt zu einer Preisangleichung zwischen den beiden Ländern, hieraus ergeben sich neue Preisdifferenzen zwischen den Ländern und es wird wieder bei der höchsten Differenz Strom ausgetauscht. Dieser Prozess wird so lange durchgeführt, bis sich alle Preise angeglichen haben oder die Grenzkupplungskapazitäten ausgeschöpft sind.

Die Strompreisbildung auf dem europäischen Energiemarkt wird folglich von zahlreichen Faktoren beeinflusst, welche bei der Entwicklung

von Strompreisszenarien zu berücksichtigen sind. Diese Faktoren werden im Power2Sim anhand der bereits erwähnten Untermodelle eingebracht. Abbildung 5 zeigt den Aufbau des Power2Sim und das Zusammenwirken zwischen den verschiedenen Untermodellen.

Die grundlegende historische Datenbasis ergibt sich aus öffentlich verfügbaren Quellen, wie z. B. Eurostat und ENTSO-E. Anhand der historischen Strompreise, Erzeugungs- und Stromaus-tauschmengen sowie Emissionen wird das Modell kalibriert.

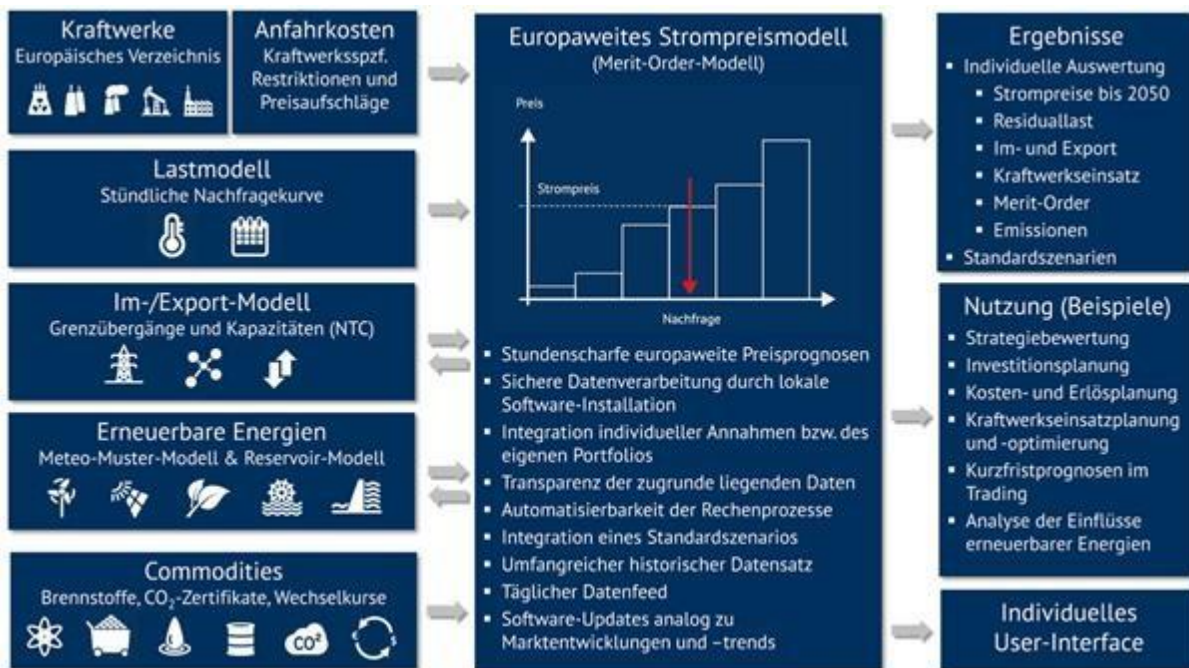


Abbildung 5: Funktionsschema Power2Sim

5. Wie wirken sich die Mehrmissionen im Emissionshandel aus?

Die Mehrmissionen wirken klimapolitisch gleichzeitig auf nationaler und europäischer Ebene. Auf nationaler Ebene tragen die Mehrmissionen dazu bei, dass die Emissionen im Energiesektor gegenüber 2021 um + 3 Prozent angestiegen sind. Als Folge wird das deutsche Emissionsreduktionsziel für 2022 voraussichtlich knapp verfehlt. Da für sich betrachtet das Sektorziel der deutschen Energiewirtschaft trotz der Mehrmissionen im Jahr 2022 voraussichtlich knapp erreicht wird (vgl. Agora Energiewende, 2023), haben die Mehrmissionen jedoch keinen direkten Einfluss auf die Aktivierung von Maßnahmen innerhalb des Klimaschutzgesetzes.

Jedoch sind Betreiber von Kohlekraftwerken im Rahmen des europäischen Emissionshandelsystems (EU ETS) dazu verpflichtet, jährlich für ihre CO₂-Emissionen Zertifikate auf dem Markt zu erwerben und beim nationalen Emissionshandelsregister entwerten zu lassen. Die zu entwertende Menge entspricht den tatsächlichen Emissionen des abgelaufenen Jahres. Jedes entwertete Zertifikat wird aus dem System „gelöscht“ und steht anderen CO₂-Emittenten im EU ETS nicht mehr zur Verfügung. Sie müssen selbst CO₂-Zertifikate am Markt nachfragen. Aufgrund ihrer Mehrmissionen müssen Betreiber der nach § 50 EnWG weiterbetriebenen Kohlekraftwerke im Jahr 2022 also nun zusätzlich insgesamt 15,8 Mt mehr als geplant entwerten lassen und damit dem Markt entziehen. Im Sinne des Klimaschutzes erscheint es wünschenswert, dass diese zusätzliche Zertifikatsnachfrage zu einer Verknappung am Markt beiträgt. Schließlich bildet sich auch der Preis für CO₂-Zertifikate aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage am Markt, und es gilt: Je teurer die CO₂-Zertifikate, desto eher werden Investitionen in CO₂-ärmere Alternativen wirtschaftlich. Um die Auswirkungen der Mehrmissionen auf die Zertifikatsmenge feststellen zu können, ist jedoch die Regulierung der Angebotsmenge im EU

ETS über die Marktstabilitätsreserve (MSR) zu berücksichtigen.

Wie funktioniert die MSR?

Die Europäische Union (EU) reguliert das Angebot im EU ETS, um Zertifikatsüberschüsse oder -engpässe zu vermeiden. Über Gesetzgebungsverfahren steuert sie, wie viele Zertifikate jährlich über Börsen neu auktioniert werden. Da in früheren Phasen des EU ETS deutlich mehr Zertifikate auf den Markt gebracht wurden, als zur Emissionsverifizierung entwertet werden mussten, entstand über die Jahre ein signifikantes Überangebot am Markt. Dieses Überangebot brachte ein sehr niedriges CO₂-Preisniveau (etwa 5 EUR/t) mit sich, sodass entsprechend wenig Transformationsanreiz hin zu CO₂-ärmeren Technologien bestand. Deshalb wurde 2019 die MSR als Mechanismus zur Löschung von Zertifikate-Überschussmengen eingeführt.

Die Feststellung eines Über- oder Unterangebots am Markt und die Überführung in die Marktstabilitätsreserve erfolgt folgendermaßen (vgl. Europäisches Parlament, 2022):

1. Zunächst wird die Anzahl der in Umlauf befindlichen CO₂-Zertifikate (Total Number of Allowances in Circulation, TNAC) berechnet.
2. Danach wird die TNAC mit gesetzlich festgelegten Schwellwerten verglichen:
 - Liegt die TNAC oberhalb eines Schwellwertes von 833 Mio. Zertifikaten (Überangebot), so werden 24 % der TNAC in die MSR überführt und die Auktionsmengen im Folgejahr gekürzt.
 - Liegt die TNAC unterhalb des Schwellwertes von 400 Mio. Zertifikaten (Unterangebot), werden 100 Mio. Zertifikate aus der MSR zurück in den Markt geführt und die Auktionsmengen im Folgejahr erhöht.

Auf diese Weise soll die sich im Umlauf befindliche Zertifikatsmenge und damit das CO₂-Preissignal des EU ETS in beide Richtungen stabili-

siert werden. Bis Ende 2021 wurden so insgesamt 2,6 Milliarden Zertifikate in der MSR gesammelt (vgl. Europäische Kommission, 2022).

Ab dem Jahr 2023 wird ein Großteil der in der MSR gesammelten Zertifikate endgültig gelöscht und steht den CO₂-Emittenten somit definitiv nicht mehr zur Einlösung für eigene Emissionen zur Verfügung. Diese regulatorische Angebotsverknappung zielt auf eine Stärkung des CO₂-Preissignals hin zu klimafreundlicheren Investitionen ab. Die zu löschende Menge ergibt sich aus der Differenz der MSR-Gesamtmenge und dem Auktionsvolumen des Vorjahres. Wie groß die für die Löschung in 2023 festzustellende MSR-Gesamtmenge ist, hängt dabei auch von den Emissionen des Jahres 2022 ab.

Welche Wechselwirkung besteht zwischen Mehremissionen und MSR? Was bedeutet das für die Auswirkung der Mehremissionen auf das EU ETS?

- Da die TNAC bereits nach Abzug der in die MSR übergeführten 24 % im Mai 2021 mit 1,1 Mrd. weiterhin deutlich über der Schwelle von 833 Mio. Zertifikaten liegt, ist auch für 2022 von der Feststellung eines Überangebots im Markt auszugehen.
- Da das Auktionsvolumen für 2022 (0,48 Mrd. gemäß EEX, 2022) deutlich unterhalb

der voraussichtlichen Zertifikatmenge der MSR (mindestens 2,9 Mrd.) liegen wird, werden alle im Mai 2023 zusätzlich in die MSR überführten Zertifikate (24 % der TNAC) definitiv gelöscht und die Zertifikatmenge effektiv verknappt.

- Die Mehremissionen aus der zusätzlichen Kohleverstromung reduzieren die TNAC um 15,8 Mt und die MSR zunächst um 24 % * 15,8 Mt.
- Die restlichen 76 % * 15,8 Mt Mehremissionen haben die TNAC dauerhaft reduziert und stehen einer weiteren Befüllung der MSR und der Zertifikatslöschung dauerhaft entgegen.

Zusammengefasst heißt das, der Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken verhindert sofort die Zertifikatslöschung durch die MSR in der Höhe von 24 % * 15,8 Mt. Nach drei weiteren Korrekturschritten wurde die Zertifikatslöschung in Höhe von fast 100 Prozent verhindert. Heute ist nicht abzusehen, wann und wie oft die MSR in Zukunft befüllt werden wird. Gehen wir im Weiteren vereinfachend davon aus, dass sich der Trend zur weiteren Marktverknappung im EU ETS bis hin zur Klimaneutralität fortsetzt und die MSR diesbezüglich auch in den kommenden Jahren regelmäßig greifen wird.

6. Kompensation der zusätzlichen Emissionen innerhalb des EU ETS

Wirksame Kompensationen im EU ETS können die EU und ihre Mitgliedstaaten gemeinsam, einzelne EU-Mitgliedstaaten einzeln oder privatwirtschaftliche Akteure organisieren. Im Folgenden sei der Handlungsraum für Lösungen skizziert. Dies ist eine Grundlage für den Abwägungsprozess zwischen einzelnen politischen, wirtschaftlichen und juristischen Chancen und Risiken der einzelnen Verfahren.

Auf EU-Ebene sind die Rechtsgrundlagen in der EU-ETS-Richtlinie und die näheren Einzelheiten in der EU-Auktionsverordnung geregelt. Aufgrund Art. 12 Abs. 4 der aktuellen **EU-ETS-Richtlinie** 2003/87/EG können Mitgliedstaaten EUAs löschen, damit nationale Klimaschutzbemühungen in ETS-Sektoren eine zusätzliche Wirkung entfalten. Dabei geht es explizit um den Fall der „Stilllegung von Stromerzeugungskapazitäten“. Eine Löschung von Zertifikaten zur Kompensation zusätzlicher Emissionen ist nicht explizit vorgesehen. Zudem ist die Löschung beschränkt auf eine Menge, die dem „Durchschnitt der geprüften Emissionen aus der betreffenden Anlage während eines Zeitraums von fünf Jahren vor der Schließung“ entspricht. Es könnte daran gedacht werden, dieses Recht zur Löschung von Zertifikaten durch eine EU-Richtlinie um ein Recht zur Stilllegung von Zertifikaten erweitern, die sich aus den Mehremissionen der europäischen Energiekrise und in Folge gehemmter Löschung in der MSR ergeben haben. Eine solche Änderung würde eine Mehrheit im EU-Parlament und im Rat erfordern.

Die Einzelheiten der Löschung sind in Artikel 25 der **EU-Auktionsverordnung** 1031/2010 geregelt. Hierin geht es um das konkrete Verfahren für die Löschung von Zertifikaten. Das Regelwerk ist auf einen klassischen Kohleausstieg und nicht auf einen Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken während einer Energiekrise ausgelegt. Sobald die ungeplant weiterbetriebenen Kohlekraftwerke tatsächlich außer Betrieb ge-

nommen werden, kann dieses Verfahren zur Löschung auf diese Kraftwerke angewendet werden. Jedoch ist die gegenwärtige Regelung, die löschbaren Emissionsmengen an durchschnittlichen Emissionen der letzten 5 Jahre auszurichten, für viele derjenigen Kraftwerke, die aufgrund §50 EnWG weiterbetrieben wurden, ungünstig. Die waren vor ihrer Stilllegung unterschiedlich lange in einer Reserve oder Bereitschaft, oder ihr Betrieb war aus sonstigen Gründen vorübergehend eingestellt. Diese Kraftwerke hatten binnen fünf Jahren im Durchschnitt wenig Emissionen, ihre zusätzlichen Emissionen während des ungeplanten Weiterbetriebs ab Juni können aber beträchtlich gewesen sein. Insofern ist eine Handlungsoption, die Auktionsverordnung so anzupassen, dass Zertifikate in der tatsächlichen Menge der Mehremissionen der europäischen Energiekrise gelöscht oder stillgelegt werden. Auch dieses Verfahren ist abhängig von einer engen europäischen Abstimmung.

Auf nationaler Ebene regelt das **Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz** (TEHG) die Löschung von Zertifikaten. Im Rahmen des Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung wurde § 8 Abs. 1 Satz 2 und 3 TEHG so angepasst, dass eine Löschung von Zertifikaten möglich ist. Dabei gibt es für diese Löschung jedoch zwei wesentliche Einschränkungen, diese deutsche Umsetzung der EU-Richtlinie geht dabei bezüglich der löschbaren Mengen nicht so weit, wie EU-rechtlich möglich. Die erste deutsche Einschränkung betrifft die Wechselwirkung mit der MSR. Hiermit soll vermieden werden, dass Zertifikate aus der deutschen Versteigerungsmenge gelöscht werden, obwohl sie so wieso in den MSR überführt würden. Die zweite deutsche Einschränkung betrifft die „Zusätzlichkeit“ der Emissionsminderung, die (aufgrund einer Strommarktmodellierung) über Gutachten festgestellt wird. Wenn statt des stillgelegten Kohlekraftwerks ein Gaskraftwerk läuft, so wird nur die Emissionsdifferenz der Berechnung zugrundegelegt. Das EU-Recht ermöglicht hingegen bereits heute eine Löschung bis zum durchschnittlichen CO₂-Ausstoß der stillzulegenden

Kraftwerke der letzten 5 Jahre – ohne weitere Einschränkungen. Da eine Änderung der europarechtlichen Vorgaben viele Hürden hat, empfiehlt sich eine Erweiterung des § 8 TEHG dahingehend, dass anlässlich einer Stilllegung eines Kohlekraftwerks auch die Mehremissionen aufgrund des ungeplanten Weiterbetriebs von Kohlekraftwerken mitgelöscht werden.

Vor dem Hintergrund des ungeplanten Weiterbetriebs von Kohlekraftwerken, der verstärkten Kohleverstromung durch den hohen Gaspreis und der gehemmten Effektivität der Löschung in der MSR ist die Sorge vor einem zu starken Markteingriff in das EU ETS aus heutiger Sicht neu zu bewerten. Eine Gesetzesänderung, die eine Löschung von Zertifikaten für den deutschen Kohleausstieg im vollen vom EU-Recht gedeckten Umfang ermöglicht, ist eine Handlungsoption ohne Abhängigkeit von der europäischen Gemengelage.

Der gewünschte kompensierende Effekt des Entzugs von Zertifikaten ohne Emissionen lässt sich auch durch **nicht staatliche Akteure** herbeiführen. Der Grundgedanke dieses Handelns ist, dem EU ETS zugeteilte Zertifikate dauerhaft auf eine Weise zu entziehen, die eine weitere Füllung der MSR nicht torpediert. In Staaten, deren Regierungen nicht bereit sind, auf die zusätzlichen Einnahmen aus der Auktionierung von EUAs zu verzichten, können nicht staatliche Akteure die-

ses Verhalten unter hohen finanziellen Aufwendungen kompensieren. Damit diese Option tatsächlich wirkungsgleich mit einer Löschung der Zertifikate in der MSR ist, dürfen die EUAs dauerhaft nicht gelöscht werden. Denn nur nicht gelöschte Zertifikate haben das Potenzial, die TNAC und die MSR zu erhöhen. Sie tragen im Rahmen des MSR-Mechanismus bei entsprechend hoher TNAC/MSR zu einer hohen Löschung bei. Würde hingegen nach dem Erwerb der Zertifikate eine Entwertung erfolgen, würde dies trotz der eingesparten Tonne CO₂ über eine Verringerung der TNAC/MSR dazu führen, dass das korrigierende Element der Löschung innerhalb der MSR ausgebremst wird.

Nicht staatliche Akteure müssen die Zertifikate daher erwerben und dauerhaft stilllegen. Zum Redaktionszeitpunkt der Studie existieren bereits nicht staatliche Initiativen, die angeben, eine solche „Stilllegung“ von Zertifikaten durchzuführen. Sie bieten privatwirtschaftlichen Akteuren eine Beteiligung an, über finanzielle Beiträge den beschriebenen Prozess durchzuführen. Gemessen am gegenwärtigen CO₂-Preis von 81,6⁶ EUR/t CO₂ belief sich die Summe zur vollständigen Korrektur der Mehremissionen aus dem Weiterbetrieb der deutschen Kohlekraftwerke auf 1,29 Milliarden Euro. Da fraglich ist, welche Akteure eine solche Summe aufwenden können und wollen, spricht viel für einen staatlichen Korrekturschritt.

⁶ Frontjahrespreis am 4. Januar 2023 an der EEX

Quellen

Agora Energiewende (2023): Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022. [online]

https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-10_DE_JAW2022/AEW_283_JAW2022_WEB.pdf [letzter Zugriff am 09.01.2023].

EEX (2022): EU ETS Auktionen. [online] <https://www.eex.com/de/maerkte/umweltprodukte/eu-etsauktionen> [letzter Zugriff am 05.01.2023].

Europäische Kommission (2021): Publication of the total number of allowances (TNAC) in circulation in 2021. [online] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.C_2021.187.01.0003.01.ENG&toc=OJ%3AC%3A2021%3A187%3ATOC [letzter Zugriff am 05.01.2023].

Europäische Kommission (2022): Publication of the TNAC in circulation in 2021. [online] https://eurlex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ%3AJOC_2022_195_R_0002 [letzter Zugriff am 05.01.2023].

Impressum

Auftraggeber: Green Planet Energy eG

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

Februar 2023

© 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.