

Deutscher Bundestag  
19. Wahlperiode  
Ausschuss für Wirtschaft und Energie

Ausschussdrucksache 19(9)620(neu)  
25. Mai 2020



## 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. Mai 2020

Dr. Felix Chr. Matthes

**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](mailto:info@oeko.de)  
[www.oeko.de](http://www.oeko.de)



## A. Vorbemerkungen

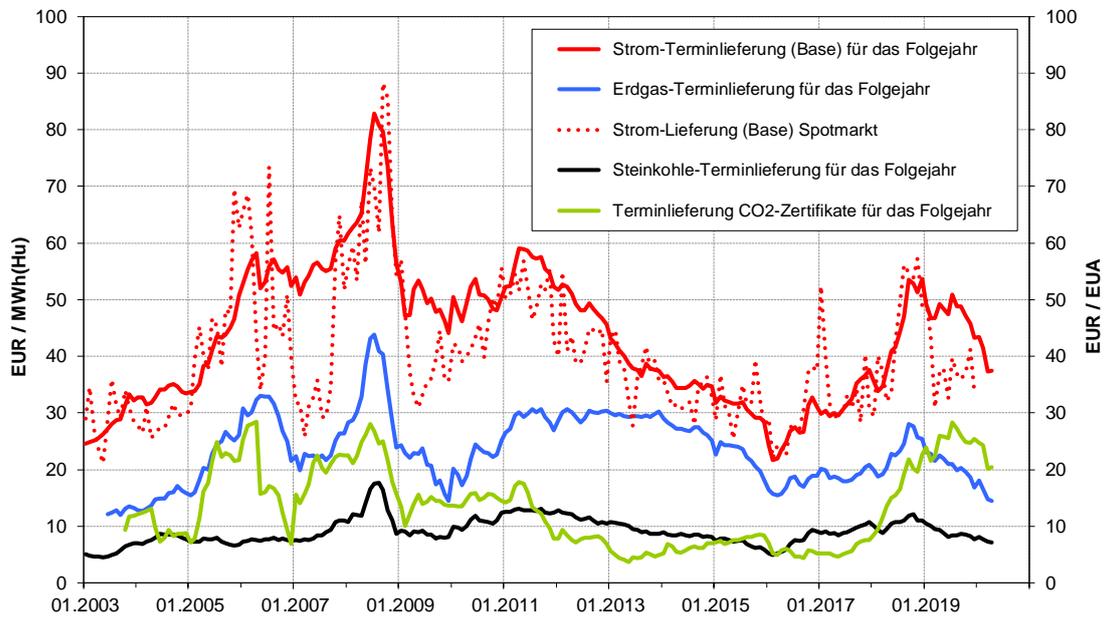
(1) Die **Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“** (KWSB) hat im Januar 2019 mit ihrem Bericht ein Bündel von Empfehlungen vorgelegt, mit denen der Ausstieg aus der Kohleverstromung für Deutschland sowie dessen regionalwirtschaftliche, arbeitsmarktpolitische und energiepolitische Begleitung vollzogen werden kann. Diese Empfehlungen wurden **nach schwieriger Kompromissuche** von einer sehr **großen Mehrheit** der Kommission angenommen und bilden nach wie vor ein **ausgewogenes Paket**.

(2) Die Bundesregierung ist mit ihren Verhandlungen bzw. mit ihren Gesetzentwürfen diesen Empfehlungen **nur teilweise** und in einigen Punkten **eher unausgewogen bzw. selektiv** gefolgt. Dies ist natürlich vollkommen legitim, dennoch sollten und können vor diesem Hintergrund die vorliegenden Gesetzesentwürfe **nicht mehr mit Bezug auf die weitgehend konsensualen Empfehlungen der Kohlekommission legitimiert** werden. Hätte das heute vorliegende Regelungspaket in der KWSB zur Abstimmung gestanden, wäre ohne jeden Zweifel eine Zustimmung durch zwei Drittel der Kommissionsmitglieder nicht möglich gewesen. Gleichwohl spiegeln die vorliegenden Regelungsentwürfe der Bundesregierung die von der KWSB vorgenommene **Strukturierung der Lösungsansätze** sehr weitgehend, wenn auch in zentralen Regelungspunkten nicht mehr die konkreten Handlungsempfehlungen innerhalb dieser Strukturierung.

(3) Seit dem Beratungszeitraum der KWSB, teilweise aber auch seit dem Beginn der Arbeiten der Bundesregierung an der Umsetzung des Kohleausstiegs in Deutschland hat sich das **marktliche Umfeld für die Kohleverstromung** in Deutschland jedoch **signifikant verändert**:

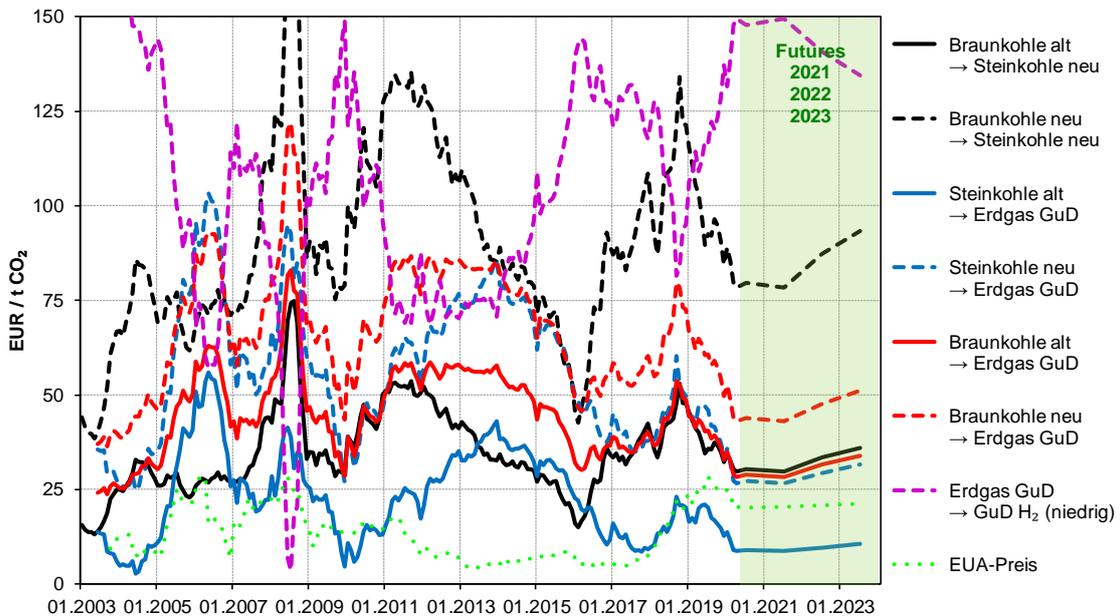
- Auf den **Brennstoffmärkten** sind strukturelle Veränderungen zu beobachten. Der Unterschied zwischen Steinkohle- und Erdgaspreisen hat sich in den letzten Monaten signifikant verändert (Abbildung A-1), so dass die Steinkohleverstromung im deutschen wie auch im europäischen Markt massiv unter Druck geraten ist und in erheblichem Maße Marktanteile verloren hat.
- Teilweise als Folge von Brennstoffpreisveränderungen, teilweise aber auch als Resultat des (durch die COVID-19-Krise, aber keineswegs nur deshalb) veränderten Stromverbrauchs und der steigenden Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien sind die **Großhandelspreise** im für Deutschland relevanten im zentral-westeuropäischen Strommarkt deutlich gesunken. Damit hat sich die Ertragssituation jeglicher Stromerzeugung erheblich verschlechtert, angesichts der hohen Fixkostenanteile im Bereich der Kohlenverstromung ist diese von den Strompreisveränderungen besonders betroffen (dies gilt zwar auch für die regenerative Stromerzeugung, hier entstehenden jedoch aus der Perspektive der Anlagenwirtschaftlichkeit wegen der diversen Flankierungsmechanismen keine vergleichbaren Folgen).

**Abbildung A-1: Großhandelspreise für Strom, Brennstoffe und Emissionsberechtigungen des EU ETS, 2003 bis April 2020**



Quelle: Öko-Institut

**Abbildung A-2: Brennstoffwechselkosten im zentral-westeuropäischen Strommarkt, 2003 bis 2023**



Quelle: Öko-Institut

- Die **CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise** im Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS) sind seit Anfang 2018 massiv gestiegen (Abbildung A-1), seit Ende 2019 dann wieder leicht gesunken und haben sich seitdem wieder stabilisiert. Die aktuellen CO<sub>2</sub>-Preisniveaus sind jedoch wiederum fundamental nicht erklär- und daher letztlich wenig belastbar, sie erreichen jedoch inzwischen Niveaus, bei denen die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken zunehmend und erheblich unter Druck gerät (Abbildung A-2).

(4) Gravierende Veränderungen haben sich jedoch auch mit Blick auf das **energie- und klimapolitische Umfeld** ergeben. Mit dem Vorschlag der neuen Europäischen Kommission für einen *European Green Deal* werden die international rechtsverbindlichen Treibhausgas-Emissionsminderungsziele der EU für das Jahr 2030 von derzeit 40% ggü. 1990 auf 50 bis 55% angehoben werden und wird das Ziel der Treibhausneutralität bis zur Mitte dieses Jahrhunderts als neues Langfristziel etabliert. Wenn auch die genaue Zielfestsetzung und deren Umsetzung in europäisches Recht noch nicht feststehen, ist mit hoher Sicherheit davon auszugehen, dass ein erheblicher Teil der zusätzlichen Emissionsminderung von Sektoren bzw. Anlagen erbracht werden muss, die heute vom EU ETS erfasst werden. Angesichts der kurzfristigen Vermeidungskostensituation (vgl. Abbildung A-2) könnten damit die **Preise für Emissionsberechtigungen des EU ETS** relativ schnell in Regionen **steigen**, bei denen die Kohleverstromung sowohl für Steinkohle als auch für Braunkohle und hier sowohl für Alt- als auch für Neuanlagen zur Disposition steht.

(5) Die erhebliche **Volatilität bzw. Variabilität des Marktumfelds** zeigen gleichzeitig, dass eine Kohleausstiegsstrategie, die ausschließlich auf das Marktumfeld setzt, nicht hinreichend **robust und berechenbar** ist, wobei dies sowohl für die Klimapolitik, aber auch den Energiemarkt, die Beschäftigten und die Regionen gilt. Der Grundansatz der KWSB, den Kohleausstieg über die politisch getriebene Herausnahme von Kohlekraftwerkskapazitäten zu adressieren, ist damit **nach wie vor richtig**. Die Nutzung zusätzlicher Beiträge der CO<sub>2</sub>-Bepreisung (wie im Sondervotum von sechs Kommissionsmitgliedern für einen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis dargelegt) und die regelungstechnische Berücksichtigung der **Wechselwirkungen** zwischen stilllegungsorientierter Kohlepolitik und dem dynamischen Brennstoff- bzw. CO<sub>2</sub>-Preisumfeld bilden jedoch wichtige Dimensionen, die in den bisher vorgelegten Regelungsvorschlägen nur **unzureichend abgebildet** sind (vgl. dazu insbesondere Abschnitt C).

## B. Kohleausstiegspfad

(6) In den Empfehlungen der KWSB wurde ein großer Wert auf einen **möglichst stetigen und berechenbaren Abbaupfad für die Kohle-Verstromung** bzw. die entsprechenden **Emissionsminderungen** gelegt. Diese Stetigkeitsforderung in ihren unterschiedlichen Dimensionen (Erzielung möglichst niedriger kumulierter Emissionen, Begrenzung von Verteilungskonflikten zwischen den Betreibern im Bereich der Stein- und Braunkohleverstromung, Berechenbarkeit für den Strommarkt sowie für Beschäftigte und Regionen) war ein wesentliches Element der Kompromissfindung in der KWSB:

- „Die Verringerung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2023 bis 2030 erfolgt möglichst stetig. 2025 erfolgt dabei ein substanzieller Zwischenschritt bei der Emissionsminderung von 10 Mio. t CO<sub>2</sub> möglichst durch ein Innovationsprojekt [dieses war in den Schlussverhandlungen mit Blick auf die Braunkohlekraftwerke in der Lausitz in die Verhandlungen eingebracht worden, Felix Chr. Matthes]“ (KWSB-Bericht S. 63)
- „Teil des Einvernehmens sollte aus Gründen der Versorgungssicherheit und eines geordneten Strukturwandels eine möglichst stetige Reduktion der Braunkohlekapazitäten im Markt sein.“ (KWSB-Bericht S. 63)
- „Die Bundesregierung soll im Bereich der Steinkohlekraftwerke einen möglichst stetigen Abbau der Kapazitäten im Markt verfolgen.“ (KWSB-Bericht S. 64).

(7) Die prominente Rolle stetiger Entwicklungen in den Empfehlungen der KWSB spiegelt sich auch im **Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)** wider. Hier ist in § 4 Abs. 1 niedergelegt:

- ... Im Sektor Energiewirtschaft sinken die Treibhausgasemissionen zwischen den angegebenen Jahresemissionsmengen [gemäß Anlage 2 KSG für 2020: 280 Mio. t CO<sub>2</sub>, für 2022: 257 Mio. t CO<sub>2</sub> sowie für 2030: 175 Mio. t CO<sub>2</sub>, zum Vergleich für 2019: 254 Mio. t CO<sub>2</sub>, Felix Chr. Matthes] möglichst stetig ...

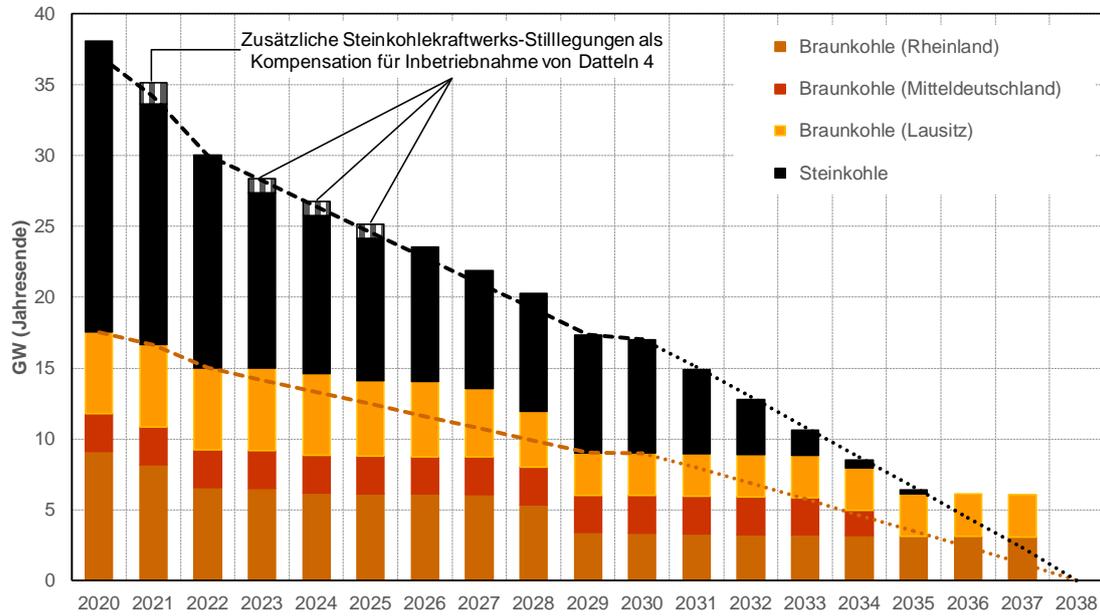
Die stetige Emissionsminderung (von 2022 bis 2030 jährlich etwa 10 Mio. t CO<sub>2</sub>) wird damit im **Review-Prozess zum Kohleausstieg** (2023, 2026, 2029), aber auch und besonders in den **Monitoring- und Anpassungsverfahren zum KSG** (jährlich) eine herausgehobene Rolle spielen.

(8) Die (mehrdimensionalen) **Stetigkeitsempfehlungen der KWSB** bzw. die **Stetigkeitsvorgabe des KSG** wurden jedoch im Umsetzungskonzept der Bundesregierung zum Kohleausstieg letztlich **nicht abgebildet**. Die Stetigkeit, verstanden als möglichst lineare Reduktion der Kohlekraftwerkskapazitäten, wird hier allein für die Summe aus Stein- und Braunkohlekraftwerkskapazitäten verfolgt (Abbildung B-1).

Damit ergeben sich weder für die Emissionsentwicklung (angesichts der unterschiedlichen Emissionsbeiträge von Braun- und Steinkohlekraftwerken) noch für die Kapazitätsentwicklung bei einerseits Stein- und andererseits Braunkohlekraftwerken stetige Trends (Abbildung B-2):

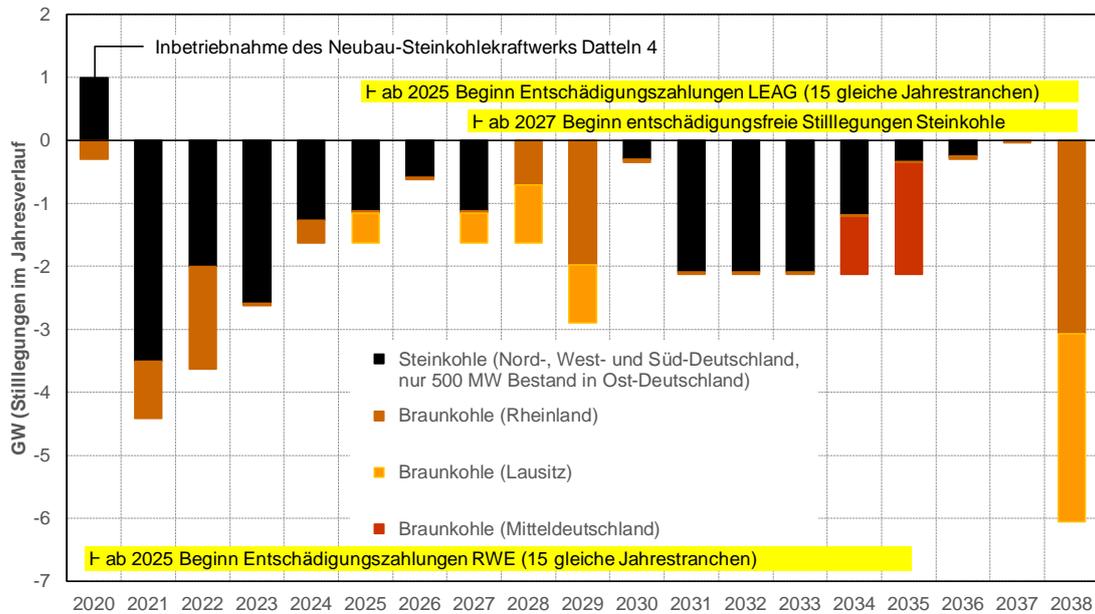
- Im Bereich der **Braunkohlekraftwerke** erfolgt der **Kapazitätsabbau in drei großen Wellen**: Anfang der 2020er Jahre (im Rheinland), Ende der 2020er Jahre (in der Lausitz und im Rheinland), in den Jahren 2034/35 (im mitteldeutschen Revier) sowie im Jahr 2038 (im Rheinischen und im Lausitzer Revier).

**Abbildung B-1: Entwicklung der Kohlekraftwerks-Kapazitäten (Jahresende), 2020 bis 2038**



Quelle: Öko-Institut

**Abbildung B-2: Jährliche Veränderung der Kohlekraftwerks-Kapazitäten, 2020 bis 2038**



Quelle: Öko-Institut

- Im Bereich der **Steinkohlekraftwerke** ergibt sich damit eine relativ frühe **Squeeze-out-Situation** mit einem sehr starkem Kapazitätsabbau in der ersten Hälfte der 2020er Jahre sowie in den Jahren 2031 bis 2034. Leicht verstärkt wird der un stetige Kapazitätsabbau im Bereich der Steinkohlekraftwerke noch durch die zusätzlichen Kapazitätsreduktionen zum Ausgleich der – nach den Empfehlungen der KWSB möglichst zu vermeidenden – Neuinbetriebnahme des Kraftwerksblocks Datteln 4 (mit diesen zusätzlichen Stilllegungen werden ca. drei Viertel der Zusatzemissionen des Kraftwerksblocks Datteln 4 ausgeglichen).
- Im Vergleich zu einem als linear verstandenen Stetigkeitsansatz im Bereich der Braunkohlekraftwerke kommt es im Zeitraum bis 2030 zu **kumulierten Mehremissionen** von etwa 40 Mio. t CO<sub>2</sub>, im Zeitraum nach 2030 (für den die KWSB allerdings keine explizite Stetigkeitsempfehlung abgegeben hatte) ergeben sich nochmals Mehremissionen von etwa 90 Mio. t CO<sub>2</sub>.

Eine Vorziehung der Stilllegung von ca. 2 bis 3 GW Braunkohlekraftwerkskapazitäten auf Mitte der 2020er Jahre sowie eine Vergleichmäßigung des Kapazitätsabbaus im Bereich der Braunkohlekraftwerke nach 2030 könnte die klimaschutzseitigen Effekte deutlich verbessern, die Verzerrungen zwischen Braun- und Steinkohlekraftwerksstilllegungen massiv abbauen helfen und ggf. auftretende Verwerfungen im Strommarkt verhindern.

### C. Entschädigungszahlungen

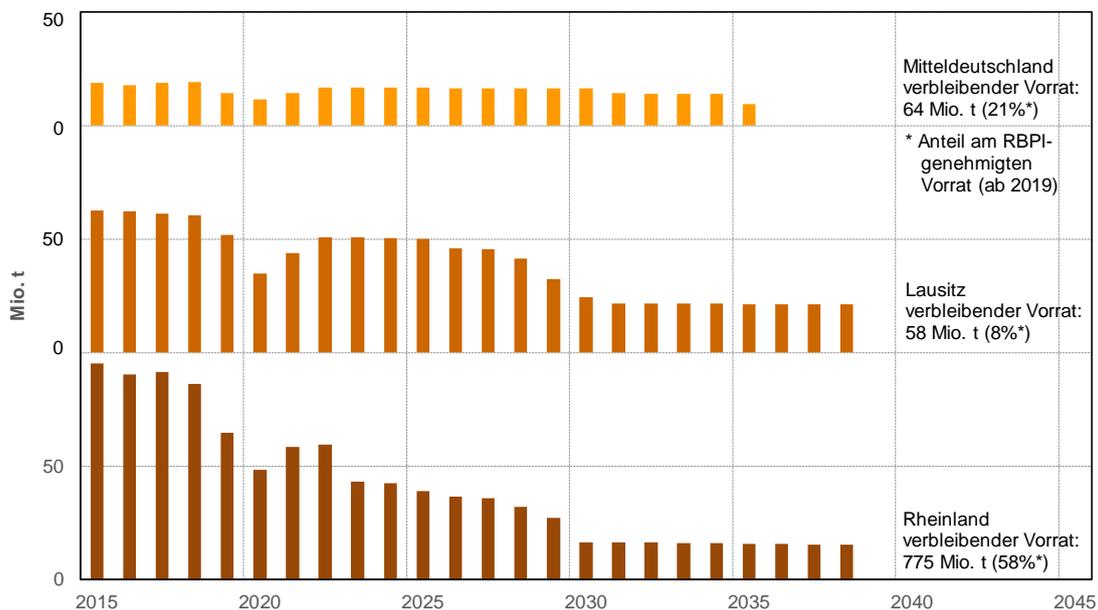
(9) Neben den marktgetriebenen Anlagenschließungen sollen für die darüber hinausgehenden Kraftwerksstilllegungen insgesamt **sechs verschiedene Mechanismen** zum Tragen kommen:

- Braunkohle-Kraftwerksstilllegungen über **regelbasierte Entschädigungszahlungen** („Sicherheitsbereitschaft II“) für drei Blöcke (2025, 2027, 2029), die sich an den Regelungen zur Sicherheitsbereitschaft nach § 13g EnWG orientieren;
- Braunkohle-Kraftwerksstilllegungen bis 2030 über **verhandelte Entschädigungszahlungen**, die nach dem bisherigen Entwurfsstand zwischen der Bundesregierung und den Betreibern ausgehandelt, im Gesetz fixiert und in öffentlich-rechtlichen Verträgen niedergelegt werden sollen, die der Zustimmung des Bundestages bedürfen;
- Braunkohle-Kraftwerksstilllegungen ab 2030 **ohne Entschädigungszahlungen**;
- Steinkohle-Kraftwerksstilllegungen bis längstens 2026 (bei Unterzeichnung der entsprechenden Ausschreibungen ggf. schon ab 2024) mit Entschädigungszahlungen, die über **Versteigerungsverfahren** (mit degressiven Höchstpreisen) festgelegt werden;

- Steinkohle-Kraftwerksstilllegungen ab spätestens 2027 (bei Unterzeichnung der Ausschreibungen ggf. schon ab 2024) **ohne Entschädigungszahlungen**;
- Stilllegung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Kohlebasis über die Finanzierung von Ersatzanlagen über das **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz** (KWKG, vgl. auch Abschnitt E).

(10) Die regelbasierten Entschädigungszahlungen für die **Sicherheitsbereitschaft** der Braunkohle-Kraftwerksblöcke Jänschwalde A (31.12.2025 bis 31.12.2028), Jänschwalde B (31.12.2027 bis 31.12.2028) sowie Niederaußem G oder H (31.12.2029 bis 31.12.2033) basieren auf den Regeln, die für die Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlenkraftwerken nach § 13g EnWG entwickelt worden sind. Die Vergütung richtet sich dabei nach der zum Zeitpunkt des Marktaustritts an den Märkten absehbaren Ertrags-situation sowie den historisch nachweisbaren Kosten bzw. den daraus ermittelten entgangenen Deckungsbeiträgen. Dieses Verfahren ist sachlich angemessen und beihilfe-rechtlich bestätigt. Ob die Überführung der genannten Kraftwerksblöcke in die Sicherheitsbereitschaft energiewirtschaftlich notwendig ist, wird im Zeitverlauf nochmals geprüft, eine zusätzliche Entschädigungszahlung bei Wegfall der Sicherheitsbereitschaft (unbeschadet der Stilllegungen zu den entsprechenden Zeitpunkten) soll nicht anfallen.

**Abbildung C-1: Entwicklung der Rohkohleförderung in den drei deutschen Braunkohlerevieren, 2015 bis 2038**



Quelle: Öko-Institut

(11) Die verhandelten Entschädigungszahlungen für die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken sollen für die **entgangenen Strommarkterlöse** (aus den Bergbaupflichtungen, Personalkosten etc. zu tragen sind) sowie die Kosten für **Personalre-**

**strukturierungen und Umplanungen bzw. den Umbau der Tagebaue** gewährt werden. Wie die Abbildung C-1 verdeutlicht<sup>1</sup>, ergibt sich für die veränderte Tagebauentwicklung wegen der vorgesehen Kraftwerksstilllegungen nur für das Rheinische Revier eine signifikant veränderte Situation. Im Lausitzer Revier werden die bisher durch Rahmenbetriebspläne (und damit für den Abbau) genehmigten Braunkohlevorräte fast vollständig abgebaut und im Mitteldeutschen Revier entstehen die verringerten Förderungen erst durch Stilllegungen nach 2030, die grundsätzlich als entschädigungsfrei angesehen werden.

(12) Die von den stillzulegenden Kraftwerken zukünftig erwirtschaftbaren Deckungsbeiträge (an denen sich Entschädigungszahlungen zu orientieren haben) hängen im hohen Maße vom Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Marktumfeld ab. Abbildung C-2 sowie Abbildung C-3 zeigen in der Rückschau, wie sich diese Deckungsbeiträge in den letzten 20 Jahren entwickelt haben.

Die **aktuelle Situation** im Bereich der Braunkohleverstromung ist so davon gekennzeichnet, dass

- ältere Braunkohlekraftwerksblöcke die fixen Betriebskosten der Kraftwerke nur knapp und jegliche fixe Betriebskosten der Braunkohletagebaue sowie die Renaturierungskosten (jeweils anteilig) in keiner Weise erwirtschaften können;
- neue Braunkohlekraftwerke die fixen Betriebskosten der Kraftwerke voll, die kurzfristig abbaubaren fixen Betriebskosten der Tagebaue (anteilig) ebenfalls voll, die mittelfristig abbaubaren fixen Betriebskosten (anteilig) aber nur noch teilweise abdecken und keinerlei Beitrag zur Refinanzierung der Investitionskosten mehr leisten können.

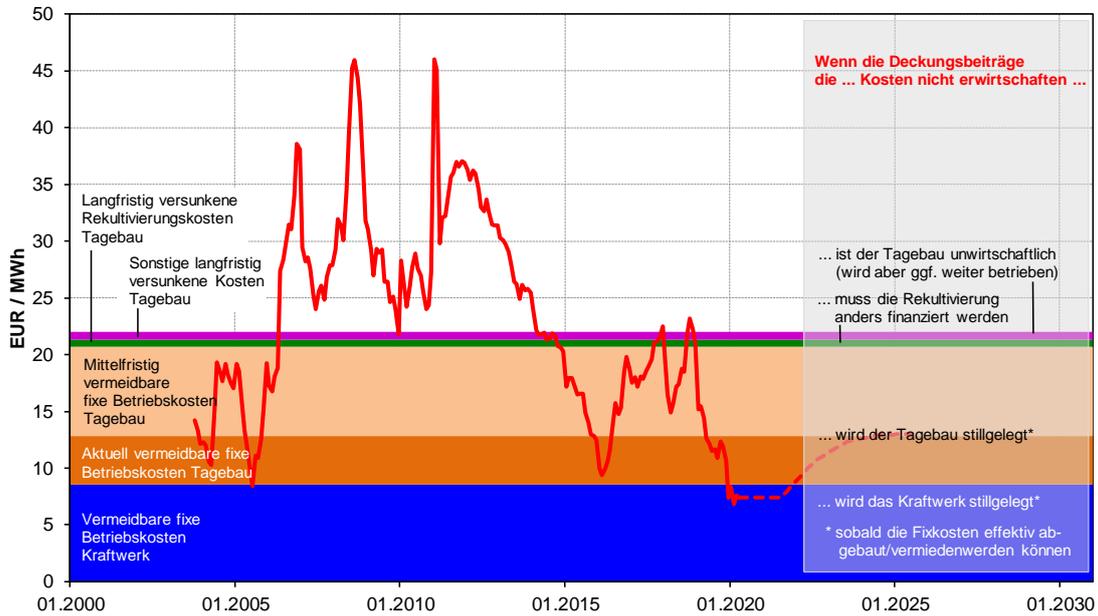
Absicherungsgeschäfte für den Verkauf von Strom bzw. den Erwerb von Emissionszertifikaten können hier ggf. zu zeitlichen Verschiebungen führen, heben aber die wirtschaftliche Situation insgesamt nicht auf.

Vor diesem Hintergrund, mit Blick auf die erhebliche Schwankungsbreite der erwirtschaftbaren Deckungsbeiträge in der Vergangenheit, das mit Blick auf den Marktanteil erneuerbarer Energien sowie die CO<sub>2</sub>-Preise für Kohlekraftwerke tendenziell schwieriger werdende Umfeld und die letztlich weitgehend offene Entwicklung der Erdgas- und Steinkohlepreise (mit ihren Ausstrahlungswirkungen auf die Strompreisniveaus) **verbieht sich die Verwendung pauschalierender Annahmen zur Fixierung von Entschädigungszahlungen**, insbesondere, wenn die Stilllegungszeiträume teilweise sehr stark auseinanderfallen.

---

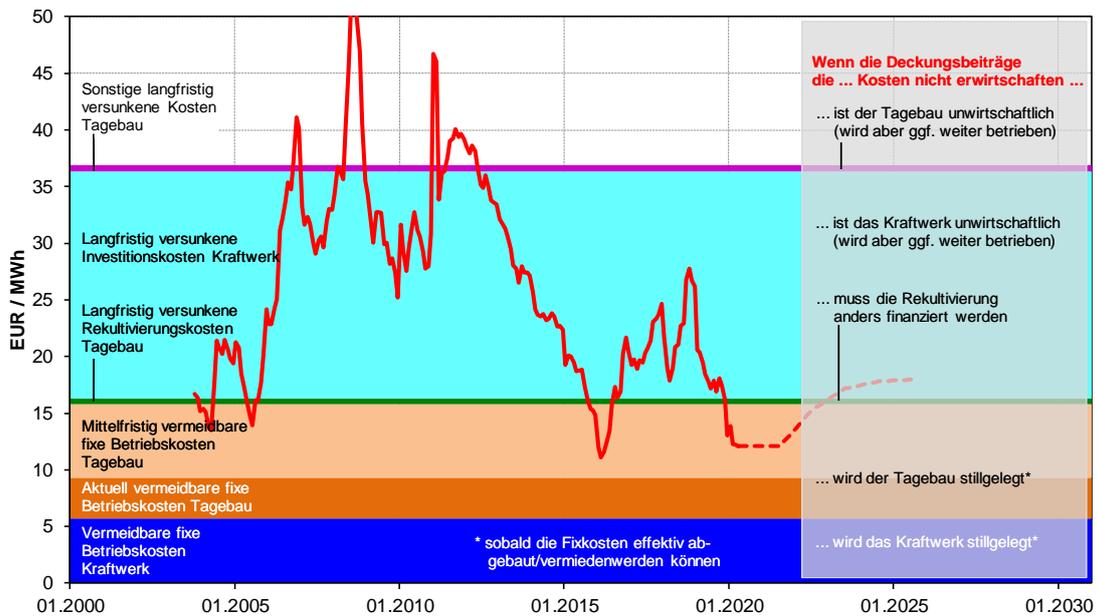
<sup>1</sup> Die revier- bzw. tagesbauspezifische Förderung bis 2019 wurde der Branchenstatistik des Deutschen Braunkohlen-Industrie-Vereins (DEBRIV) entnommen, für 2020 wurde die Minderproduktion des ersten Quartals auf das volle Jahr hochgerechnet und für 2021 wurde ein hälftiger Ausgleich der spezifisch für das Jahr 2020 zu unterstellenden Situation in Ansatz gebracht. Für den folgenden Zeitraum wurde eine Entwicklung modelliert, die sich aus Kraftwerksabschaltungen einerseits sowie der sich im Zuge der Stromsystementwicklung zurückgehenden Kraftwerksauslastungen ergibt. Der Braunkohleverbrauch von Kleinanlagen sowie für die Produktveredelung wurde mit berücksichtigt.

**Abbildung C-2: Deckungsbeiträge (Lignix35 – Clean Brown Spread) für alte Braunkohlekraftwerke**



Quelle: Öko-Institut

**Abbildung C-3: Deckungsbeiträge (Lignix42 – Clean Brown Spread) für neue Braunkohlekraftwerke**



Quelle: Öko-Institut

(13) Der Vergleich der mit RWE und LEAG ausgehandelten pauschalen Entschädigungszahlungen unterstreicht die in hohem Maße **fragliche Belastbarkeit** der im Gesetzentwurf genannten Summen:

- Seitens LEAG werden im Verlauf der 2020er Jahre und mit einem klaren Schwerpunkt in den Jahren 2027, 2028 und 2029 (2,3 GW) insgesamt 2,8 GW Kraftwerksleistung stillgelegt, für die 1,75 Mrd. € Entschädigung gezahlt werden sollen. Angesichts der Erwartung, dass es hier zur sehr weitgehenden Ausförderung der bergrechtlich genehmigten Braunkohlevorräte kommen dürfte, können hier tagebaubedingte Entschädigungen nicht in Ansatz gebracht werden. Die Entschädigungssumme von 625 Mio. €/GW entspricht relativ gut den für die Sicherheitsbereitschaft nach § 13g EnWG in den vergangenen 4 Jahren veranschlagten Summen, wobei sich zumindest ein Teil des Marktumfeldes v.a. Ende der 2020er Jahre (Anteil erneuerbarer Stromerzeugung, CO<sub>2</sub>-Preise) tendenziell deutlich verschlechtert haben dürfte.
- Seitens RWE werden im Verlauf der 2020er Jahre insgesamt 5,4 GW Braunkohlenkraftwerkskapazität stillgelegt. Ein 600 MW-Block des Kraftwerks Niederaußem soll zwar bereits Ende 2029 (mit entsprechender Vergütung) in die Sicherheitsbereitschaft überführt werden, der Stilllegungszeitraum im Sinne der Entschädigung liegt aber nach dem Jahr 2030. Auch wenn in Betracht gezogen wird, dass erstens für die Stilllegung von zwei 600 MW-Blöcken des Kraftwerks Weisweiler wegen der bisher für 2030 terminierten Stilllegung des Tagebaus Inden nur eine Vorverlegung der Stilllegung für 1 bzw. 2 Jahre veranschlagt werden kann und die spezifische Situation der sehr ineffizienten und zuerst unwirtschaftlichen 300 MW-Blöcke mit einer Gesamtleistung von 1,8 GW zu berücksichtigen ist, so erscheint hier die Entschädigungszahlung von 2,6 Mrd. € (davon wohl ca. 1 Mrd. € für die Umstellung des Tagesbaus) mit Blick auf die für die LEAG vorgesehenen Zahlungen als erklärungsbedürftig, insbesondere wenn die wiederum vergleichsweise frühen Stilllegungszeitpunkte der RWE-Kraftwerke berücksichtigt werden.

(14) Mit Blick auf die Bandbreite des Marktumfeldes in der Vergangenheit, die Trends und Unsicherheiten bei den zukünftigen Rahmenbedingungen für die Braunkohlenverstromung, aber auch die unverkennbaren Asymmetrien bei den Entschädigungszahlungen zwischen den Revieren erscheint es als dringend geboten, die verhandelten durch klar **regelbasierte Entschädigungssummen** zu ersetzen.

In Anlehnung an die Regelungen zur Sicherheitsbereitschaft in Anlage 3 des Gesetzentwurfs könnten in §§ 42 und 43 die festen Summen durch einen Verweis auf eine neu einzufügende Anlage 3a ersetzt werden, die die folgende Regelung definiert:

„Anlage 3a (zu § 42 und 43)

Entschädigung für endgültige Stilllegungen von Braunkohleanlagen

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

Im Sinne dieser Anlage ist oder sind:

[Definitionen analog Anlage 3 (zu §42 und 43), mit Ausnahme bzw. der Ergänzung der folgenden Parameter]

- $V_i$  die Entschädigung, die ein Betreiber insgesamt für eine stillzulegende Anlage  $i$  erhält,
- $t$  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,
- $PK_i$  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, 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.“

Mit dieser Regelung würde (mit Ausnahme der Ende der 2020er Jahre geplanten Stilllegungen der beiden 600 MW-Blöcke des Kraftwerks Weisweiler) eine Vorziehung der Stilllegung um durchschnittlich 3 Jahre in Ansatz gebracht. Insbesondere für die alten Braunkohle-Kraftwerksblöcke in der Lausitz wäre dies eine explizit **großzügige Regelung**, da

- die Abweichungen zwischen den dem Verkauf von Vattenfall an die neuen Eigentümer zugrunde liegenden Business-Planungen sowie den nunmehr ausgehandelten Stilllegungszeitpunkte sehr gering sind oder
- andernfalls die Versorgung der neuen Blöcke im Lausitzer Revier auf Basis der bergrechtlich genehmigten (und so entschädigungsfähigen) Braunkohlevorräte nur bis etwa 2036 möglich gewesen wäre.

(15) Neben der Höhe der Entschädigungszahlungen ist der im Gesetzentwurf spezifizierte **Auszahlungsmodus** klar zu kritisieren. Nach § 42 Abs. 2 Nr. 4 des Gesetzentwurfs soll die Entschädigung in fünfzehn gleich großen Jahrestanchen, beginnend zum Zeitpunkt der ersten endgültigen Stilllegung eines Kraftwerksblocks des Betreibers

(gemeint, aber nicht eindeutig spezifiziert ist hier offensichtlich das Datum in Spalte 6 der Tabelle der Anlage 2) bzw. der Beendigung des Regelbetriebs eines Kraftwerksblocks des Betreibers (gemeint und durch den Verweis auf den Regelbetrieb hinreichend spezifiziert ist hier das Datum in Spalte 5 der Tabelle der Anlage 2, sofern die Überführung in die Sicherheitsbereitschaft zum gegebenen Zeitpunkt als notwendig deklariert wird). Damit ergibt sich wiederum eine stark **asymmetrische Situation**:

- die Zahlungen an die LEAG beginnen im Jahr 2025 mit der geplanten Überführung des Blocks Jänschwalde A in die Sicherheitsbereitschaft, im Verlauf der ersten 3 Jahre würden ca. 350 Mio. € für die Stilllegung bzw. den Marktaustritt von 0,9 GW Braunkohle-Kraftwerkskapazität bzw. für die ersten 4 Jahre 470 Mio. € für die Stilllegung von 1,9 GW gezahlt, dazu käme noch die Vergütung für die Sicherheitsbereitschaft des Kraftwerksblocks Jänschwalde A;
- die Zahlungen an RWE sollen im Jahr 2020 beginnen, nach 3 bzw. 4 Jahren würden 520 bzw. 690 Mio. € für die Außerbetriebnahme von insgesamt ca. 2,8 GW gezahlt, wenn die Entschädigung für den zusätzlich entstehenden Umbau der Tagebaue mit einbezogen werden, andernfalls würden sich bei Veranschlagung von ca. 1 Mrd. € für diese Arbeiten Auszahlungen für Kraftwerksstilllegungen in Höhe von 320 bzw. 430 Mio. € ergeben.

Im Kontext der Auszahlungsbedingungen stellt sich weiterhin die Frage, ob die Definition des Zahlungsbeginns hinreichend spezifiziert ist. Die bisher vorgesehene Regelung könnte auch so interpretiert werden, dass die Zahlungen in jeder Variante einer endgültigen Stilllegung, d.h. entweder im Rahmen des Ausstiegsgesetzes oder aber marktgetrieben (vgl. Abbildung C-2) beginnen. Wenn hier im Falle einer schnelleren Stilllegung ggf. fest definierte Entschädigungen entfallen, könnte die entsprechende Regelung die marktgetriebene Abschaltung von Kohlekraftwerken blockieren, eine ggf. entstehende Vorziehung der Zahlungen könnte Anreize für strategisches Verhalten schaffen bzw. die o.g. Asymmetrien mit Blick auf die Auszahlungen noch verschärfen.

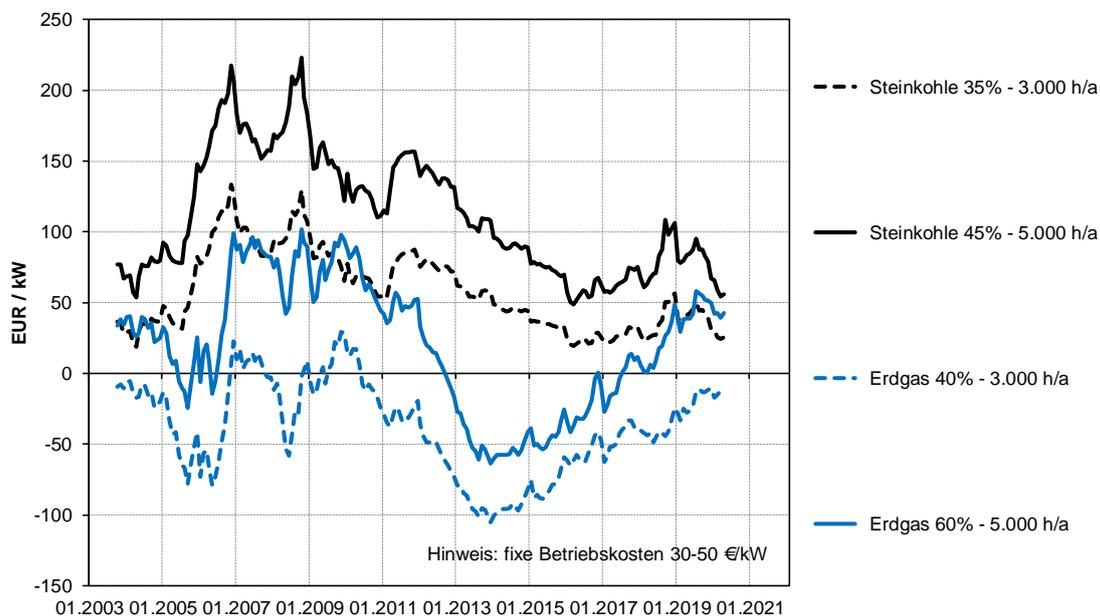
Wenn die Entschädigungen auf ein regelbasiertes Verfahren und die Auszahlungen auf blockscharfe 15-Jahrestranchen ab dem Zeitpunkt der endgültigen Stilllegung (aus welchen Gründen diese auch immer erfolgt) umgestellt würden, würden konsistentere Anreizstrukturen entstehen, würde die konkrete Marktsituation ausreichend berücksichtigt, könnten die anderen o.g. Probleme und die sich damit zweifelsohne ergebenden beihilferechtlichen Fragen bereinigt werden.

(16) **Asymmetrische Verhältnisse** müssen auch mit Blick auf die Unterschiede zwischen den Regelungen für **Braun- und Steinkohlekraftwerke** festgehalten werden, ungeachtet der Tatsache, dass die KWSB hier unterschiedliche Verfahren zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen vorgeschlagen hat. Hinzuweisen ist weiterhin explizit auf die Tatsache, dass eine durch das Kohleausstiegsgesetz bewirkte Abschaltung eines Teils der von 2010 bis 2019 in den kommerziellen Betrieb genommenen Steinkohlekraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von 6,5 GW vor dem Jahr 2030 nur vor dem Hintergrund der Tatsache erforderlich ist, dass die Bundesregierung (bisher) die von der KWSB empfohlene Nicht-Inbetriebnahme des Kraftwerksblocks Dateln 4 nicht weiter verfolgt hat.

(17) Die Abbildung C-4 zeigt die historische Entwicklung für die Deckungsbeiträge unterschiedlich effizienter bzw. unterschiedlich ausgelasteter Steinkohle- und Erdgaskraftwerke. Die Abbildung verdeutlicht, dass **ältere Steinkohlekraftwerke** faktisch **keine Deckungsbeiträge auf die fixen Betriebskosten** mehr erwirtschaften und für effizientere und länger betriebene Kraftwerke nach Abzug der fixen Betriebskosten (ca. 30 €/kW) in den letzten fünf Jahren stets (deutlich) mit weniger als 50 €/kW nur **sehr begrenzte Beiträge zur Investitionsrefinanzierung** erwirtschaftet werden konnten.

Daraus ergibt sich, dass alte Steinkohlekraftwerksblöcke in den Versteigerungen zu den Entschädigungszahlungen sehr geringe Gebote abgeben oder ohne Entschädigung stillgelegt werden (was mit Blick auf die Ermittlung der Auktionsvolumina zum gleichen Effekt führend würde). Der Höchstpreis für die ersten beiden Versteigerungen würde den Deckungsbeiträgen für höher ausgelastete neue Steinkohlekraftwerken von 3 bis 6 Jahren entsprechen (je nach Annahme für das Marktumfeld), bis zur Versteigerung für das Zieldatum 2026 würde dieser Wert auf 1 bis 2 Jahre sinken. Gleichwohl ist zu berücksichtigen, dass nach der in Abbildung B-2 gezeigten Abschaltreihenfolge nur sehr begrenzte Kapazitätsumfänge in den Zeitraum hoher Absenkungen für die Höchstpreise der Versteigerungen (ab 2023 stets ca. 25% im Vergleich zum Vorjahr) bzw. den Beginn der entschädigungsfreien Stilllegungen vor 2030 fallen.

**Abbildung C-4: Deckungsbeiträge für Steinkohle und Erdgaskraftwerke mit unterschiedlichen Nutzungsgraden und Auslastungen, 2003 bis 2020**



Quelle: Öko-Institut

Das zweistufige Verfahren mit einer zweiten Reihung der Gebote mit einem **Netz-Faktor/-Malus für Steinkohlekraftwerke in Süddeutschland** erscheint schließlich

gerade im Sinne auch regional stetiger Entwicklungen als **nicht zielführend**, da für die Gewährleistung der Systemsicherheit ausreichende Regelungen bereits anderweitig existieren.

#### D. Andere Aspekte der öffentlich-rechtlichen Verträge

(18) Die im Zuge des § 42 Abs. 2 Nr. 6 KVBG-E geplante Regelung für die öffentlich-rechtlichen Verträge bezieht sich auf die Kriterien und Rechtsfolgen „**unzulässiger gezielter nachträglicher Eingriffe in die Braunkohleverstromung**“, wobei die allgemeine Wirtschafts-, Energie-, Klima- und Umweltpolitik der Bundesrepublik diesbezüglich uneingeschränkt gewahrt bleiben soll. Hier stellt sich die Frage, ob mit derartigen Regelungen die Entscheidungsfreiheit u.a. der Landespolitik, ggf. aber auch bezüglich bundes- oder EU-weite Regelungen zumindest unter Entschädigungsvorbehalten gestellt werden bzw. ggf. als Verzichtserklärung auf die ganze Bandbreite der rechtsstaatlichen Handlungsmöglichkeiten von Ländern, Bund oder EU interpretiert werden könnte. Diese Regelung geht in ihrer ausgesprochen unspezifischen Formulierung aber auch deutlich über die z.B. in der Vereinbarung der Bundesregierung mit den Kernkraftwerksbetreibern vom 14. Juni 2000 enthaltene Regelung hinaus, die zudem noch unter der Maßgabe einer entschädigungslosen Stilllegung der Kernkraftwerke stand. Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass den Betreibern von Braunkohlekraftwerken alle rechtsstaatlichen Überprüfungsmechanismen für jegliche politische Entscheidungen uneingeschränkt offenstehen und – wie hier vorgeschlagen – mit einer regelbasierten Entschädigung ein wichtiger Präzedenzfall für Entschädigungen geschaffen werden kann, sollte auf die Regelung des § 42 Abs. 2 Nr. 6 KVBG-E explizit und **ersatzlos verzichtet** werden.

(19) Mit § 42 Abs. 2 Nr. 7 KVBG-E soll eine Selbstbindung der Bundesregierung hinsichtlich der „**Feststellung der Notwendigkeit des Tagebaus Garzweiler** inklusive des 3. Umsiedlungsabschnitts in den Grenzen der Leitentscheidung der Landesregierung von Nordrhein-Westfalen zur Zukunft des Rheinischen Braunkohlereviere/Garzweiler II vom 5. Juli 2016“ erfolgen. Eine solche Selbstbindung für ein einzelnes bergbauliches Projekt, insbesondere ohne intensive materielle Analyse und Konsultationsverfahren sowie mit Blick auf die Tatsache, dass RWE im Tagebau Inden auf die Gewinnung von 100 Mio. t Braunkohle verzichtet und das aktuelle und absehbare Marktumfeld die o.g. Feststellung zumindest deutlich in Frage stellt, erscheint nicht angemessen. Dies gilt insbesondere mit Blick auf andere Verfahren (v.a. im Infrastrukturbereich), mit denen die gesamtwirtschaftliche Notwendigkeit bzw. Vorteilhaftigkeit der einschlägigen Projekte in aufwändigen Verfahren belegt werden muss. Vor diesem Hintergrund sollte § 42 Abs. 2 Nr. 7 KVBG-E **ersatzlos entfallen**.

## E. Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

(20) Die **Finanzierung von Ersatzbauten** für bisher auf der Basis von Kohle betriebenen Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) über das **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz** bildet einen wichtigen Umsetzungsmechanismus des Kohleausstiegs. Entsprechend hat die KWSB die entsprechende Novellierung des KWKG empfohlen.

(21) Mit den Vorschlägen zur Novelle des KWKG sowie anderen Änderungen der Umfeldbedingungen ergibt sich die folgende **Finanzierungssituation für große KWK-Anlagen**, die im Zuge des Ersatzes von Kohle-KWK-Anlagen errichtet werden (alle Angaben beziehen sich im System des KWKG auf die der Kraft-Wärme-Kopplung zuzurechnenden Erzeugungs- bzw. Leistungsgrößen):

- Regelungen im Rahmen des KWKG

Grundförderung über das KWKG wie bisher:

3,1 ct je Kilowattstunde für 30.000 Betriebsstunden 930 € je Kilowatt

Kohleersatzbonus wie im Kohleausstiegsgesetz geplant:

180 € je Kilowatt

ggf. Südbonus wie im Kohleausstiegsgesetz geplant (bis 2026):

60 € je Kilowatt

In Summe

1.110-1.170 € je Kilowatt

- Regelungen im Rahmen des Brennstoff-Emissionshandelsgesetzes (BEHG)  
CO<sub>2</sub>-Preis 55 € je Tonne CO<sub>2</sub>  
(2025, danach ggf. deutlich höher) +12 € je Megawattstunde  
bei 3.000 Stunden Auslastung über 10 Jahre +360 € je Kilowatt  
bei 5.000 Stunden Auslastung über 10 Jahre +600 € je Kilowatt
- Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte  
im hohen Fall -2 € je Megawattstunde  
bei 3.000 Stunden Auslastung über 10 Jahre -60 € je Kilowatt  
bei 5.000 Stunden Auslastung über 10 Jahre -100 € je Kilowatt
- **In Summe** **1.410-1.670 € je Kilowatt**

Für in jüngerer Zeit neu in Betrieb genommene große KWK-Anlagen sind Investitionskosten von etwa 1.500 € je Kilowatt entstanden. Mit Blick auf die Betriebskosten ergibt sich im aktuellen und absehbaren Energiemarktumfeld die Situation, dass die Betriebskosten von KWK-Anlagen bedeckt werden können (Abbildung E-1). Eine **Erhöhung der genannten Finanzierungssätze** im Kontext der KWKG-Novelle kann vor diesem Hintergrund im Grundsatz **nicht empfohlen** werden. Zielführend wäre allenfalls eine **Degression des Kohle-Ersatzbonus** für den Zeitraum ab 2026, mit dem ein Anreiz geschaffen werden könnte, auf Kohle-Basis betriebene KWK-Anlagen möglichst frühzeitig abzuschalten. § 7c Abs. 1, Satz 2 könnte damit wie folgt gefasst werden:

„Der Bonus beträgt 200 Euro je Kilowatt elektrischer KWK-Leistung des KWK-Leistungsanteils, der die elektrische KWK-Leistung einer bestehenden KWK-Anlage ersetzt, für Anlagen die bis zum 31. Dezember 2026 in Dauerbetrieb genommen wurden sind, mit jedem späteren Jahr der Inbetriebnahme verringert sich dieser Bonus um 20 € je Kilowatt.“

**Abbildung E-1: Deckungsbeiträge für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Erdgas und Steinkohlebasis (KWK-Wirtschaftlichkeitsindikatoren  $COGIX_{gas}$  und  $COGIX_{coal}$ ), 2003 bis 2020**



Quelle: Öko-Institut

(22) Insbesondere mit dem **European Green Deal** und dem dort definierten Ziel der **Klimaneutralität Europas bis 2050** ergibt sich jedoch die (neue) Situation, dass mit den im Zuge des Kohleausstiegs in Deutschland errichteten KWK-Anlagen auch mit Blick auf Klimaneutralität keine gestrandeten Investitionen entstehen sollten. Vor diesem Hintergrund kommt emissionsfreien Fern- und Nahwärmeoptionen eine besondere Bedeutung zu. In diesem Kontext wären die folgenden Veränderungen in der geplanten KWKG-Novelle von erheblicher Wichtigkeit:

- Sofern neue KWK-Anlagen (zunächst) auf Basis fossiler gasförmiger oder flüssiger Brennstoffe betrieben werden sollen (und in den einschlägigen Analysen ergibt sich für die meisten Fälle ein signifikanter Beitrag solcher Versorgungsoptionen), kommt der *Wasserstoff-Readiness* der Neuanlagen eine zentrale Bedeutung zu. In § 6 Abs. 1 sollte entsprechend eine Nr. 2 a eingefügt werden:

„2a. die Anlagen einschließlich ihrer Peripherieanlagen für den Betrieb mit

reinem Wasserstoff ausgelegt sind, wenn sie mit fossilen gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen betrieben werden und nach dem 31. Dezember 2022 in Dauerbetrieb genommen wurden“

- Komplementär dazu könnten die Boni für innovative erneuerbare Wärmezeugung auch auf bestehende Anlagen ausgeweitet werden. Hierzu wäre § 7a Abs. 1 KWKG wie folgt zu fassen:

„(1) Der Zuschlag für KWK-Strom aus bestehenden KWK-Anlagen sowie nach § 7 Abs. 1 oder nach § 8a in Verbindung mit der KWK-Ausschreibungsverordnung sowie für KWK-Strom ...“

## F. Löschung von Emissionsberechtigungen des EU ETS

(23) Mit der geplanten Änderung des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (TEHG) wird ein regelbasiertes Verfahren vorgeschlagen, mit denen die Anzahl der dem Kohleausstieg zuzurechnenden Mengen an **nicht mehr benötigten Emissionsberechtigungen** für das jeweilige Vorjahr ermittelt und nach Art. 12 Abs. 4 der ETS-RL **gelöscht** werden sollen. Angesichts der mit Blick auf das Marktumfeld extrem hohen Unsicherheiten, die eine *Ex-ante*-Ermittlung der zusätzlich stillzulegenden Emissionsberechtigungen mit sich bringen würde und unter Berücksichtigung der anstehenden Überarbeitung der EU ETS-Richtlinie im Kontext des *European Green Deals* erscheint dieses Verfahren als zielführend und sinnvoll, gerade da es (ggf. politisch motivierte) Interpretationsspielräume einengt und sehr stark auf real vorfindliche bzw. messbare Parameter abstellt.

(24) Die vorgeschlagene Änderung der § 8 Abs. 1 TEHG erscheint jedoch **mit Blick auf die europäischen Regelungen zur Marktstabilitätsreserve spezifikationsbedürftig**, um erstens die konkrete Entwicklung des dem Markt verfügbaren Überschusses an Emissionsberechtigungen (*Total Number of Allowances in Circulation* – TNAC) für das abgelaufene Jahr berücksichtigen zu können, die jeweils zum 15. Mai des Folgejahres durch die Kommission veröffentlicht wird. Zweitens sollte die Nicht-Versteigerung und Löschung der dem Kohleausstieg zuzurechnenden Emissionsberechtigungen in die Ermittlung der TNAC für das Folgejahr konsistent einfließen können. Drittens sollte aus Gründen der Markttransparenz auch der Ermittlungsweg für die Zahl der zu löschenden Emissionsberechtigungen klar dokumentiert werden. Ebenfalls aus Gründen der Markttransparenz sollte viertens die Löschung der Zertifikate explizit an die zeitlichen Abfolgen im Kontext der Marktstabilitätsreserve (MSR) angepasst werden. Eine solche Spezifikation könnte mit folgender Veränderung des letzten Satzes des § 8 Abs. 1 TEHG sowie der Hinzufügung eines weiteren Satzes vorgenommen werden:

„... Diese Menge der zu löschenden Berechtigungen und deren Ermittlung wird für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr zum 15. Juni [d.h. 1 Monat nach der Bekanntmachung der TNAC durch die Kommission, Felix Chr. Matthes] eines jeden Jahres durch Beschluss der Bunderegierung bekanntgemacht. Die vom 1. September des jeweiligen Jahres bis zum 31. August des Folgejahres vorgesehenen Versteigerungen

von Berechtigungen für Deutschland werden entsprechend zu gleichen Teilen verringert [damit wird Konsistenz zum Verfahren der MSR hergestellt, Felix Chr. Matthes].“

## G. Versorgungssicherheit

(25) Die Versorgungssicherheit und robuste Ansätze für das **Monitoring der Versorgungssicherheit** spielten in den Empfehlungen der KWSB eine wichtige Rolle. Die aktuellen methodischen Ansätze zur Bewertung der Versorgungssicherheit in Deutschland basieren zwar einerseits auf weit entwickelten probabilistischen Ansätzen, die sich jedoch vor allem auf **rein technische Einflussfaktoren** der Versorgungssicherheit beziehen, mit Blick auf die Entwicklung der **ausländischen Kapazitätsentwicklung** oft sehr **voraussetzungsreich** sind und gleichzeitig regelmäßig vergleichsweise **große Anteile ausländischer Kapazitätsbeiträge** zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland ergeben (größer als 20 GW). Vor allem angesichts der aktuellen Erfahrungen mit dem EU-rechtskonformen Verhalten staatlicher und nichtstaatlicher Akteure in Krisensituationen sollte hier dringend geprüft werden, ob **spezifische Vorgaben** für **inländische Beiträge** zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit definiert bzw. eine **Begrenzung der rechnerisch zu berücksichtigenden ausländischen Beiträge** zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland (z.B. auf 10 GW) in die Verfahren zum Monitoring der Versorgungssicherheit für Deutschland integriert werden.

(26) Im Zuge des Kohleausstiegs in Deutschland werden zweifelsohne und insbesondere in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre **zusätzliche Kraftwerkskapazitäten bzw. entsprechende Äquivalente auf der Nachfrageseite** geschaffen werden müssen. Diesbezüglich ist das bisher verfolgte Konzept der ausschließlichen Finanzierung über den Strommengen-Markt (*Energy Only Market*) nach wie vor zu hinterfragen. Insbesondere mit Blick auf die o.g. Aspekte der ausländischen Beiträge zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland sollte die Schaffung **Kapazitäts- oder Flexibilitätsmarktmodellen**, natürlich im Rahmen der entsprechenden EU-rechtlichen Regelungen bzw. Voraussetzungen, auch zeitnah immer wieder ernsthaft in Betracht gezogen werden.

## H. Erneuerbare Energien

(27) Die Empfehlungen der KWSB und hier insbesondere der Ausstiegspfad für die Kohleverstromung in Deutschland hatten den Ausbau der **Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien** auf mindestens **65% des Bruttostromverbrauchs** in Deutschland zur Grundlage. Ob und in welcher Struktur dieser Ausbau auf Basis der aktuellen und geplanten Maßnahmen zur Flankierung der erneuerbaren Energien erfolgreich sein kann, ist zumindest derzeit noch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Hier müssen mit den anstehenden **Novellierungen des EEG**, aber auch und besonders in den darüber hinausgehenden Bereichen von **Planungen und Genehmigungen**

**gungen** (und hier v.a. mit Blick auf die entsprechende **Beschleunigung**) maßgebliche Weichenstellungen noch vorgenommen werden.

## I. Anpassungsgeld

(28) Die Regelungen zum Anpassungsgeld (APG) in den geplanten Änderungen zum Sechsten Buch des Sozialgesetzbuchs – Gesetzliche Rentenversicherung – (Artikel 8 des Entwurfs zum Kohleausstiegsgesetz) sowie zur Änderung des Einkommenssteuergesetzes (Artikel 3 des Entwurfs zum Kohleausstiegsgesetz) wird die Empfehlung der KWSB aufgenommen, die Zahlung des APG für die Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer der **Braunkohleanlagen und -tagebauen** sowie **Steinkohleanlagen** zu ermöglichen. In der Stellungnahme des Nationalen Normenkontrollrates zum Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes wird in diesem Kontext auf 40.000 Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer verwiesen (S. 177). Angesichts einer Zahl von ca. 20.000 Beschäftigten in Braunkohlekraftwerken und -tagebauen sowie ca. 5.000 Beschäftigten in Steinkohlekraftwerken (diese Zahlen sind in den entsprechenden Statistiken gut dokumentiert bzw. wurden auch den Empfehlungen der KWSB zugrunde gelegt) scheint es hier **deutliche Unklarheiten in der rechtlichen Abgrenzung** der für den **Bezug des APG berechtigten Kreises von Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmern** zu geben. Diese sollten klar und eindeutig bereinigt werden, so dass die Bezugsberechtigung für das APG auf die o.g. Beschäftigtengruppen beschränkt wird.