

Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz, BT-Drucksachen 19/17342, 19/18472)

Öffentliche Anhörung, 25.5.2020

Die Bundesregierung hat einen Gesetzentwurf zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung vorgelegt. Sie orientiert sich darin weitgehend an den Vorschlägen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung („Kohlekommission“). Auftrag der Kohlekommission und Zweck des nun vorliegenden Gesetzentwurfs ist – neben strukturpolitischen Zielen – ein Maßnahmenplan, um „das CO₂-Reduktionsziel für 2030 im Energiesektor zuverlässig zu erreichen“ und die „Lücke zur Erreichung des 2020-Ziels so weit wie möglich zu reduzieren“.

1) Allgemeine Bewertung

- I. **Ohne weitere Maßnahmen als die bereits beschlossenen verfehlt Deutschland die im Klimaschutzgesetz für 2030 festgelegten Klimaziele:** Die Bundesregierung peilt für das nächste Jahrzehnt ambitionierte Klimaziele für Energiewirtschaft und Industrie an, die ohne zusätzliche Maßnahmen, als diejenigen, die bereits beschlossen wurden, im Stromsektor um 38-43% verfehlt würden. Die beiden Hauptmaßnahmen, die zur Zielerreichung im Stromsektor¹ vorgesehen sind, sind der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) auf 65% der Nachfrage bis 2030, sowie der langfristige Ausstieg aus der Kohleverstromung.

Beide Maßnahmen kombiniert ermöglichen eine Erreichung der 2030-Ziele. Die durch die Kohlekommission vorgeschlagene Kombination eines langfristigen Kohleausstiegs mit einem Ausbau des Anteils der Erneuerbaren am Strommix auf 65% ermöglicht die Erreichung des Sektorziels im Stromsektor. Bei einem Kohleausstieg ohne verstärkten Ausbau der Erneuerbaren würde dieses Ziel ebenso verpasst wie bei verstärktem Ausbau der Erneuerbaren allein.

- II. **Die Reduktion der Kohleverstromung ist ein günstiger Weg der Emissionsreduktion:** Deutschland geht mit seinen nationalen Zielen über die im Europäischen Emissionshandel (EU-ETS) festgelegten Emissionseinsparungen hinaus. Damit ist die Erreichung der nationalen Ziele ohne Verschärfung der europäischen Ziele (s.u.) nicht gegeben. **Nur wenige nationale Maßnahmen kommen als Alternative zum vorliegenden mandatierten Kohleausstieg in Frage.** Der verstärkte Ausbau von Erneuerbaren ist wie oben beschrieben kein Ersatz, sondern eher eine komplementäre Maßnahme zum Kohleausstieg. Wie in der Vergangenheit beobachtet führt der Erneuerbaren-Ausbau bei gleichbleibender Kohleverstromung nicht zu ausreichenden Emissionseinsparungen.

¹ Dieser verteilt sich in der Logik des Klimaschutzgesetzes auf die Energie- und Industriesektoren, und wird hier betrachtet.

Ein **nationaler oder multilateraler CO₂-Mindestpreis** über den Preis im EU-ETS hinaus wäre eine Alternative zum mandatierten Kohleausstieg. Ein solcher Mindestpreis wäre theoretisch und nach unseren Modellierungen ökonomisch effizienter, würde aber auch zu einer stärkeren Beeinträchtigung der nationalen Energiewirtschaft führen. Nicht nur Kohlekraftwerke, sondern der gesamte deutsche konventionelle Kraftwerkspark hätte einen Wettbewerbsnachteil im Vergleich zu ausländischen Kraftwerken, auf die keine zusätzliche CO₂-Steuer erhoben wird. Außerdem wäre die Erreichung der Klimaziele unsicherer, etwa durch eine stärkere Abhängigkeit von Brennstoffpreisentwicklungen. Im Gegensatz zu z.B. Großbritannien, das mit einem nationalen CO₂-Mindestpreis einen schnellen und für den Verbraucher günstigen Kohleausstieg vollzogen hat, ist Deutschlands Strommarkt deutlich stärker mit den Nachbarländern verbunden. Der regulierte Ausstieg ist deshalb hier ein probater Weg.

- III. **Der European Green Deal erhöht das Ambitionsniveau evtl. über den deutschen Kohleausstieg hinaus:** Mit Blick auf die Zukunft könnte auch der **European Green Deal zu einer Reduktion der Zertifikatsmengen** im europäischen Emissionshandel führen. Derzeit wird eine Anhebung des sektorübergreifenden 2030-Reduktionsziels von 40% auf 50-55% Einsparung im Vergleich zu 1990 in Betracht gezogen. Statt auf 1,4 Gt CO₂ müsste die Zertifikatsmenge im Europäischen Emissionshandel dadurch auf rund 1 Gt CO₂ reduziert werden (je nach Annahme zur Lastenverteilung zwischen EU-ETS und nicht-EU-ETS). Aurora rechnet bei der daraus folgenden Verteuerung der Zertifikate mit einem marktgetriebenen Rückgang der europäischen Kohleverstromung um 75% gegenüber 2018. Nationale Maßnahmen würden bei der Umsetzung des Green Deals somit womöglich weniger wichtig oder sogar ganz überholt. Der **Rechtfertigungsdruck von Kompensationszahlungen an Betreiber** würde dadurch ebenfalls steigen.

Ein regulierter Kohleausstieg schafft jedoch schon vor Verabschiedung eines Green Deals regulatorische Sicherheit und erleichtert so Ersatzinvestitionen; zudem kann argumentiert werden, dass der deutsche Kohleausstieg die politische Umsetzung des Green Deals erleichtert. So macht auch eine Umsetzung des European Green Deal den deutschen Kohleausstieg nicht zwangsläufig obsolet.

2) Auswirkungen auf den Strommarkt

- I. **Der Kohleausstieg führt zu einer Steigerung der Großmarkt-Strompreise; der verstärkte Erneuerbaren-Ausbau überkompensiert diesen jedoch:** Der Kohleausstieg verkürzt die sog. Merit Order am Strommarkt (s.o.), d.h. die nach kurzfristigen Grenzkosten gereihten Erzeugungskapazitäten. Dadurch steigen tendenziell die Strompreise, nach unseren Modellierungen im Jahr 2030 um ca. 0,4 ct/kWh. Der verstärkte Ausbau der Erneuerbaren auf 65% der Nachfrage bis 2030, wie von der Kohlekommission vorgesehen, wirkt diesem Kostenanstieg jedoch um 0,9 ct/kWh entgegen, sodass in Summe durch beide Maßnahmen ca. 0,5 ct/kWh *niedrigere* Großmarkt-Strompreise zu erwarten sind als ohne Kohleausstieg und verstärkten Ausbau der Erneuerbaren.
- II. **Nicht-privilegierte Haushalts- und Gewerbetunden würden somit vergleichbare Endkundenpreise zahlen**, während die umlageprivilegierte Industrie sogar entlastet werden könnte. In diesem Kontext ist es wichtig, dass die Strompreiskompensation auch in der vierten

Phase des europäischen Emissionshandels beibehalten wird, um die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen energieintensiven Industrie zu erhalten.

- III. **Durch den Kohleausstieg geht die installierte regelbare Kraftwerksleistung am Strommarkt zusätzlich zurück.** Ab 2023 ist zu erwarten, dass die nationale Spitzenlast die regelbare Kraftwerksleistung übersteigt. **Wir sehen die Versorgungssicherheit dennoch nicht gefährdet:** Der marktgetriebene Zubau an Kraftwerken, der durch die vorgesehene Fortschreibung des KWKG zu erwarten ist, Interkonnektoren ins europäische Ausland und zusätzliche Flexibilitätsoptionen wie Nachfrageflexibilität und aggregierte Netzersatzanlagen stellen aus unserer Sicht die Versorgungssicherheit bis 2030 sicher. Diese Sichtweise deckt sich mit den Ergebnissen des durch das BMWi beauftragten Versorgungssicherheits-Monitorings aus dem vergangenen Jahr. Nach 2030 sind weitere Zubauten notwendig; diese können jedoch auch durch das bestehende Marktdesign angereizt werden.
- IV. **Kapazitätsmechanismen auf absehbare Zeit nicht benötigt:** Vor diesem Hintergrund ergibt sich aus unserer Sicht in absehbarer Zeit **keine Notwendigkeit der Einführung eines Kapazitätsmarktes**, der regelbare Kraftwerksleistung explizit vergütet. Die immer wiederkehrende Debatte über Für und Wider eines Kapazitätsmarkts sollte daher beendet werden, da Unsicherheit das Investitionsklima für eventuelle Neubauten im Energy-only Markt (EOM) verschlechtert.

3) Die Ausgestaltung des Kohleausstiegs

- I. **Deutschland geht bei der Beendigung der Kohleverstromung einen vergleichsweise konsensbetonten Weg:** Wie oben beschrieben gehört die Verringerung der Kohleverstromung zu den günstigsten Klimaschutzmaßnahmen im Stromsektor. Vor diesem Hintergrund ist es wenig überraschend, dass auch andere Länder Kohleausstiegsmaßnahmen verabschiedet haben. Von den EU-28 Ländern haben sieben die Kohleverstromung bereits beendet und zwölf Kohleausstiegspläne angekündigt bzw. verabschiedet, beispielsweise:
- Großbritannien führte 2013 einen nationalen CO₂-Preis über den EU-ETS hinaus ein, der Kohleverstromung unwirtschaftlich machte, und verbietet Kohleverstromung ab 2024 ganz.
 - Die niederländische Regierung will die verbleibenden Kohlekraftwerke Ende 2029 per Gesetzesbeschluss entschädigungsfrei schließen.
 - Portugal zog seinen Kohleausstieg um sieben Jahre vor, von 2030 auf 2023. Für die Schließung der beiden größten Kohlekraftwerke Sines und Pego wird keine Entschädigung gezahlt.
 - Spanien plant einen Kohleausstieg bis 2030, nachdem steigende Zertifikatspreise zu einer massiven Reduktion der Kohleproduktion geführt haben. Entschädigungen sind bisher nicht vorgesehen.
 - Tschechien hat 2019 eine Kohlekommission nach deutschem Vorbild gebildet, die bis Jahresende Vorschläge für die Verringerung der Kohleverstromung machen soll.

Mit Blick auf den vorliegenden Gesetzentwurf hat sich Deutschland im internationalen Vergleich für einen relativ konsensualen Weg entschieden. Neben den Strukturmaßnahmen und dem Dialogprozess der Kohlekommission bezeichnen vor allem **weitreichende Kompensationszahlungen** den deutschen Sonderweg. Der Gesetzgeber steht hier vor einer

Abwägung zwischen möglichst geringen Zahlungen (und damit größtmöglicher Kosteneffizienz) einerseits und politischer und juristischer Durchsetzbarkeit andererseits. In den Niederlanden etwa stehen Klagen gegen den Staat auf Basis von Investitionsschutzregeln im Energiecharta-Vertrag bevor. Vor dem Hintergrund, rechtliche Anfechtungen zu vermeiden, ist das grundsätzliche Ziel, den deutschen Kohleausstieg als Konsens-Projekt umzusetzen verständlich. Die Spannungen zwischen Kosteneffizienz und juristischen Risiken werden jedoch auch im vorliegenden Gesetzentwurf evident (siehe Punkt III).

- II. **Die Besserstellung der Braun- gegenüber der Steinkohle hinsichtlich des Ausstiegspfads führt zu zusätzlichen Emissionen:** Die Forderung der Kohlekommission nach einer möglichst stetigen Reduktion der Kohleverstromung zwischen den „Ankerjahren“ 2022, 2030 und 2038 (bzw. 2035 bei früherem Ausstieg) wurde im vorliegenden Gesetzentwurf nur unzureichend berücksichtigt. Sowohl vor 2030 als auch vor 2038/2035 bleiben Braunkohlekraftwerke deutlich länger im Markt als es für eine gleichmäßige Reduktion erforderlich wäre. Braunkohlekraftwerke sind emissionsintensiver als Steinkohlekraftwerke; zudem erreichen sie aufgrund ihrer Kostenstrukturen (Kraftwerk und Tagebaue hängen zusammen) üblicherweise höhere Auslastungen. Selbst bei teilweiser Kompensation der längeren Lebensdauer der Braunkohle durch frühere Schließungen von Steinkohlekraftwerken führt die zusätzliche Braunkohleverstromung daher zu kumulativen **Mehremissionen von 140-150 Millionen Tonnen CO₂** über den Zeitraum 2020-2040 gegenüber dem Vorschlag der Kohlekommission.
- III. **Die Berechnungsgrundlage der Entschädigung der Betreiber von Braunkohletagebauen und -kraftwerken ist wenig transparent:** Der Wunsch des Gesetzgebers, die Betreiber von Kohlekraftwerken für durch den Kohleausstieg entgangene Gewinne zu entschädigen, ist verständlich. Diese Entschädigung sollte sich nach den Beihilferegeln der Europäischen Kommission an den durch die frühere Schließung entgangenen Profiten orientieren (und nicht etwa an den historischen Gewinnen). Durch immer ambitioniertere Klimapolitik und fallende Kosten erneuerbarer Energieträger dürften erstere deutlich geringer sein als letztere.

Gemäß dem Gesetzentwurf sollen Entschädigungen für die Betreiber von Steinkohlekraftwerken in Ausschreibungen ermittelt werden, während die Entschädigungen der Betreiber von Braunkohlekraftwerken in Verhandlungen festgelegt wurden. Dieses grundsätzliche Vorgehen ist naheliegend, da es in Deutschland nur zwei große Braunkohle-Betreiber gibt, sodass eine Auktion schwierig umzusetzen wäre. Die konkrete Umsetzung ist jedoch in zweierlei Hinsicht problematisch: erstens sind die Berechnungsgrundlagen für die Braunkohle-Entschädigungszahlungen bisher nicht offengelegt worden, was eine Bewertung der Angemessenheit erschwert. Zweitens lässt eine Vorab-Festlegung der Entschädigungssummen anders als bei jährlichen Ausschreibungen wie im Steinkohlesektor keine Anpassung der Entschädigungssummen an sich ändernde Marktentwicklungen (beispielsweise eine Anpassung der Ausschreibungsmengen im EU-ETS im Zuge des European Green Deal) zu, was das Risiko einer Überkompensation schafft. Dies wäre beispielsweise über eine Kopplung der Entschädigungszahlungen an die relative Entwicklung der Grundlaststrom- und CO₂-Preise möglich, die ein guter Indikator für die Profitabilität von Braunkohlekraftwerken sind.

- IV. **In den Steinkohle-Ausschreibungen drohen durch Höchstpreise Entschädigungen unterhalb der Niveaus, zu denen Anbieter freiwillig stilllegen würden, bis hin zu entschädigungsloser Stilllegung.** Um die konsensuale Idee des deutschen Kohleausstiegs konsequent umzusetzen und juristische Risiken zu vermeiden, müsste jedem Betreiber sein Reservationspreis gezahlt werden, d.h. die Entschädigung, die ihn im Vergleich zum Weiterbetrieb des Kraftwerks gleichstellt. Der Reservationspreis variiert von Kraftwerk zu Kraftwerk und hängt wesentlich von Markterwartungen des Betreibers ab, was eine objektive Bewertung erschwert. Der im Gesetzentwurf unter §19 vorgesehene **Auktionsmechanismus ist ein grundsätzlich geeigneter Weg**, den Reservationspreis der einzelnen Betreiber zu ermitteln, auch wenn durch das vorgesehene Gebotspreisverfahren ein Anreiz zu taktischem Bieten (d.h. zur Abgabe von Geboten über dem Reservationspreis) besteht.

Die festgesetzten Maximalgebotspreise senken zwar die Kosten des Mechanismus, erzeugen jedoch Klagerisiken, die durch den Entschädigungsmechanismus eigentlich vermieden werden sollten. Nach unseren bisherigen Modellierungen ist in der ersten Auktionsrunde eine Markträumung unterhalb des Höchstgebots von 165 EUR/kW zu erwarten, da genügend ältere Kraftwerke im aktuellen Marktumfeld bereit sein dürften, unterhalb dieser Schwelle zu bieten. Allerdings läge der markträumende Preis ab der zweiten Runde womöglich deutlich über dem degressiven Maximalgebot. **Hier bleibt insbesondere bei Durchsetzung der ordnungsrechtlichen Schließungen ab 2024 ein juristisches Risiko bestehen, da Kraftwerksbetreiber, deren Kraftwerke durch Ordnungsrecht geschlossen werden, dagegen klagen dürften.**

Die Abwägung zwischen der Kosteneffizienz des Auktionsmechanismus und potentiellen Klagerisiken ist eine politische, sollte jedoch unter Kenntnisnahme der möglichen Folgen getroffen werden.

- V. **KWK-Kraftwerke werden nach dem vorliegenden Gesetz bessergestellt als Nicht-KWK Kraftwerke.** Der KWK-Kohleersatzbonus liegt im aktuellen Gesetzentwurf bei 180 EUR/kW und damit über dem Höchstpreis von 165 EUR/kW der ersten und höchsten Ausschreibungsrunde. Die Höchstpreise sinken in den Folgejahren, im Gegensatz zum Kohleersatzbonus, stark. Dies macht die freiwillige Ausschreibungsteilnahme der meisten KWK-Kohlekraftwerke, die ersetzt werden, nicht attraktiv. Investitionskosten für neue Gas-KWK-Kraftwerke liegen derzeit üblicherweise zwischen 1.000 und 1.500 EUR/kW. Die bestehende KWK-Förderung mitsamt des zusätzlichen Kohleersatzbonus können einen großen Teil der Investitionskosten abdecken. Dies wird durch die Tatsache bestätigt, dass derzeit rund 900 MW KWK-Gaskraftwerke im Bau und weitere in der Planung sind. Eine **Erhöhung des Kohleersatzbonus erscheint uns daher nur angemessen, wenn die Kosten für Kraftwerksneubauten deutlich und belegbar steigen sollten.** Ein solcher Fall ist sicherlich künftig denkbar, beispielsweise wenn die Kapazitäten für Kraftwerksneubauten wieder stärker ausgelastet werden. In diesem Fall kann das KWK-Förderniveau nachkorrigiert werden; es muss aus unserer Sicht aber nicht präventiv angepasst werden.

- VI. **Weiternutzung bestehender Infrastruktur:** Insbesondere jüngeren Kraftwerken droht durch den Kohleausstieg die Stilllegung vor dem Ende ihrer technischen und ökonomischen

Lebensdauer. Seit 2010 gingen rund 7 GW Steinkohlekapazität ans Netz, darunter ein Großteil ohne oder mit nur geringer Wärmeauskopplung. Diese Kraftwerke könnten technisch ohne Weiteres bis 2050 laufen. Es gäbe Möglichkeiten, die Kraftwerke oder zumindest Teile davon weiter zu nutzen. Der vorliegende Entwurf sieht eine Förderung jedoch nur bei Umrüstung auf Gas-KWK vor. Eine ähnliche Regelung könnte auch für **Weiternutzungskonzepte durch die Umstellung auf Biomasse oder den Umbau zu Speicherkraftwerken mit Hochtemperaturspeichern** getroffen werden.

- VII. **Der Ausschluss von Kraftwerken in Süddeutschland aus der ersten Ausschreibung bzw. ihre Benachteiligung durch den „Netzfaktor“ in späteren Ausschreibungen ist ineffizient und führt zu höheren Systemkosten.** Zwar ist der Hintergrund der Maßnahme verständlich: süddeutsche Kraftwerke, die in den Ausschreibungen erfolgreich sind, würden höchstwahrscheinlich bis Mitte der 2020er Jahre verpflichtet, in der Netzreserve für die Erhaltung der Netzstabilität bereit zu stehen. Dort verursachen sie jedes Jahr Kosten, zusätzlich zu den Kosten ihrer frühzeitigen „Stilllegung“ auf dem Strommarkt. Die Netzreservekosten sollen durch den „Netzfaktor“, einen Malus, der süddeutschen Kraftwerken auf das Gebot zugerechnet wird, reflektiert werden. In einem ersten Schritt ist das effizient, bezieht man die Reaktion der anderen bietenden Kraftwerke mit ein, allerdings nicht: durch den Netzfaktor können norddeutsche Kraftwerke taktisch höher bieten, ohne Gefahr zu laufen, nicht mehr zum Zuge zu kommen. Es ist zu erwarten, dass dies zu einer Erhöhung der Gesamtkosten gegenüber einer Ausschreibung führt, in der süddeutsche Kraftwerke nicht benachteiligt werden, da die Anzahl der norddeutschen Kraftwerke, die in die Auktionen bieten können, größer ist als die der süddeutschen. Von einer Benachteiligung süddeutscher Kraftwerke hinsichtlich Auktionsteilnahme und Netzfaktor sollte daher Abstand genommen werden.