



Zusammenstellung der Stellungnahmen der Sachverständigen

Öffentliche Anhörung am Montag, den 25. Mai 2020

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

Helge-Uve Braun

Stadtwerke München (SWM)

A-Drs. 19(9)607(neu)

Dr. Thorsten Diercks

Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V. (DEBRIV)

A-Drs. 19(9)608

Volker Backs

Wirtschaftsvereinigung Metalle e.V. (WVMetalle)

19(9)617

Dr. Sebastian Bolay

Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK)

A-Drs. 19(9)615(neu)

Stefan Körzell

Deutscher Gewerkschaftsbund (DGB)

A-Drs. 19(9)613

Michael Wübbels

Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)

A-Drs. 19(9)614

Kerstin Andreae

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)

A-Drs. 19(9)609

Dipl.-Ing. Frank Hennig

Diplomingenieur für Kraftwerksanlagen und Energieumwandlung

A-Drs. 19(9)610

Joachim Rumstadt

STEAG GmbH (STEAG)

A-Drs. 19(9)611

Ulf Gehrckens

Aurubis AG

A-Drs. 19(9)612

Dr. Roda Verheyen

Rechtsanwälte Günther
A-Drs. 19(9)618

Hanns Koenig

Aurora Energy Research GmbH
A-Drs. 19(9)619

Dr. Felix C. Matthes

Öko-Institut e.V. (Öko-Institut)
A-Drs. 19(9)620(neu)

Antje Grothus

Ehemaliges Mitglied der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“,
Interessenvertreterin der Region und betroffener Menschen im Rheinischen Braunkohlenrevier
A-Drs. 19(9)621

Detlef Raphael

Bundesvereinigung der kommunalen Spitzenverbände
A-Drs. 19(9)616

Deutscher Bundestag
19. Wahlperiode
Ausschuss für Wirtschaft und Energie

Ausschussdrucksache 19(9)607(neu)
22. Mai 2020

Stadtwerke
München



Position zum: Referentenentwurf Kohleausstiegsgesetz (Stand 18.05.2020)

Das mit dem Kohleausstiegsgesetz verfolgte Ziel, die Transformation zu einer sicheren und klimafreundlichen Energieversorgung voranzubringen sowie einen energiewirtschaftlichen Rahmen für das kommende Jahrzehnt zu setzen, ist ein wichtiger Schritt, um die notwendige Dekarbonisierung umzusetzen. Der vom Bundeskabinett beschlossene Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes bleibt jedoch deutlich hinter den notwendigen Anpassungen zurück. Der zeitlich festgelegte Ausstiegsplan für die Braunkohle und die Regelungen zur Stilllegung von Steinkohlekraftwerken führen zu erheblichen Benachteiligungen zu Lasten der Umwelt und der Steinkohlekraftwerksbetreiber. Die im Zeitverlauf niedrigen Höchstpreise bei den Ausschreibungen für Steinkohlekraftwerke und deren entschädigungslose Stilllegung nach 2026 führen zu einer Benachteiligung der Steinkohle gegenüber der klimaschädlicheren Braunkohle, einer Schlechterstellung Süddeutschlands gegenüber Norddeutschland und vor allem auch einer Benachteiligung von energieeffizienten KWK-Anlagen (Kraftwärmekopplungsanlagen) gegenüber Kondensationsanlagen.

Der Kabinettsbeschluss greift auch nicht die dringend notwendigen Anpassungen für den Umbau der Wärmenetze im Rahmen der Transformation hin zu erneuerbaren Energien auf. Im Rahmen der Änderung des KWKG sollten auch Erneuerbare Wärmetechnologien Berücksichtigung finden, da sie ein wesentlicher Baustein der Wärmewende sind. Bei der Wärmenetzförderung liegt der Schwerpunkt nach wie vor beim Aus- und nicht beim Umbau der Wärmenetze im Rahmen der Transformation hin zu erneuerbaren Energien. Hier muss mit der Novelle des KWKG dringend nachgebessert werden und der Umbau der Wärmenetze im Rahmen der Wärmewende ebenso gefördert werden. So ist eine kaum zu erfüllende Bedingung für die Auszahlung der Förderung bei Netzumstellungen die Erhöhung der Transportnetzkapazität, wohingegen der eigentliche Zweck und Nutzen dieser Umstell- und Umbaumaßnahmen in der Erneuerbaren-Einspeisung liegt. Dies betrifft insbesondere Maßnahmen zur Temperaturabsenkung und Dampfnetznetzumstellung.

Folgende Anpassungen sind daher im Kohleausstiegsgesetz notwendig:

1. Wärmenetzförderung:

- a. **Netzanbindung von EE-Wärmeerzeugungsanlagen analog zu KWK-Anlagen fördern**
- b. **Förderung der Dampfnetzumstellung unabhängig von der Transportkapazität**
- 2. Beibehaltung des 50%-Kriteriums bei der Kombination aus KWK, EE und Abwärme**
- 3. Erhöhung der KWK-Zuschläge**
- 4. Anpassung beim Südbonus**
 - a. **Kontingent**
 - b. **Befristung**
- 5. Erhöhung des Förderdeckels für Wärmespeicher**
- 6. Anpassung der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung für ein Level Playing Field bei der Netzstabilität**

1. Wärmenetzförderung

Um die Fernwärme aus- und umzubauen, sind erhebliche Investitionen zu tätigen. Zudem ist der Ausbau der Fernwärme außerhalb des hochverdichteten Innenstadtbereichs wirtschaftlich herausfordernd. Dies hat letztlich Auswirkungen auf den Fernwärmepreis im gesamten Wärmenetz, also sowohl im Innenstadtbereich als auch in den Randbezirken. Letztlich gilt: je höher der Anschlussgrad, umso wirtschaftlicher ist die Erschließung der Fernwärme darstellbar. Mit der Novelle des KWKG im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes ist es dringend erforderlich, die Netzförderung so anzupassen, dass sie den Umbau der Fernwärme hin zu erneuerbaren Energien stärker fokussiert.

a. Netzanbindung von EE-Wärmeerzeugungsanlagen analog zu KWK-Anlagen fördern, (§ 18 Abs. 4 Ziff. 3)

In § 18 Abs. 4 Nr. 3 ist als Fördertatbestand geregelt, dass die Anbindung einer KWK-Anlage an ein bestehendes Wärmenetz erforderlich ist. Für die erneuerbare Wärmewende ist aber unbedingt eine Gleichstellung Erneuerbarer Wärmeerzeugung zur KWK-Wärmeerzeugung notwendig. Nach bisheriger Gesetzeslage kann die Anbindung einer Erneuerbaren Wärmeerzeugungsanlage nicht entsprechend gefördert werden. Dies behindert die Wärmewende.

Wir schlagen daher folgende Ergänzung vor:

*Nummer 3: „die Anbindung einer KWK-Anlage an ein bestehendes Wärmenetz“ muss ersetzt werden durch „**die Anbindung einer KWK-Anlage oder einer Erneuerbaren Wärmeerzeugungsanlage an ein bestehendes Wärmenetz**“*

b. Förderung der Dampfnetzumstellung unabhängig von der Transportkapazität, (§ 18 Abs. 4, Ziff. 4)

Durch die reine Netzumstellung erfolgt keine Erhöhung der Transportkapazität. Die Forderung nach Transportkapazitätserhöhung wirkt somit hemmend in Bezug auf die Netzumstellung. Da die Motivation für eine Netzumstellung nicht in der Erhöhung der Transportkapazität begründet ist, ist zu vermuten, dass diese Bedingung bei der letzten Novellierung des KWKG fehlerhaft, d.h. in Unkenntnis der eigentlichen Zusammenhänge, eingeflossen ist.

Eine Förderung von Maßnahmen zur Dampfnetzumstellung ist erforderlich, da diese Projekte hohe Netzumstellkosten verursachen und in den meisten Fällen wirtschaftlich nicht darstellbar sind. Dies führte beispielsweise in München zur Unterbrechung der Umstellaktivitäten seit 2011. Andererseits sind derartige Netzumstellungen zwingend erforderlich für eine zukunftsfähige ökologische Fernwärmeversorgung (Einspeisung Erneuerbarer Wärmeerzeugungstechniken).

Die in der derzeitigen Regelung fehlerhafte Lenkungswirkung könnte im Extremfall sogar zu unerwünschten und nachteiligen Überdimensionierungen oder der Durchführung nicht erforderlicher Auswechslungen führen.

Wir schlagen daher folgende Ergänzung vor:

*Nummer 4: „der Umbau der bestehenden Wärmenetze für die Umstellung von Heizedampf auf Heizwasser, sofern dies zu einer Erhöhung der transportierbaren Wärmemenge um mindestens 50 Prozent im betreffenden Trassenabschnitt führt.“ muss ersetzt werden durch „**der Umbau der bestehenden Wärmenetze für die Umstellung von Heizedampf auf Heizwasser.**“*

2. Beibehaltung des 50%-Kriteriums bei der Kombination aus KWK, EE und Abwärme, (§18 Abs. 1 Ziff. 2b)

In § 18 Absatz (1) Nummer 2 Buchstabe b ist die sofortige Anhebung des Förderkriteriums (in Kombination) für den Netzausbau (von 50 % auf 75 %) geregelt („In Nummer 2 Buchstabe b werden die Wörter zu „50 Prozent“ durch die Wörter „zu 75 Prozent“ ersetzt.“).

Die Einführung dieser Vorgabe würde einer Anhebung des KWK-Effizienzkriteriums von derzeit 50 % auf zukünftig 75 % auf einen Schlag gleichkommen. Ein geplantes, im Bau oder im Betrieb befindliches Fernwärme- oder Fernkältesystem, welches diese sehr hohe Mindestanforderung auch nur geringfügig unterschreitet, würde schlagartig **jegliche Zuschlagsberechtigung** für die Netzförderung verlieren. Damit würde nicht nur der gewünschte Ausbau der Fernwärme- und Fernkältenetze gefährdet werden, es können auch in Planung oder im Bau befindliche Gesamtvorhaben unwirtschaftlich gestellt werden. Dadurch verlieren Fernwärme- und Fernkältebetreiber die notwendige Planungssicherheit und das Vertrauen in verlässliche Rahmenbedingungen. Der Netzausbau wird in diesen Fällen massiv behindert. Gerade bei Fernkälteprojekten ist die Hürde von 75 % Mindestanteil extrem hoch und nicht zu erreichen.

Es besteht allgemeiner Konsens, dass Fernwärme- und Fernkältenetze insbesondere in dicht besiedelten städtischen Strukturen unabdingbar für die Wärmeenergiegewende sind. Auch wenn in einigen dieser Netze aktuell erst Quoten unter 75 % (jedoch deutlich über 50 %) erreicht werden, so stellen die entsprechenden Netzinfrastrukturen die optimale Lösung für eine zukünftige schrittweise Steigerung dar. Man muss den Fernwärme- und Fernkälteversorgern die Möglichkeit geben, diese ambitionierten Werte (mindestens 75 %) schrittweise zu erreichen. Ein solcher Transformationsprozess ist an bestehende Wärmeerzeugungsstrukturen gekoppelt. Für deren Änderung muss ein Zeitraum von etwa 15 Jahren eingeräumt werden, da hierfür neue Erzeugungstechniken an neuen Standorten einzurichten sind und dabei auch die Restlebensdauer bestehender Anlagen berücksichtigt werden muss.

Das Effizienzkriterium sollte allenfalls nach einer Übergangsfrist von mindestens 5 bis 10 Jahren um einen kleineren Prozentsatz (z.B. 5 bis 10 Prozent) angehoben werden.

Wir schlagen daher folgende Änderung vor:

§ 18 Abs. 1

Betreiber eines neuen oder ausgebauten Wärmenetzes haben gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags nach Maßgabe der Absätze 2 bis 4 und des § 19, wenn,

Nr. 1...

Nr. 2 die Versorgung der Abnehmenden, die an das neue oder ausgebaute Wärmenetz angeschlossen sind, innerhalb von 36 Monaten ab Inbetriebnahme des neuen oder ausgebauten Wärmenetzes

a)...

b) mindestens zu 50 Prozent mit einer Kombination aus Wärme aus KWK-Anlagen, Wärme aus erneuerbaren Energien oder industrieller Abwärme, die ohne zusätzlichen Brennstoffeinsatz bereitgestellt wird, erfolgt und

Nr. 3 eine Zulassung für das Wärmenetz gemäß § 20 erteilt wurde.

Nr. 2b wird mit der Maßgabe angewandt, dass der Prozentsatz von 50 % bis 2030 jedes Jahr um einen Prozentpunkt angehoben wird.

3. Erhöhung der KWK-Zuschläge

Die im Kabinettsbeschluss vorgesehenen 180 €/KW entsprechen genau 6€/MWh bei einer Förderzeit von 30.000h. Dass das aktuelle Förderregime im KWKG deutlich zu gering ist, zeigen die Zahlen zu den in den letzten Jahren umgesetzten Projekten: es werden kaum mehr KWK-Anlagen gebaut bzw. beantragt. Im Vergleich zum Ziel von etwa 5 GW jährlich liegt man aktuell nahezu bei Null. Die Notwendigkeit zur Erhöhung der KWK-Zuschläge (KWK-Grundvergütung“) ergibt sich aus folgenden Sachverhalten:

- Anstieg der Baukosten für Kraftwerke / gestiegene Investitionskosten (Beispiel große BHKW: Statt 850 Euro/kW belaufen sich die Baukosten hier laut KWK-Evaluierungsbericht des BMWi aktuell auf 1.100 bis 1.200 Euro/kW; dieser Trend wird sich durch den hohen erforderlichen Strom-Leistungszubau auf Gasbasis voraussichtlich noch verschärfen.)
- Wegfall der vermiedenen Netzentgelte (vNE) ab 1. Januar 2023
- Aufgrund erhöhter Nachfrage durch den Kohleausstieg sind steigende Erdgaspreise zu erwarten
- Unsicherheit bzgl. der langfristig prognostizierten Börsenstrompreise (65 %-Ziel für den EE-Ausbau)
- Abnehmende Vollbenutzungsstunden, die sich aus der Ergänzung der fluktuierenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ergeben, führen sowohl zu höheren spezifischen als auch absoluten Kosten
- Steigende Emissionsanforderungen führen zur Erhöhung der Investitionskosten

Die vorgenannten Kostenfaktoren machen eine Anhebung der KWK-Zuschläge um mindestens 15 % erforderlich. Der Wegfall der vermiedenen Netzentgelte (vNE) lässt sich mit einer Anhebung der KWK-Zuschläge um weitere 0,7 Cent/kWh ab dem 01.01.2023 kompensieren. Die vNE wirken sich direkt auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen aus und werden – anders als die KWK-Förderung, die nur für 30.000 Vollbenutzungsstunden greift – für die gesamte Anlagenlebensdauer an den KWK-Anlagenbetreiber gezahlt. Der kürzere Zeitraum der KWK-Zuschlagszahlung im Vergleich zur Dauer der vNE-Auszahlung ist in den 0,7 Cent/kWh bereits berücksichtigt.

In der Gesamtschau ergeben sich für das KWKG 2020 die in der folgenden Tabelle in den beiden rechten Spalte enthaltenen notwendigen KWK-Zuschlagshöhen:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Jahr der Inbetriebnahme bzw. seit der letzten umfassenden Modernisierung	Anlagen bis 31.12.1974	Anlagen ab 01.01.1975 bis 31.12.1979	Anlagen ab 01.01.1980 bis 31.12.1984	Anlagen ab 01.01.1985 bis 31.12.1989	Anlagen ab 01.01.1990 bis 31.12.1994	Anlagen ab 01.01.1995 bis 31.12.1999	Anlagen ab 01.01.2000 bis 31.12.2004	Anlagen ab 01.01.2005 bis 31.12.2009	Anlagen ab 01.01.2010
Kohleersatzbonus in Euro pro kW, bezogen auf die elektrische KWK-Leistung der neuen od. mod. KWK-Anlage, ohne Ausgleich der vermiedenen Netzentgelte	50	110	170	240	320	410	510	630	770

4. Anpassung beim Südbonus

a. Kontingent Vollbenutzungsstunden

Der neue Gesetzesentwurf für das KWKG sieht einen sogenannten Südbonus vor, der eine einmalige Investitionsförderung von 60 €/kW KWK Strom vorsieht. Aus unserer Sicht ist im Referentenentwurf derzeit noch nicht eindeutig geregelt, ob Stunden, die in einem Kalenderjahr über die Stundenbegrenzung von 3.500 bzw. 2.500 Vollbelastungsstunden hinausgefahren werden, auf das Kontingent der 30.000 Vollbelastungsstunden angerechnet werden. Laut Gesetzesbegründung soll durch die Begrenzung auf 3.500 bzw. 2.500 Vollbelastungsstunden die Förderdauer gestreckt werden und damit ein Anreiz zu einer flexibleren Fahrweise der Anlagen gesetzt werden und die Planungssicherheit der Marktakteure erhöht werden. Weiter heißt es: *Insgesamt erhalten Anlagenbetreiber nicht weniger Förderung, denn die Gesamtzahl der förderfähigen Vollbenutzungsstunden bleibt bei den bisherigen Vollbenutzungsstunden.*

Um hier eine rechtssichere Regelung zu treffen, sollte im Gesetzestext klar definiert werden, dass Vollbelastungsstunden, die über die Stundenbegrenzung von 2.500 Vollbelastungsstunden hinausgefahren werden, **nicht** auf das Kontingent der gesamten geförderten Vollbelastungsstunden angerechnet werden:

Wir schlagen daher folgende Ergänzung in § 7d Abs. 3 vor:

(3) Wird der Bonus nach Absatz 1 in Anspruch genommen, sind § 8 Absatz 4 und § 19 Absatz 2 Satz 2 der KWK-Ausschreibungsverordnung mit der Maßgabe anzuwenden, dass der Zuschlag pro Kalenderjahr für höchstens 2.500 Vollbenutzungsstunden gezahlt wird. Eine Anrechnung der darüber hinaus gefahrenen Vollbelastungsstunden auf die insgesamt 30.000 geförderten Vollbelastungsstunden erfolgt nicht.

b. Befristung des Südbonus

Der Südbonus wird nach dem Referentenentwurf nur gewährt für Anlagen, die bis 31. Dezember 2026 in Dauerbetrieb genommen werden. Die zeitliche Befristung wird damit begründet, dass aus heutiger Sicht der Netzausbau so weit fortgeschritten ist, dass es keine weiteren Anreize zusätzlicher netzstabilisierender Kapazitäten bedarf. Dies ist aus energiewirtschaftlicher Sicht und im Hinblick auf die genehmigten Netzausbaupläne zwar nachvollziehbar. Allerdings ist bei realistischer Betrachtung davon auszugehen, dass der notwendige Netzausbau bis 2026 nicht in erforderlichem Maße vorangeschritten sein wird. Daher sollte in § 7d noch eine Überprüfungs-, bzw. Anpassungsklausel ergänzt werden, nach der der Südbonus verlängert wird, wenn der Netzausbau nicht in dem Ausmaß erfolgt wie er heute geplant ist. Damit ist sichergestellt, dass die netzstabilisierenden Anreize parallel zum Fortschreiten des Netzausbaus gewährleistet bleiben.

Wir schlagen daher folgende Ergänzung in § 7d vor:

(4) Die Befristung des Südbonus nach § 7 Abs. 1 Ziff 1. wird kontinuierlich anhand der Netzausbaupläne und des Netzausbaufortschritts überprüft. Sollte der notwendige Netzausbau nicht in dem Umfang erfolgen, wie er zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Gesetzes vorgesehen war, wird der Südbonus entsprechend verlängert.

5. Erhöhung des Förderdeckels für Wärmespeicher, § 23 KWKG

Wärmespeicher sind ein wichtiger Baustein, um die Energiewende zu begleiten. Wärmespeicher dienen zum einen dazu, die Strom- von der Wärmeerzeugung zu entkoppeln und somit CO₂ einzusparen. Des Weiteren dienen sie auch dazu, erneuerbare Wärme sinnvoll in ein KWK-System integrieren zu können. Viele erneuerbare Wärmesysteme sind nur langsam regelbar (z.B. Geothermie). Um die schnell verfügbare KWK und die nur langsam regelbare erneuerbare Wärme gut kombinieren zu können, sind Wärmespeicher notwendig, um den Ausbau der erneuerbaren Wärme zu unterstützen. Der Bau von Wärmespeichern ist kapitalintensiv. Um Skaleneffekte erzielen zu können, ist der Bau von großen Wärmespeichern gegenüber dem Bau von vielen kleinen Wärmespeichern vorzuziehen. Auch sollte der Wärmespeicher ausreichend dimensioniert sein, um die Wärmelast mindestens eines Tages, wenn nicht gar eines ganzen Wochenendes abdecken zu

können. In großen Wärmenetzen sind daher entsprechend große Wärmespeicher sinnvoll. Die Deckelung der Förderung auf 10 Mio. € führt jedoch bei vielen Projekten zu deren Unwirtschaftlichkeit. Die Deckelung sollte daher auf 20 Mio. € angehoben werden und zusätzlich der Fördersatz von 30 auf 40 % erhöht werden.

Wir schlagen folgende Anpassung in § 23 KWKG vor:

- (1) Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle legt den Zuschlag für den Neubau von Wärmespeichern mit der Zulassung fest. Der Zuschlag beträgt 250 Euro je Kubikmeter Wasseräquivalent des Wärmespeichervolumens. Bei Speichern mit einem Volumen von mehr als 50 Kubikmetern Wasseräquivalent beträgt der Zuschlag jedoch höchstens **40** Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten. Der Zuschlag nach Satz 1 darf insgesamt **20** Million Euro je Projekt nicht überschreiten. (...)

6. Anpassung der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung für ein Level Playing Field bei der Netzstabilität

Für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen wird das Instrument des Netzausbauschusses eingeführt, das im Grundsatz dem Instrument der Baukostenzuschüsse für Netzanschlüsse auf der Einspeiseseite entspricht. Hier sollte ein Bestandschutz ergänzt werden, dass die bestehenden Netzanschlusskapazitäten von bestehenden Erzeugungsanlagen (z.B. relevanten KWK-Anlagen in den Ballungsräumen) bei Erneuerung bzw. wesentlicher Änderung auf einen neuen Netzanschluss übertragbar oder anrechenbar sind, wenn ein räumlicher und zeitlicher Zusammenhang besteht.

Anpassung der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung für ein Level Playing Field bei der Netzstabilität

Die Anpassung der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung sollte genutzt werden, um bei der Netzreservekapazität (NRK) wieder ein Level Playing Field für mehr Netzstabilität herzustellen. Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT hat im Jahr 2018 damit begonnen, die NRK von ihren Preisblättern zu streichen und bereits auch die Netznutzungsverträge mit nachgelagerten Verteilnetzbetreibern dahingehend geändert. Im Rahmen von Streitverfahren bei der Bundesnetzagentur wurde die bisher geübte Praxis jedoch bis zum Jahr 2019 fortgeführt. Danach wird TenneT das Angebot für NRK einstellen. Amprion hat das Angebot für NRK ab dem Jahr 2019 eingestellt und einige Verteilnetzbetreiber haben sich diesem Vorgehen angeschlossen. Die Übertragungsnetzbetreiber 50hertz und TRANSNET BW bieten das Instrument dagegen weiterhin in ihren Regelzonen als maßgebliche Unterstützung für Netzstabilität an.

Solange keine marktübergreifende Diskussion und gesamtwirtschaftliche Beurteilung stattgefunden hat, sollten bestehende Netznutzungsinstrumente und deren Preisstellungen nicht einfach abgeschafft werden. Netzreservekapazität sollte, wie in der bisherigen Praxis angewendet, weiter Anwendung finden und als verpflichtender Bestandteil eines Sonderentgeltes in der StromNEV verankert werden. Dazu sollte die Bundesnetzagentur von ihrer Festlegungskompetenz gemäß § 30

Abs. 1 Nr. 7 StromNEV Gebrauch machen. Die bisher angewendete Methodik auf Basis der Beschreibungen der Verbändevereinbarung II+ sollte dabei als Basis dienen.

Da dezentrale konventionelle Großkraftwerke durch den Zubau erneuerbarer Energiequellen im Laufe der Zeit verdrängt werden, werden die bestellten NRK-Leistungen ebenfalls rückläufig sein. Dies führt wiederum zu einer Reduzierung vermiedener Netzentgelte und zu einer schrittweisen Erhöhung vorgelagerter Netzkosten für Netzbetreiber mit einspeisenden Großkraftwerke.

Alternativ kann das verpflichtende Sonderentgelt NRK auch befristet festgelegt werden.

Wir schlagen daher folgende Ergänzung in der KraftNAV vor:

§ 7 a Netzreservekapazität (neu)

- 1) **Netznutzer mit Stromerzeugung bzw. Netzbetreiber, in deren Netz solche Anlagen einspeisen, bestellen separat zur vorzuhaltenden Netzkapazität beim Netzbetreiber Reservenetzkapazität definierter Maximalleistung mit einer zeitlichen Inanspruchnahme von bis zu 600 Stunden p.a. Der Netznutzer bestimmt die Höhe der bestellten Reservenetzkapazität; diese kann auch Null betragen. Die bestellte Reservenetzkapazität muss unabhängig von ihrer Inanspruchnahme bezahlt werden.**
- 2) **Für die Inanspruchnahme der Reservekapazität wird ein separater Reduktionsfaktor festgelegt. Er beträgt bei einer Inanspruchnahme von Null bis zu 200 Stunden 0,25, über 200 Stunden bis 400 Stunden 0,30, über 400 Stunden bis 600 Stunden 0,35. Beginn, voraussichtliche Dauer und Ende der Reserveinanspruchnahme müssen dem Netzbetreiber unverzüglich gemeldet und auf Verlangen nachgewiesen werden.**
- 3) **Für die Zeit der Reserveinanspruchnahme ist die über die Jahreshöchstleistung des Normalbezugs hinausgehende Leistung maximal bis zur Höhe der bestellten Reservenetzkapazität maßgeblich. Bei einer Inanspruchnahme der bestellten Reservenetzkapazität von mehr als 600 Stunden kommt stattdessen die allgemeine Gleichzeitigkeitskurve des betroffenen Netzbetreibers für den Gesamtbezug zur Anwendung; der Gleichzeitigkeitsgrad beträgt jedoch mindestens 0,35.**
- 4) **Wird die bestellte Reservenetzkapazität um bis zu 10 % überschritten, kommt für die Leistungsüberschreitung der gleiche Preis wie für die bestellte Reservenetzkapazität zur Anwendung. Wird der Bestellwert um mehr als 10 % überschritten, kann für die darüberhinausgehende Überschreitungsleistung der volle Jahres-Leistungspreis (Gleichzeitigkeitsgrad $g = 1$) erhoben werden.**

Stellungnahme für den Ausschuss für Wirtschaft und Energie des Deutschen Bundestags

Anhörung zum Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz)

BT-Drucksachen 19/17342, 19/18472

Die Braunkohleindustrie bekennt sich zur 1:1-Umsetzung der Empfehlungen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB) und begrüßt, dass die Bundesregierung den wesentlichen KWSB-Empfehlungen vom 26. Januar 2019 als gesellschaftlichem Kompromiss zu wichtigen energie-, klima-, sozial- und strukturpolitischen Fragen folgt. Sie sagt zu, dass sie ihren Beitrag zur erfolgreichen Umsetzung des Kompromisses leisten wird und unterstützt den Reduzierungspfad für die Braunkohle, wie er in der Bund-Länder-Einigung vom 15. Januar 2020 festgelegt und in den Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes übernommen wurde.

Obwohl sich durch den Ausstiegspfad deutliche Einschnitte in den Planungen der Braunkohlereviere ergeben, stellt der Gesetzentwurf aus Sicht des DEBRIV für die betroffenen Braunkohleunternehmen einen grundsätzlich tragbaren Kompromiss dar, der einerseits die Notwendigkeiten einer weiteren und ambitionierten Treibhausgasminde- rung berücksichtigt, andererseits aber auch die Leistungsfähigkeit der Unternehmen und betroffenen Reviere über den Anpassungszeitraum beachtet.

Wichtig für die deutsche Braunkohlenindustrie mit ihren vielen direkt und indirekt Beschäftigten ist nun, dass im Kohleausstiegsgesetz die Bedeutung der entsprechend anzupassenden Reviere für die sichere Energieversorgung für die Bundesrepublik Deutschland auch in den Entscheidungen der Revierländer verankert wird.

Wie von der KWSB empfohlen und von der Bundesregierung beabsichtigt, ist es zudem nun erforderlich, das ausgewogene aufeinander abgestimmte Paket aus Strukturstärkungsgesetz, Kohleausstiegsgesetz, öffentlich-rechtlichen Verträgen mit allen Revieren und sozialer Flankierung durch APG-Regelungen zügig und gemeinsam „über die Ziellinie zu bringen“. Dies gäbe den Braunkohleregionen in allen drei Revieren die Möglichkeit, die erforderlichen finanziellen Mittel und die vorhandenen Fähigkeiten der Mitarbeiter der Braunkohleunternehmen für die Strukturentwicklung zu nutzen. Die Unternehmen ihrerseits wollen sich an einer positiven Entwicklung der Reviere Rheinland, Lausitz und Mitteldeutschland beteiligen.

Die Braunkohleindustrie sieht die Bundesregierung in der Pflicht sicher zu stellen, dass alle Regelungen des Gesetzes, insbesondere hinsichtlich der Entschädigungen sowie der erneuten Überführung weiterer Kraftwerksblöcke in eine Sicherheitsbereitschaft auch im Detail mit EU-Recht vereinbar sind.

Die energiepolitische Ausgangssituation der Stromerzeugung in Deutschland hat sich durch die Corona-Pandemie nicht wesentlich verändert: Sie ist zunehmend durch die fluktuierende Einspeisung von Strom aus Sonne und Wind mit kurzfristigen Angebots-
spitzen einerseits und geringer Einspeisung aus regelfähigen konventionellen Kraftwerken andererseits geprägt. Die Braunkohleindustrie antwortet darauf mit einem vergrößerten Regelbereich der Kraftwerke, der eine flexible Reaktion auf die Anforderungen aus dem Netz möglich macht. Sie trägt damit erheblich zur sicheren und jederzeitigen Verfügbarkeit von Strom sowie zur Stabilität des Stromnetzes bei.

I. Allgemeine Anmerkungen

1) Ausstiegspfad der Braunkohle im Einklang mit Klimaschutzgesetz und Klimaschutzabkommen von Paris

Folgt der Gesetzgeber dem Vorschlag, die Kohlenutzung in deutschen Kraftwerken bis Ende 2038 schrittweise zu beenden, dann wird die Braunkohleindustrie noch rund zwei Jahrzehnte ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten und dabei abgestuft schrittweise immer weniger CO₂ emittieren.

An dieser Stelle sei noch einmal daran erinnert, dass die Braunkohlenindustrie seit 1990 mit 60 % Emissionsminderung bis heute die Spitze der Industriesektoren einnimmt. Schon für das Jahr 2023 ist sogar eine Minderung von gut 70 % gegenüber 1990 zu erwarten. Bis 2030 werden die Emissionen der deutschen Braunkohle um etwa 80 % gegenüber 1990 zurückgehen. Damit leistet die Braunkohle einen weit überdurchschnittlichen Beitrag zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele. Der im Rahmen der Bund-Länder-Einigung beschlossene Ausstiegspfad passt damit sehr gut zu den Zielen des Klimaschutzabkommens von Paris. Zum Ende des Jahres 2038 werden die Emissionen aus der Verstromung von Braunkohle „Null“ sein.

Der geplante Stilllegungspfad steht folglich im Einklang mit dem nationalen Klimaschutzgesetz und mit dem Klimaschutzabkommen von Paris. Gleichzeitig bleibt aber auf dieser Zeitachse der Beitrag der Braunkohle zu Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit der Energieversorgung bedeutsam.

2) Energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohle

Die Braunkohle leistet bis Ende 2038 einen wesentlichen Beitrag zur Stromversorgung in Deutschland, aber auch als Brennstoff oder Vorprodukt für die Industrie.

Die Stromerzeugung aus Braunkohle wird auch im Jahr 2030 bei einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien voraussichtlich einen Anteil von über 10 Prozent an der Stromerzeugung in Deutschland haben können. 2019 lag er bei knapp 19 Prozent.

Angesichts der rückläufigen Kapazitäten stehen die mit der Stromerzeugung verbundenen CO₂-Emissionen auch im Einklang mit dem Klimaziel des nationalen Klimaschutzgesetzes für die Energiewirtschaft von 175 Mio. t CO₂ für das Jahr 2030.

Etwa 10% der abgebauten Braunkohle geht zudem in die Veredlungsbetriebe. Dort wird die Braunkohle zu für die Industrie wichtigen Brennstoffen wie Braunkohlenstaub, Wirbelschichtkohle oder Briquets verarbeitet. Hauptabnehmer sind Industriekunden z.B. aus den Bereichen Papier, Zement, Kalk, Asphalt oder Lebensmittel. Zudem wird Braunkohlenkoks in der Abgas- und Abwasserreinigung als Filtermedium eingesetzt.

Eine Besonderheit besteht für die von ROMONTA bei Amsdorf gewonnene Kohle. Sie zeichnet sich durch einen besonders hohen Bitumengehalt aus. Damit ist sie Ausgangsstoff für die Gewinnung von Rohmontanwachs und veredelten Montanwachsprodukten. Seit den 1920er Jahren befindet sich hier das weltweit führende Zentrum der Produktion von Rohmontanwachs.

Die Einsatzzwecke der Veredlungsprodukte im Energiemarkt und darüber hinaus sind äußerst vielseitig, die Betroffenheiten bei Eingriffen in die Veredlung wären entsprechend groß.

Braunkohlekraftwerke, -tagebaue und Veredlungsbetriebe können bis zum Ende des Kohleausstiegs wirtschaftlich betrieben werden. Sie tragen mit ihrer wetterunabhängigen gesicherten Leistung bis dahin auch einen wichtigen Anteil zur Versorgungssicherheit, d.h. zur jederzeitigen Verfügbarkeit von Strom sowie zur Stabilität des Stromnetzes, bei. Entsprechend ist die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohle und deren Tagebaue im Gesetz selbst zu verankern, soweit die Tagebaue zur Versorgung der Kraftwerke entsprechend des Ausstiegspfads nach der Bund-Länder-Verständigung vom 15. Januar 2020 benötigt werden. Dies gilt für alle drei deutschen Braunkohlereviere, ist jedoch aufgrund der Sondersituation im Rheinischen Revier insbesondere für den Tagebau Garzweiler erforderlich. Dort erfolgt neben der frühzeitigen Beendigung des Tagebaus Inden auch eine deutliche Verkleinerung und um rund zwei Jahrzehnte vorgezogene Außerbetriebnahme des Tagebaus Hambach. Demzufolge verbleibt allein der Tagebau Garzweiler zur Versorgung der Kraftwerke und Veredlungsbetriebe bis zum im Gesetz vorgesehenen Ausstiegsdatum, weshalb hier eine gesetzliche Feststellung unabdingbar ist.

3) Rolle der Tagebaue / Systemischer Zusammenhang Tagebaue und Braunkohlekraftwerke sowie Veredlungsanlagen

Ohne die Brennstoffversorgung durch einen in der Nachbarschaft gelegenen Braunkohletagebau kann ein Braunkohlekraftwerk nicht betrieben werden, und umgekehrt kann auch ein Braunkohletagebau ohne ein in der Nähe befindliches Braunkohlekraftwerk oder einen Veredlungsbetrieb nicht existieren, da dem Tagebau andernfalls der meist einzige Abnehmer der Braunkohle fehlen würde. Braunkohletagebau und Braunkohlekraftwerk sind existenziell aufeinander angewiesen und können nur gemeinsam als ein Verbundsystem innerhalb eines Reviers betrieben werden. Sie sind sozusagen miteinander „verklammert“. Beendet die Politik die Braunkohlenverstromung, so beendet sie

zeitgleich die Kohlegewinnung im Tagebau, für den aber die bergrechtlichen Pflichten wie Wiedernutzbarmachung usw. bestehen bleiben. Dies ist ein wesentlicher Unterschied zur Stromerzeugung in Steinkohle- und Erdgaskraftwerken, die sich bei ihrer Brennstoffversorgung auf überregionalen bzw. weltweiten Märkten bedienen.

Jeder Eingriff in einen Bereich des komplexen Verbundsystems aus Kraftwerken, Veredlung und Tagebauen hat in allen drei Revieren automatisch Auswirkungen auf den anderen Teil des Systems. Diese können zum Teil erheblich bis hin zu existenzbedrohend sein. Dieser grundlegende Unterschied zum Betrieb von Steinkohlenkraftwerken findet seine Berücksichtigung im Minderungspfad des vorliegenden Gesetzentwurfs, der so ausgerichtet ist, dass der Betrieb in den Revieren bis zum jeweiligen endgültigen Ausstiegsdatum sichergestellt wird.

4) Genehmigungsverfahren – langfristige Rechtssicherheit ist zwingend erforderlich

Die Braunkohleverstromung in Deutschland basiert tagebauseitig auf einem auf Jahrzehnte hin ausgelegten und durch eine mehrstufige Planungs- und Genehmigungs- pyramide abgesicherten Regelungssystem sowohl für den Abbau als auch für die Folgenutzung und beinhaltet großräumige Infrastrukturentwicklungen (Umsiedlungen, Straßennetz usw.). Die Braunkohlenindustrie ist daher in einem weit höheren Maß auf langfristige Rechts- und Planungssicherheit angewiesen, als dies in vielen anderen Bereichen der Energiewirtschaft oder der sonstigen Industrie der Fall ist. Nicht umsonst hat die KWSB in ihren Empfehlungen Wert darauf gelegt, dass die Verfahren zur Anpassung von Genehmigungen so zu führen sind, „dass ein Stillstand der Tagebaue einschließlich der Wiedernutzbarmachung vermieden wird und durchgehende Planungssicherheit besteht.“ Der jetzt vorliegende Ausstiegspfad berücksichtigt die daraus resultierenden Anforderungen insofern, als damit auf Basis angepasster Konzepte für die Tagebaue eine durchgängige Genehmigungsfähigkeit möglich erscheint, wenn Beschleunigungsmöglichkeiten für die Verfahren genutzt werden. Diese kann erreicht werden, wenn die meist auf Länderebene angesiedelten Behörden die unternehmerischen Planungs- und Genehmigungsverfahren konstruktiv begleiten.

In Abstimmung mit den Bundesländern und auf Empfehlung der KWSB hat die Bundesregierung in dem vorliegenden Gesetzentwurf „zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze“ einen Stilllegungspfad mit weitreichenden Konsequenzen für Tagebaue, Kraftwerks- und Veredlungsstandorte festgelegt. Auf Grundlage dieser konkret genannten Außerbetriebnahmen müssen die Betreiber von Braunkohletagebauen in allen drei Revieren prüfen, inwieweit Abbaukonzepte angepasst werden müssen und ob auf dieser neuen Grundlage weitere Planungs- und Genehmigungsschritte auf Länderebene einschließlich rechtskräftiger und durchzusetzender Betriebsgenehmigungen notwendig sind. Dies darf nicht zu neuen Einfallstoren für eine deutschlandweite „Klageindustrie“ führen.

5) Öffentlich-rechtliche Verträge müssen Verlässlichkeit für alle Beteiligten schaffen

Der Stilllegungspfad für die Braunkohlenindustrie führt zu erheblichen Eingriffen in die bisherigen Planungen und Genehmigungen der Reviere, Unternehmen und Mitarbeiter sowie in deren Grundrechte. Die Braunkohleindustrie muss zudem die Herausforderung meistern, den laufenden Betrieb, die Wiedernutzbarmachung die Arbeitsplätze und den Arbeitsplatzabbau der Beschäftigten zu finanzieren, zuverlässig zu erfüllen und den Strukturwandel in den Regionen zu begleiten. Hierfür benötigen alle Reviere über die gesamte Zeit bis 2038 ein hohes Maß an Planungssicherheit und Verlässlichkeit und den Schutz vor Änderungen des Rechtsrahmens.

Die KWSB hat daher empfohlen, zur Herstellung von Rechtssicherheit für alle Beteiligten – auch für die Bundesregierung – die wesentlichen Regelungen für alle Reviere in öffentlich-rechtlichen Verträgen mit den Betreibern der Braunkohlekraftwerke und Braunkohletagebaue zu vereinbaren. Dies begrüßen wir ausdrücklich. Aus unserer Sicht sollten Erarbeitung und Abschluss der Verträge parallel zum Gesetzgebungsverfahren verlaufen und – wie im Gesetzentwurf vorgesehen – bis zum 30. Juni 2020 erfolgen. Sollte sich der Vertragsabschluss verzögern, ist sicher zu stellen, dass den Betreibern daraus keine Nachteile erwachsen.

6) Entschädigungszahlungen

Die bislang bestehenden Planungsentscheidungen und Genehmigungen sowohl für Tagebaue als auch für Kraftwerke haben weitreichende Vertrauenstatbestände geschaffen, auf deren Grundlage in allen Braunkohlenrevieren Investitionen in Milliardenhöhe getätigt worden sind.

Die Entschädigungen sind für die Betreiber unverzichtbar, um die ihnen entstehenden, mit den vorgezogenen Stilllegungen verbundenen zusätzlichen Kosten, insbesondere in den Tagebauen, abzudecken. Denn Kraftwerke, Veredlungsanlagen und Tagebaue sind Systeme mit zahlreichen wechselseitigen Abhängigkeiten. Die gesamte Wertschöpfungskette vom Tagebauaufschluss bis hin zur Rekultivierung der in Anspruch genommenen Fläche zeichnet sich neben einer hohen Personalintensität auch durch hohe Fixkosten aus, die bei Verringerung der Kohleförderung nur in sehr geringem Maß abgebaut werden können. Werden die Kraftwerke wie im Ausstiegsfahrplan vorgesehen vorzeitig stillgelegt, führt dies z. B. zu erheblichen und zeitlich weit vorlaufenden Aufwendungen in den Tagebauen, die beim ursprünglich geplanten Betrieb nicht in dieser Höhe angefallen und nur in einem längeren Zeitraum zu erwirtschaften gewesen wären. Dieser Wirkungszusammenhang betrifft alle Reviere und ist nicht an ein festes Datum gekoppelt. Entscheidend für diese Wirkung ist nicht die Frage, ob der Verbund aus Kraftwerk und Tagebau vor 2030 stillgelegt wird, sondern wie viele Jahre vor dem regulären Ende des Tagebaubetriebes die Stilllegung des Gesamtsystems erfolgt. Die anfallenden Kosten, die von der Entschädigung abzudecken sind, umfassen u. a.

- Umstellungsaufwendungen für technische Maßnahmen, mit denen der geänderte Betrieb von Kraftwerken und Tagebauen ermöglicht wird,
- erhöhte Aufwendungen durch die geänderte Rekultivierung und Wiedernutzbar-machung abhängig von dem Vorziehen des Stilllegungszeitpunkts für einen Tagebau,
- erhöhte Rückstellungen, da die Stilllegungen deutlich früher erfolgen als ursprünglich geplant sowie
- die den Unternehmen anfallenden, nicht vom APG abgedeckten Kosten für vorzeitigen Personalabbau.

II. Zu den einzelnen Vorschriften des Gesetzentwurfs

Dies vorausgeschickt hält die Braunkohlenindustrie die folgenden Änderungen des Gesetzentwurfs durch den Bundestag für erforderlich:

Zu Artikel 1: Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG)

1. § 3 Begriffsbestimmungen

§ 3 Ziffer 9 ist wie folgt zu fassen:

9. „Braunkohleanlage“ eine Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie durch den Einsatz von Braunkohle; wobei jedenfalls die in Anlage 2 aufgeführten Anlagen Braunkohleanlagen in diesem Sinne sind; für die Anwendung der §§ 41 bis 43 und 52 umfasst der Begriff auch die Tagebaue, Veredelungsbetriebe, Verwaltungen und mit dem Braunkohlebetrieb verbundenen Unternehmensteile; im Übrigen gilt die Begriffsbestimmung der Steinkohleanlage entsprechend,

Begründung:

Klarstellung des gesetzgeberisch Gewollten. Die Beendigung der Braunkohlenverstromung berührt – anders als die Beendigung der Steinkohleverstromung – unmittelbar die damit verbundenen Tagebaue sowie zahlreiche Querschnittsbereiche und verbundene Unternehmensteile (u. a. Eisenbahnbetrieb, Werkstätten, Logistik, etc.). Diese unmittelbare Betroffenheit muss insbesondere in den Regelungen zur Überprüfung vorzeitiger Stilllegungen (§ 41) und in den in § 42 und 43 beschriebenen Inhalten eines öffentlich-rechtlichen Vertrags bzw. einer Verordnung sowie in § 52 zum Anpassungsgeld angemessen berücksichtigt werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass sowohl die Vorgaben zu den Entschädigungen als auch zum APG erschwert bzw. unmöglich gemacht werden.

2. § 41 Überprüfung vorzeitiger Stilllegungen

§ 41 ist wie folgt zu fassen:

- a) Die Aufzählung Absatz 1 ist zu streichen.
- b) Der Text des bisherigen Absatz 1 ist wie folgt zu fassen:

Bei ~~den~~ Überprüfungen nach den §§ 49 und 51 im Jahr ~~den Jahren 2026, 2029 und 2032~~ wird bezüglich der Braunkohleanlagen, die gemäß dem öffentlich-rechtlichen Vertrag oder der Rechtsverordnung nach dem Jahr 2035 ~~2030~~ endgültig stillgelegt ~~und nicht in eine Sicherheitsbereitschaft überführt werden~~, in Verhandlungen mit den Betreibern überprüft, ob der Stilllegungszeitpunkt jeweils drei Jahre vorgezogen werden kann. Unbeschadet dessen ist der Betrieb der die Braunkohleanlagen versorgenden Tagebaue bis zu den in Anlage 2 genannten Stilllegungszeitpunkten energie-wirtschaftlich notwendig. Diese Feststellung ist für sämtliche raumordnerischen und landesplanerischen Verfahren sowie Zulassungsverfahren verbindlich.

- c) Absatz 2 ist ersatzlos zu streichen. Als Folgeänderung ist auch § 42 Absatz 2 Ziffer 11 ersatzlos zu streichen.

Begründung:

zu a und b)

Im Widerspruch zu den Empfehlungen der KWSB sieht § 41 Absatz 1 vor, dass in den Jahren 2026, 2029 und 2032 ein Vorziehen des Stilllegungszeitpunktes von Braunkohleanlagen um drei Jahre geprüft wird. Dies soll für alle Anlagen gelten, deren Stilllegung nach 2030 beabsichtigt ist. D.h. neben einer Vorziehung der Stilllegung 2038 auf 2035 könnten auch die vereinbarten Stilllegungen 2034/2035 im Rahmen der Prüfungen 2026, 2029, (2032) um jeweils 3 Jahre vorgezogen werden. Dies entspricht nicht den KWSB-Empfehlungen.

Wie die KWSB empfiehlt, fordern wir,

- auf die Überprüfungen im Hinblick auf ein Vorziehen der Stilllegungen in den Jahren 2026 und 2029 ganz zu verzichten und diese Überprüfung nur 2032 durchzuführen,
- nur zu prüfen, inwieweit für 2038 beabsichtigte Stilllegungen vorgezogen werden können und
- ein Vorziehen nur „in Verhandlungen mit den Betreibern“ in Betracht zu ziehen.

Nur insofern ist die Überprüfung KWSB-konform. Im Übrigen hat sich die Bundesregierung mit den betroffenen Bundesländern auf den Stilllegungspfad gem. Anlage 2 geeinigt, der Überprüfungen nicht vorsieht.

Inhaltlich läuft der Vorschlag zudem den Sachgesetzlichkeiten des Braunkohlenbergbaus zuwider:

Wegen der Großräumigkeit der Tagebaue gibt es ein anerkanntes und mehrstufiges Planungs- und Genehmigungssystem, mit dem für die Tagebaue von Anfang an eine Planung geprüft wird, die auf einen bestimmten Endstand und eine festgelegte Lage des Tagebausees bei Beendigung des Abbaus ausgelegt ist. Soll ein Tagebau genehmigt werden, sind heute zwingend folgende Schritte zu durchlaufen:

- Neue energiepolitische Grundsatzentscheidung der zuständigen Landesregierung
- Änderung des jeweiligen Braunkohlenplans
- Zulassung geänderter Rahmenbetriebspläne
- Zulassung neuer Hauptbetriebspläne
- Zulassung von Abschlussbetriebsplänen, ggf. kombiniert mit Sonderbetriebsplänen
- Planfeststellungen für geänderte Tagebauseen, neue wasserrechtliche Erlaubnisse für die notwendigen Sümpfungen und deren Beendigung.

Diese Schritte sind auch zu durchlaufen, wenn ein Tagebau deutlich verkleinert werden soll und daher umgeplant werden muss. Nur so lassen sich Gefahren für die Sicherheit von Leib und Leben von Menschen sowie Beeinträchtigungen der Umwelt verhindern sowie die geltenden Rechtsvorschriften einhalten.

Zur Sicherung der Kraftwerkslaufzeiten gemäß Anlage 2 dieses Gesetzes ist es erforderlich, dass die Braunkohle in der erforderlichen Menge bis zum Datum der Stilllegung bzw. über die gesamte Dauer der Sicherheitsbereitschaft zur Verfügung steht. Der Betrieb der Tagebaue bedarf langfristiger Vorbereitungen. Sowohl die berg- und wasserrechtlichen Genehmigungsverfahren als auch die erforderlichen Entscheidungen zu Maßnahmen und Investitionen im Umfeld des Tagebau- bzw. Kraftwerksbetriebs (z. B. Verlegemaßnahmen) sind weit vor dem eigentlichen Kohleabbau abzuschließen bzw. zu treffen. Aus diesem Grund muss bei der Planung der Tagebaulaufzeiten immer zugrunde gelegt werden, dass die in diesem Gesetz festgelegten Stilllegungszeitpunkte der Kraftwerke abgebildet sind. Auch von daher ist die Feststellung im Gesetz erforderlich, dass die die Braunkohleanlagen versorgenden Tagebaue bis zu den in Anlage 2 genannten Stilllegungszeitpunkten energiepolitisch erforderlich sind. Eine mögliche weitere Verkürzung der Kraftwerkslaufzeiten in Folge einer Überprüfung nach § 41 Absatz 1 kann bei der Planung der Tagebaulaufzeiten nicht berücksichtigt werden, da aufgrund der zur Verfügung stehenden Zeit die Möglichkeit einer gesetzeskonformen Laufzeit der Kraftwerke gem. Anlage 2 nicht mehr zu gewährleisten wäre.

zu c)

Die von der Sicherheitsbereitschaft betroffenen Kraftwerksblöcke sowie ihre jeweilige Verweildauer ist in Anlage 2 abschließend geregelt. Aus Gründen der personalpolitischen sowie betriebswirtschaftlichen Planungssicherheit ist an diesen Regelungen festzuhalten (Vertrauensschutz). Damit ist die in § 42 Abs. 2 Ziffer 11 und in § 43 Absatz 2 Ziffer 9 vorgesehene Überprüfung im Jahr 2026 überflüssig, gefährdet die Unternehmensplanungen und ist daher ersatzlos zu streichen.

3. § 42 Ermächtigung der Bundesregierung zum Abschluss eines öffentlich-rechtlichen Vertrages

a) § 42 Abs. 2 Ziffer 5 ist wie folgt zu ergänzen:

5. Verwendung der Auszahlung etwaiger Entschädigungsbeträge für die Deckung der Kosten der Rekultivierung und Wiedernutzbarmachung der Tagebaue und aller Tagebaufolgekosten; sofern kein werthaltiger Konzernhaftungsverbund vorliegt, sollen in Abstimmung mit den zuständigen Behörden der Länder geeignete Maßnahmen festgelegt werden, um zu verhindern, dass die ausgezahlten Entschädigungen abfließen, sondern – soweit erforderlich – für die Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung der Tagebaue und aller Tagebaufolgekosten gesichert werden auch gegenüber etwaigen Rechtsnachfolgern; sollten die Behörden der Länder verlangen, Entschädigungsbeträge nach Ziffer 3 ganz oder zum Teil zusätzlich in die gegründeten Vorsorgegesellschaften einzubringen, werden diese zusätzlichen Einzahlungen in Absprache mit den Ländern im jeweiligen Jahr der Fälligkeit unter Anrechnung auf die gesamte Entschädigungssumme des jeweiligen Betreibers erstattet;

Begründung:

In einigen mittel- und ostdeutschen Bundesländern wurden Vorsorgegesellschaften zur Absicherung der Wiedernutzbarmachungs- und etwaiger Nachsorgeverpflichtungen gegründet, in denen die Tagebaubetreiber insolvenz sichere Sondervermögen ansparen. Grundlage für die Einzahlungen der Betreiber in diese Gesellschaften sind die derzeit geltenden und auf bergrechtlichen Genehmigungen beruhenden Revierkonzepte. Sollten in Folge der durch den Ausstiegspfad notwendigen Anpassung dieser Revierkonzepte die zuständigen Landesbehörden zusätzliche Einzahlungen in die Vorsorgegesellschaften verlangen, kann dies die u.a. für eine unternehmerische Neuausrichtung notwendige Liquidität der Unternehmen gefährden. In diesem Fall müssen deshalb diese Einzahlungen unter Anrechnung auf die insgesamt anfallende Entschädigungssumme vom Bund zeitnah erstattet werden.

b) § 42 Abs. 2 Ziffer 6 ist wie folgt zu fassen:

6. die Kriterien und Rechtsfolgen ~~unzulässiger gezielter~~ nachträglicher Eingriffe in die Braunkohleverstromung unter Beachtung der Planungs- und Rechtssicherheit für den verbleibenden Betrieb von Braunkohlenanlagen, -tagebauen und Veredelungsbetrieben zur Vermeidung von Haltebetrieb und unter Wahrung der uneingeschränkten allgemeinen Wirtschafts-, Energie-, Klima und Umweltpolitik der Bundesrepublik Deutschland;

Begründung:

„Gezielte unzulässige nachträgliche Eingriffe“ in die Braunkohleverstromung sind per se rechtswidrig und damit unwirksam. Sinn und Zweck der Regelung ist nicht der Schutz der Betreiber vor rechtswidrigen Eingriffen in den Betrieb, sondern der

Schutz vor politisch induzierten nachträglichen Erschwerungen des aktuellen regulatorischen Rahmens, der die Geschäftsgrundlage für den verhandelten Braunkohleausstieg bildet. Die Braunkohlenindustrie geht mit der Verständigung über die vereinbarten Stilllegungen mit unmittelbaren irreversiblen Umsetzungsschritten in Vorleistung. Spätere politische Aufschnürungen dieses Gesamtpakets würden die essentielle Planungssicherheit und Balance der Einigung gefährden. Damit geht es im Kern um die Zusage der Bundesregierung, analog der Verständigung zum Kernenergieausstieg, nachträgliche den vereinbarten Ausstiegspfad konterkariierende regulatorische Verschärfungen zu unterlassen bzw. im europäischen Kontext gegen eine Verschlechterung hinzuwirken. Dies wurde insbesondere mit Blick auf die Umsetzung von BREF LCP bereits im KWSB-Bericht gefordert. Die Bundesregierung hat selbst zugesagt, den materiellen Gehalt des Kohleausstiegsgesetzes nicht durch weitere gesetzliche oder regulatorische Maßnahmen zu beschädigen oder zu gefährden.

4. § 43 Ermächtigung der Bundesregierung zum Erlass einer Rechtsverordnung

§ 43 Abs. 2 ist wie folgt zu fassen:

(2) Für den Regelungsinhalt der Rechtsverordnung ist § 42 Absatz 2 Ziffern 1 bis 7 und 9 bis 11 entsprechend anzuwenden.

Begründung:

Die KWSB hat in ihrem Abschlussbericht den verhandelten Braunkohleausstieg empfohlen. Nur wenn eine vertragliche Einigung nicht zu Stande kommt, soll die Bundesregierung auf eine Rechtsverordnung zurückgreifen. Diesem Grundsatz trägt § 42 Abs. 1 grundsätzlich Rechnung. Davon unberührt bleiben jedoch die inhaltlichen Vorgaben der Rechtsverordnung. Diese werden in dem nicht abschließenden Katalog des § 42 Abs. 2 weitestgehend sachgerecht abgebildet. Dagegen bleibt der Regelungskatalog des § 43 Abs. 2 inhaltlich deutlich dahinter zurück. Ein Auseinanderfallen ist sachlich nicht gerechtfertigt. Deshalb sollte der Regelungskatalog des § 42 Abs. 2 auf den Regelungskatalog des § 43 Abs. 2 übertragen werden.

Sofern unser Petitum zu § 41 akzeptiert wird, muss es heißen „Für den Regelungsinhalt der Rechtsverordnung ist § 42 Absatz 2 Ziffern 1 bis 7 und 9 bis 10 entsprechend anzuwenden.“

5. § 49 – Regelmäßige Überprüfung der Maßnahmen

§ 49 Abs. 1 ist wie folgt zu ergänzen:

(1) Die Bundesregierung überprüft zum 15. August 2022, zum 15. August 2026, zum 15. August 2029 sowie zum 15. August 2032 auf wissenschaftlicher Grundlage einschließlich festgelegter Kriterien und dazugehöriger Indikatoren die Auswirkungen der Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung auf die Versorgungssicherheit, auf die Anzahl und installierte Leistung der von Kohle auf Gas umgerüsteten Anlagen, auf die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung, ~~und~~ auf die Strompreise, auf die Beschäftigung, die strukturpolitischen Ziele und die realisierten strukturpolitischen Maßnahmen sowie die regionale Wertschöpfung und sie überprüft die Erreichung des gesetzlich festgelegten Zielniveaus nach § 4 sowie den Beitrag zur Erreichung der damit verbundenen Klimaschutzziele.

Begründung:

Die KWSB hat wiederholt und ausdrücklich empfohlen, insbesondere auch die Auswirkungen des stufenweisen Ausstiegs aus der Braunkohlenverstromung auf die Strukturentwicklung, Wertschöpfung und Beschäftigung zu evaluieren (vgl. KWSB Abschlussbericht S. 106 ff.). Auch Bundesminister Altmaier hat wiederholt angekündigt: „Mein Ziel ist es, den Strukturwandel zu gestalten – und zwar bevor Arbeitsplätze in den Kohlerevieren wegfallen und nicht erst danach.“ (zuletzt Pressemitteilung des BMWi vom 17.12.2019). Dies ist jedoch nur möglich, wenn die in § 49 festgelegte Evaluierung auch die Aspekte Beschäftigung, Strukturentwicklung und Wertschöpfung - so wie von der KWSB gefordert - untersucht werden.

Die KWSB hat darüber hinaus darauf hingewiesen, dass der Wegfall an REA-Gips durch eine zusätzliche umweltverträgliche Gewinnung von Naturgips ausgeglichen werden muss, um den Bedarf an Rohstoffen für die Bauwirtschaft zu sichern. Aus unserer Sicht sollte auch dieser Aspekt in § 49 aufgenommen werden, damit die Bundesregierung rechtzeitig ggf. erforderliche Maßnahmen zur vorsorgenden Sicherung von Gips Rohstoffen festlegt.

6. § 51 – Überprüfung des Abschlussdatums

§ 51 ist wie folgt zu fassen:

Die Bundesregierung überprüft im Rahmen der umfassenden Überprüfung ~~zum 15. August 2026, zum 15. August 2029 und~~ zum 15. August 2032 nach § 49 auch, ob die Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung nach dem Jahr 2035 jeweils drei Jahre vorgezogen und damit das Abschlussdatum 31. Dezember 2035 erreicht werden kann. Soweit das Abschlussdatum nach Satz 1 vorgezogen wird, ist das Zielniveau in § 4 entsprechend anzupassen.

Begründung:

Dies ist eine Folgeänderung, die aus dem Änderungsvorschlag zu § 41 Abs. 1 folgt (siehe Ziffer 2 auf S. 2 dieses Dokuments). Mit der Änderung soll eine KWSB-konforme Umsetzung der „Öffnungsklausel“ gewährleistet werden (entsprechend S. 64 KWSB-Abschlussbericht).

7. § 52 – Anpassungsgeld

§ 52 Abs. 1 Satz 1 ist wie folgt zu fassen:

(1) Zur sozialverträglichen schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung kann aus Mitteln des Bundeshaushalts Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer in den Braun- und Steinkohlenkraftwerken, den Tagebauen, Veredelungsbetrieben, Verwaltungen und mit dem Braun- und Steinkohlekohlebetrieb verbundenen Unternehmensteilen ~~den Braunkohleanlagen und -tagebauen sowie den Steinkohleanlagen~~, die mindestens 58 Jahre alt sind und aus Anlass eines Zuschlags nach § 21 Absatz 1 in Verbindung mit § 46, einer Anordnung der gesetzlichen Reduzierung nach § 35 Absatz 1 in Verbindung mit § 46 oder einer Stilllegung gemäß dem öffentlich-rechtlichen Vertrag nach § 42 oder der Rechtsverordnung nach § 43 bis zum 31. Dezember 2043 ihren Arbeitsplatz verlieren, ...

Begründung:

Der Wortlaut des § 52 Abs. 1 Satz 1 scheint den Anwendungsbereich des APG auf Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer in Kohlekraftwerken und Tagebauen zu beschränken. Dies würde bei restriktiver Auslegung alle übrigen vom Kohleausstieg betroffenen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der Unternehmen, beispielsweise der Querschnittsfunktionen, ausschließen. Das Risiko diese sachwidrigen und nach der Begründung zu § 52 auch politisch nicht gewünschten Auslegung sollte durch eine eindeutige Formulierung im Gesetzestext ausgeschlossen werden.

Die Änderung ist entbehrlich, wenn die Definitionsergänzung § 3 Ziffer 9 (Nr. 1 der Stellungnahme) erfolgt.

Zu Artikel 2: Änderung des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes

Artikel 2 des Gesetzes ist wie folgt zu ändern:

§ 8 Absatz 1 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475), das zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 18. Januar 2019 (BGBl. I S. 37) geändert worden ist, wird wie folgt gefasst:

(1) Die Versteigerung von Berechtigungen erfolgt nach den Regeln der Verordnung (EU) Nr. 1031/2010 der Kommission vom 12. November 2010 über den zeitlichen und administrativen Ablauf sowie sonstige Aspekte der Versteigerung von Treibhaus-

gasemissionszertifikaten gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft (ABl. L 302 vom 18.11.2010, S. 1) in der jeweils geltenden Fassung. Im Fall des Verbots der Kohleverfeuerung nach Teil 5 und 6 des Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung ~~werden~~ können Berechtigungen aus der zu versteigernden Menge an Berechtigungen in dem Umfang gelöscht werden, der der zusätzlichen Emissionsminderung durch die Stilllegung der Stromerzeugungskapazitäten entspricht, soweit diese Menge dem Markt nicht durch die mit dem Beschluss (EU) 2015/1814 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. Oktober 2015 über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG (ABl. L 264 vom 9.10.2015, S. 1) eingerichtete Marktstabilitätsreserve entzogen wird und soweit dies den Vorgaben nach Artikel 12 Absatz 4 der Richtlinie 2003/87/EG entspricht. Diese Menge wird für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr ermittelt und durch Beschluss der Bundesregierung festgestellt.

Begründung:

Die Bundesregierung beabsichtigt mit Artikel 2 des Kohleausstiegsgesetzes, Artikel 12 Abs. 4 der ETS-Richtlinie in Anspruch zu nehmen, der es Mitgliedstaaten erlaubt, freiwerdende CO₂-Emissionszertifikate im Fall einer Stilllegung von Stromerzeugungskapazitäten zu löschen. Sie will damit verhindern, dass durch den politisch veranlassten Kohleausstieg Emissionszertifikate netto frei werden und den CO₂-Preis absenken könnten. Bislang nutzt kein anderer Mitgliedstaat diese Option.

Die freiwerdenden Zertifikate sind indes nicht eindeutig bestimmbar, sondern nur abschätzbar. So können die Emissionen der stillgelegten Kraftwerke nicht für die Jahre nach einer in der Zukunft liegenden Stilllegung bestimmt werden. Auch die Emissionen der Kraftwerke, die im europäischen Strommarkt die Stilllegungen in Deutschland ersetzen bzw. kompensieren, sind vorab nicht abschätzbar. Insbesondere bislang kaum ausgelastete Steinkohlekapazitäten können die Nettoemissionsminderung stark reduzieren. Zudem müssten fiktive Annahmen darüber getroffen werden, wie lange die stillgelegten Kraftwerke noch betrieben worden wären.

Noch komplexer wird die Bestimmung, wenn, wie Artikel 2 vorgibt, die Wirkung der Marktstabilitätsreserve berücksichtigt werden soll, zumal diese Marktstabilitätsreserve demnächst evaluiert und ggf. angepasst werden soll.

Eine Verpflichtung zur Löschung einer nicht eindeutig bestimmbaren Zertifikatmenge ist rechtlich angreifbar. Daher sollte die Verpflichtung – wie vorgeschlagen – in eine „Kann-Bestimmung“ umgewandelt werden.

Stellungnahme

zum Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz)

Berlin, 15. Mai 2020

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	5
Artikel 1 Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVBG)	8
1.1 Keine entschädigungsfreien, gesetzlichen Stilllegungen	8
1.2 Unabhängiger SK-Stilllegungspfad, Ausschreibungsmengen und -zeitraum	9
1.3 Höchstpreise und gesonderte Regelung für Kraftwerke unter 25 Jahren	10
1.4 Anpassung der Härtefallregelung für KWK-Anlagen	11
1.5 Aussetzung der Anordnung der gesetzlichen Reduzierung	12
1.6 Umrüstung von Steinkohlekraftwerken auf erneuerbare Brennstoffe	12
1.7 Netzfaktor / Ausschluss von süddeutschen Kraftwerken	13
1.8 Umrüstung zum Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung	13
1.9 Langfristige Analysen und Systemrelevanzprüfung	14
1.10 Zeitraum der Investitionen in Steinkohleanlagen	14
Artikel 2 Änderung des Gesetzes über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen	15
Artikel 3 Änderung des Einkommenssteuergesetzes [keine Stellungnahme von Seiten des BDEW]	15
Artikel 4 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes	15
4.1 § 24a Absatz 2 EnWG	15
4.2 § 95 EnWG	16
Artikel 5 Änderung der Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz-Gebührenverordnung	16
Artikel 6 Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes	16
6.1 Grundsätzliches	16
6.2 Nötige Änderungen des KWKG, die bislang nicht im Kabinettsentwurf des Kohleausstiegsgesetzes enthalten sind	18
6.2.1 Erhöhung der KWK-Zuschläge	18
6.2.2 Erhöhung des KWK-Ausbauziels	20
6.2.3 Erhöhung des Finanzbudgets des KWKG von 1,5 auf 2,5 Mrd. Euro/a	21
6.2.4 Vergrößerung des Ausschreibungsvolumens	23
6.2.5 Anpassung der Höchstpreise in den Ausschreibungen für KWK und iKWK	23

6.2.6	Änderung der Kriterien in der iKWK	23
6.2.7	Verbesserung der Wärmenetz- und Speicherförderung im KWKG	24
6.2.8	Weitere im KWKG notwendige Änderungen	24
6.2.9	„Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ in 2020 nutzbar machen	24
6.2.10	Kompensation der Belastungen aus dem BEHG für kleinere KWK-Anlagen	25
6.3	Notwendige Änderungen, die im Kabinettsentwurf zum Kohleausstiegsgesetz bereits enthalten bzw. angelegt sind	26
6.3.1	§ 6 Abs. 1 KWKG: Verlängerung des KWKG bislang nur bis 2029 und nur für KWK-Anlagen größer 50 MW	27
6.3.2	§ 7c KWKG (neu): Kohleersatzbonus	28
6.3.3	§ 7a KWKG 2016 (neu): Bonus für den Einsatz von Wärme aus Erneuerbaren Energien (EE-Wärme-Bonus)	32
6.3.4	§ 7b KWKG 2016 (neu): Bonus für die Installation von Power-to-Heat (PtH-Bonus)	34
6.3.5	§ 8 Abs. 4 KWKG 2016 (neu): Generelle Beschränkung der vergütungsfähigen Vollbenutzungsstunden (Vbh) auf 3.500/a	36
6.3.6	§ 7 Absatz 7 KWKG 2016: KWK-Zuschlagskürzung bei KWK-Stromeinspeisung in Zeiten negativer Strompreise	37
6.3.7	Übergangsregelung in § 35 Abs. 19 des Regierungsentwurfs	38
6.3.8	§ 18 Abs. Abs. 1 Nr. 2 KWKG: Erhöhung auf 75 % => Anrechnung von Wärme aus der thermischen Abfallverwertung als „industrielle Abwärme“	39
6.3.9	Artikel 6, §7d – Südbonus:	40
6.3.10	Anlage 1 zu Artikel 1 bzw. Artikel 4 Kohleausstiegsgesetz (Liste Südregion)	41
6.3.11	Änderungen in § 7 Abs. 1 KWKG: Entfall der KWK-Zuschläge bei Modernisierung von KWK-Anlagen, die Eigenverbrauch über das Netz der allg. Versorgung realisieren	41
6.3.12	§ 3 KWKG: Klarstellung der Zulässigkeit der „kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe“ für sämtliche KWK-Anlagen	42
6.3.13	§ 3 KWKG: Aufnahme einer Klarstellung der Einhaltungspflicht der allgemein anerkannten Regeln der Technik beim Netzanschluss	43
6.3.14	§ 4 Abs. 1 KWKG: Aufnahme einer „Ausfallvergütung“	43
6.3.15	§ 4 Abs. 2 Satz 3 und 4 KWKG: Weitere netzbetreiberseitige Handhabung von KWK-Anlagen über 50 kW ohne Zuschlagszahlungsanspruch	44
6.3.16	§ 4 Abs. 3 KWKG: Kaufmännische Abnahme des Stroms durch den Netzbetreiber für einen Dritten	45
6.3.17	§ 7 Abs. 6 KWKG: Kumulierungsverbot	46

6.3.18 § 8a Abs. 2 Nr. 2 KWKG: Einbeziehung von Fernwärme-Pumpen	46
6.3.19 § 14 Abs. 1 KWKG: Sanktionierung der Nichteinhaltung des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG)	47
6.3.20 § 27c KWKG: KWK-Umlage für Schienenbahnen	48
Artikel 7 Änderung der KWK-Ausschreibungsverordnung	49
Artikel 8 Änderung des Sozialgesetzbuches Sechstes Buch (VI)	49
Weitere notwendige Gesetzesänderungen	49
Änderung der 13. BimSchV auf Basis BREF LCP	49
EE-Änderungen	49

Executive Summary

Der vom Bundeskabinett am 29. Januar beschlossene Gesetzesentwurf zum Kohleausstiegsgesetz (KAG) enthält insbesondere die Umsetzung der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) zu den Regelungen zur Beendigung der Kohleverstromung Deutschland in Form des Kohlverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) und der Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG).

Das oberste Ziel des Gesetzes muss es aus Sicht des BDEW sein, einen verlässlichen, rechtssicheren und klimapolitisch sinnvollen Ausstieg aus der Kohleverstromung zu gewährleisten. Dieses Ziel, welches auch die oberste Prämisse der KWSB war, unterstützt der BDEW ausdrücklich. Allerdings wird der vorliegende Gesetzesentwurf diesem Auftrag in zentralen Punkten nicht gerecht.

Der BDEW bezweifelt ganz grundsätzlich, dass dieser Gesetzesentwurf einen „sicheren“ Ausstiegspfad – im Sinne einer bezahlbaren und sicheren Versorgung mit Strom und Wärme auf der einen und Erreichung der CO₂-Reduktionsziele auf der anderen Seite – gewährleistet. Stattdessen gibt es tiefgreifende Inkonsistenzen zwischen den verschiedenen Regelungsvorschlägen, die in letzter Konsequenz die Versorgungssicherheit gefährden könnten.

Dabei kritisiert der BDEW insbesondere die Regelungen zur gesetzlichen Reduktion inklusive entschädigungsloser Zwangstilllegung von Kraftwerken, die massive finanzielle Belastung der Unternehmen – in erster Linie Stadtwerke – sowie die zusätzliche Belastung der Steinkohlekraftwerke aufgrund des bereits fixierten Stilllegungspfads der Braunkohle.

Der Gesetzesentwurf in seiner jetzigen Form stellt aufgrund dieser und weiterer Punkte eine Gefahr für die Investitionssicherheit des Wirtschaftsstandorts Deutschland dar. Dabei werden für die Gestaltung eines erfolgreichen Kohleausstiegs nicht nur die Stilllegung der Kohlekraftwerke, sondern auch massive Investitionen in moderne und hocheffiziente KWK-Ersatzanlagen genauso wie der massive Ausbau der Erneuerbaren Energien gebraucht.

Hier zeigt sich eine weitere Schwäche des Gesetzesentwurfs. Da es sich bei etwa drei Viertel der Steinkohlekraftwerke um KWK-Anlagen handelt, sind die Änderungen im KWKG entscheidend für den Erfolg des gesamten Kohleausstiegs. Die Umstellung von Kohle-KWK-Anlagen auf die Nutzung von Gas und Erneuerbaren Energien sowie der Neubau von weiteren KWK-Anlagen werden der verlässliche Garant für die Versorgungssicherheit im Bereich Strom und Wärme in der zukünftigen Energieversorgung sein.

Dieser entscheidenden Rolle der KWK wird der vorliegende Gesetzesentwurf nicht gerecht. Er ist in seiner jetzigen Form nicht dazu geeignet, die relevanten Punkte im KWKG angemessen zu adressieren, sondern stellt eine Gefahr für die Betroffenen - insbesondere für Stadtwerke und Kommunen – dar, in eine finanzielle Schieflage zu geraten, nicht nur durch zu geringe Entschädigungen, sondern bereits durch direkt notwendige Wertberichtigungen. Diese Kollateralschäden des vorliegenden Gesetzesentwurfs würden auch die Kunden und Bürger zu spüren bekommen – insbesondere durch steigende Fernwärmepreise. Hier sei beispielhaft auf Stadtwerke in ostdeutschen Kommunen verwiesen, die bislang Abnehmer der Wärme aus Braunkohle-Kraftwerken sind. Eine Benachteiligung von solchen kleineren KWK-Anlagen würde gerade in diesen Kommunen zu deutlich steigenden Fernwärmepreisen führen.

Der BDEW fordert daher, die KWK/Fernwärme mit einem erhöhten Kohleersatzbonus und weiteren notwendigen Änderungen im KWKG zukunftsfest zu machen. Dies genannte Erhöhung ist notwendig, denn der bisherige Kohleersatzbonus ist kaum wirksam gewesen. Ursache dafür ist, dass sich dieser bisher nur auf die gleichzeitige Strom- und Wärmeproduktion (KWK-Erzeugung) der „alten“ Kohle-KWK-Anlage bezogen hat und dabei unterschlägt, dass viele KWK-Anlagen auch einen integrativen Kraftwerksteil zur reinen Stromproduktion („Kond.-Scheibe“) besitzen. Deren wirtschaftlicher Wegfall sowie ihr Beitrag zur CO₂-Reduktion bei Stilllegung der Kohle-KWK-Anlage muss bei der Erhöhung des Kohleersatzbonus für die neue Gas-KWK-Anlage berücksichtigt werden. Zusammen mit weiteren einfach umsetzbaren Änderungen im KWKG – wie der Erhöhung der Grundvergütung und der Verlängerung des KWKG – würde die KWK in die Lage versetzt, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit Strom und Wärme im Jahr 2030 und darüber hinaus, genauso wie die Erreichung der Klimaschutzziele, maßgeblich zu unterstützen.

Der BDEW fordert zudem, dass die Bundesregierung nicht nur Vorschläge zum Ausstieg aus der Kohleverstromung, sondern auch zum Einstieg in einen verstärkten Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) vorlegt. Der klimapolitisch notwendige Ausstieg aus der Kohle ist nur zu realisieren, wenn gleichzeitig die Bedingungen für den weiteren EE-Ausbau im Hinblick auf das 65 %-Ziel bis 2030 und darüber hinaus massiv verbessert werden. Vor diesem Hintergrund ist es zwingend erforderlich, die Regelungen zu den relevanten EE-Themen – insbesondere die Aufhebung des PV-Deckels und die Anhebung des Offshore-Ausbauziels sowie eine sinnvolle Regelung zur Wiederbelebung des Ausbaus der Windenergie an Land – in den aktuellen Gesetzesentwurf zu integrieren. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Kohleausstieg müssen Hand in Hand gehen.

Daneben ist eine stärkere Berücksichtigung erneuerbarer und dekarbonisierter Gase erforderlich. Die dazu zwingend erforderlichen Änderungen des energierechtlichen Ordnungsrahmens müssen zeitnah angegangen werden und auch in schon laufenden Gesetzgebungsverfahren Berücksichtigung finden. Nur so kann sichergestellt werden, dass moderne und hocheffiziente gasbasierte KWK-Anlagen langfristig einen Beitrag zur Versorgungssicherheit im Bereich Strom und Wärme leisten werden.

Kernforderungen des BDEW

zum Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG)

- Keine entschädigungsfreien, gesetzlichen Stilllegungen und keine damit einhergehende Gefährdung der Investitions- und Rechtssicherheit für den Wirtschaftsstandort Deutschland.
- Sicherstellung, dass der Kohleausstieg nicht zu einer finanziellen Schieflage der Betroffenen – insbesondere der Stadtwerke und Kommunen – führt, nicht nur durch zu geringe oder fehlende Entschädigungen, sondern auch durch bereits direkt notwendige Wertberichtigungen.

- Sonderregelung für junge Kraftwerke unter 25 Jahren, durch die eine transparente und angemessene Berechnung der Entschädigungen ermöglicht wird, z. B. auf Grundlage der Berechnungsformel für die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft – angepasst an die Spezifika der Steinkohle. Anpassung der Höchstpreise zur Gewährleistung einer angemessenen Entschädigung für alle Steinkohlekraftwerke, entsprechend den KWSB-Empfehlungen.
- Trennung der Ausstiegspfade bei der Stein- und der Braunkohleverstromung bzw. unabhängiger stetiger Stilllegungspfad für die Steinkohlekapazitäten.
- Verlängerung der Ausschreibungen zur Stilllegung von Steinkohlekraftwerken bis 2030.
- Synchronisation der Steinkohle-Ausschreibungen mit dem KWK-Kohleersatz- und KWK-Neubau unter Berücksichtigung der KWK-Ersatzbauzeiten über das KWKG inklusive einer Korrektur der Ausschreibungsmengen um absehbare KWK-Projekte.
- Korrektur der Härtefallregelung für KWK-Anlagen in der gesetzlichen Reduktion und Festlegung auf das übergeordnete Ziel der Gewährleistung der Versorgungssicherheit Wärme.
- Vermeidung der Diskriminierung von Kraftwerken in der Südregion durch den Ausschluss aus der ersten Ausschreibungsrunde.
- Vermeidung der Diskriminierung von systemrelevanten Kraftwerken durch den Netzfaktor.

zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)

- Verlängerung des KWKG insgesamt bis zum 31.12.2038 (ggf. 2035).
- Erhöhung des KWKG-Budgets von bislang 1,5 auf 2,5 Mrd. Euro/a sowie des KWK-Ziels von 120 auf 150 Terawattstunden (TWh) KWK-Strom.
- Anhebung der KWK-Zuschläge („Grundvergütung“).
- Nach Altersklassen und damit nach Anlageneffizienz gestaffelte Erhöhung des Kohleersatzbonus für neue und modernisierte (50 %) Ersatz-KWK-Anlagen auf Gasbasis.
- Verlängerung der 12-Monats-Frist beim Kohleersatzbonus sowie gänzliche Entfristung beim Übergang von Anlagen in die Netzreserve.
- Verbesserung der Wärmenetz- und Wärmespeicherförderung im KWKG.
- Entschärfung und damit praxisgerechte Ausgestaltung der Kriterien für den – grundsätzlich sehr positiven – Bonus für Wärme aus Erneuerbaren Energien (EE-Wärmebonus) und die iKWK sowie sachgerechte Erhöhung des Bonus für elektrische Wärmeerzeuger (Power-to-Heat-Bonus).
- Anhebung des Schwellenwertes für die "negative-Preise-Regelung" auf 100 kW und keine Verschärfung, sondern Beibehaltung der bisherigen Regelung des KWKG 2016.

- Keine Ausweitung der Begrenzung auf 3.500 vergütungsfähige Vollbenutzungsstunden auf die Anlagengrößenklassen außerhalb der KWK-Ausschreibung, sondern systemdienliche Fahrweise effektiv und kostenneutral über Anreizregelung bewirken.

zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

- Zeitnahe Beseitigung der Hemmnisse zum Ausbau der Windenergie sowie Aufhebung des Deckels für PV und Anhebung des Ausbauziels 2030 für Offshore-Wind bereits im Kohleausstiegsgesetz.

Artikel 1 Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVBG)

1.1 Keine entschädigungsfreien, gesetzlichen Stilllegungen

Gesetzliche Stilllegungen ohne Entschädigung, wie sie im Gesetzesentwurf ab 2024 bei Unterzeichnung der Ausschreibung bzw. 2027 für alle verbliebenen Anlagen vorgesehen sind, lehnt der BDEW in aller Deutlichkeit ab.

Soweit ordnungsrechtliche Stilllegungen von Kraftwerken im Raum stehen, sind aus verfassungsrechtlichen Gründen Entschädigungszahlungen geboten, denn ordnungsrechtliche Stilllegungen stellen einen schwerwiegenden Eingriff in die Eigentumsposition der Betreiber dar. Zudem liegt im Energiebereich mit dem EU-ETS ein Vertrauenstatbestand vor für ein nach und nach schwindendes Recht und damit ein Anspruch auf schonenden Übergang. Die Beachtung der verfassungsrechtlichen Vorgaben für den Entzug von Eigentumspositionen ist der Grundpfeiler für die Aufrechterhaltung der Investitionssicherheit in Deutschland und somit unabdingbar. Die Energiewirtschaft ist auch zukünftig auf verlässliche Rahmenbedingungen bei den anstehenden hohen und langlebigen Investitionen in unser Energieversorgungssystem angewiesen.

Zudem würden die diesbezüglichen Regelungen des KVBG zu einer erheblichen Ungleichbehandlung unterschiedlicher Anlagenbetreiber aufgrund von Kriterien führen, die diese letztlich nicht zu vertreten haben. So würden Anlagen, die für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlich sind, von der Anordnung der gesetzlichen Reduktion ausgenommen, während andere Anlagen – obwohl sie auf diesen Umstand keinen Einfluss haben – nach dem Regelungskonzept des Gesetzes ggf. umso früher und ohne Entschädigung stillgelegt werden.

Eine Regelung zur gesetzlichen Reduktion ohne Entschädigung würde auch dem konsensualen Ansatz der KWSB widersprechen. Die KWSB hat explizit auch bei einer ordnungsrechtlichen Stilllegung Entschädigungszahlungen vorgesehen.

Vor diesem Hintergrund muss der Grundsatz gelten: Jede Stilllegung muss entschädigt werden – alles andere gefährdet die Investitions- und Rechtssicherheit des Wirtschaftsstandorts Deutschland.

1.2 Unabhängiger SK-Stilllegungspfad, Ausschreibungsmengen und -zeitraum

Die KWSB hat sowohl für die Reduzierung der Braunkohle- als auch der Steinkohlekapazitäten jeweils einen möglichst stetigen Reduktionspfad empfohlen. Entsprechend muss es für die Steinkohle einen separaten stetigen Stilllegungspfad unabhängig vom bereits beschlossenen Stilllegungspfad der Braunkohle geben. Dies sieht der Gesetzesentwurf anders vor, was aus Sicht des BDEW nicht tragbar ist. Die zentralen Bezugspunkte müssen das Enddatum 2035/38 und die von der KWSB vorgesehenen Stützjahre 2022 und 2030 sein, bis zu denen die Kapazität der Steinkohlekraftwerke auf 15 bzw. 8 GW reduziert und damit die entsprechenden Klimaschutzvorgaben eingehalten werden. Entsprechend müssen auch die Stilllegungsausschreibungen analog zum KWSB-Bericht zumindest bis zum Jahr 2030 und nicht wie bisher nur bis zum Jahr 2026 erfolgen. Dagegen enthält der vom Kabinett beschlossene Gesetzesentwurf sogar eine weitere Verschärfung des (Steinkohle-) Ausstiegspfad durch das jeweils um 1 GW erhöhte zusätzliche Ausschreibungsvolumen in den Jahren 2023-25 und geht damit über die Empfehlungen der KWSB hinaus. Mit dieser Verschärfung des Zielpfades wird eine bezahlbare und sichere Versorgung mit Strom und Wärme Mitte der 2020er Jahre gefährdet.

Gleichzeitig muss innerhalb des stetigen Steinkohlereduktionspfades die Systematik zur Ermittlung der Ausschreibungsmengen insbesondere hinsichtlich der Berücksichtigung von KWK-Anlagen angepasst werden. Die Ausschreibungsmenge für ein Zieljahr darf nicht nur um die Stilllegung von Steinkohle-KWK-Anlagen im Zusammenhang mit bereits in Betrieb gegangenen KWK-Ersatzanlagen reduziert werden, sondern muss auch Ersatzprojekte in Bau bzw. mit getroffener Investitionsentscheidung oder laufendem Genehmigungsverfahren (Kraftwerksbau und Gasleitungsanbindung) berücksichtigen. Ein Nachweis, dass diese Anlagen tatsächlich über das KWKG im anvisierten Zeitraum aus der Kohleverstromung aussteigen, kann über die Aufnahme einer entsprechenden Mitteilungspflicht für die KWK-Anlagenbetreiber in das KWKG erfolgen. Eine Korrektur der diesbezüglichen Regelung im Kohleausstiegsgesetz sorgt für eine zeitlich sachgerechte Synchronisation von Steinkohle-Stilllegungen über den Ausschreibungsmechanismus einerseits und Steinkohle-Stilllegungen über das KWKG andererseits. Erfolgt diese Anpassung des Steinkohlestilllegungspfad und der sachgerechten Verknüpfung mit dem KWKG nicht, so drohen bereits ab Mitte der 2020er Jahre massive Verwerfungen, insbesondere da eine zu große Ausschreibungsmenge in den Jahren 2024 bis 2026 die Gefahr von Zwangstilllegungen aufgrund einer Unterzeichnung massiv erhöhen würde.

Daneben muss aufgrund der Teilnahme der Braunkohle-Kleinanlagen an den Steinkohleauschreibungen (Kapazitäten von ca. 1 GW) insbesondere für die erste und zweite Ausschreibung sichergestellt werden, dass diese zusätzlichen Braunkohle-Kapazitäten nicht zu einer weiteren Benachteiligung der Steinkohle gegenüber der Braunkohle führen. Außerdem gibt es eine zeitliche Überschneidung der Bezuschlagung der zweiten Ausschreibung im verkürzten Verfahren (1,5 GW) und der Bestimmung des Ausschreibungsvolumens für die dritte Ausschreibung. Dies führt dazu, dass die Bezuschlagung der zweiten Ausschreibungsrunde nicht für die Bestimmung des Ausschreibungsvolumens der dritten Ausschreibungsrunde berücksichtigt und damit das Ausschreibungsvolumen der dritten Ausschreibung um 1,5 GW zu

hoch berechnet wird mit der Konsequenz, dass das Zielniveau von 15 GW im Zieljahr 2022 deutlich unterschritten wird. Hier müssen eine Klarstellung des zeitlichen Prozesses und die Berücksichtigung der zweiten Ausschreibung für die Ermittlung des Ausschreibungsvolumens der dritten Ausschreibung sichergestellt werden.

1.3 Höchstpreise und gesonderte Regelung für Kraftwerke unter 25 Jahren

Höchstpreise können generell ein sinnvolles Mittel sein, um in einer Ausschreibung unverhältnismäßige Gebote zu verhindern und ggf. auftretende Marktmacht zu begrenzen. Allerdings würden die im Gesetzesentwurf im Rahmen der Ausschreibungen für die Kraftwerksbetreiber – zumeist Stadtwerke – nun vorgesehenen Höchstpreise zu erheblichen Verlusten führen.

Dies betrifft insbesondere die in den 2010er Jahren auf expliziten Wunsch der Politik gebauten neuen Steinkohlekraftwerke unter 25 Jahren, also die modernsten und effizientesten Steinkohlekraftwerke in Deutschland. Das Investitionsvolumen dieser Neuanlagen liegt bei insgesamt knapp 12 Mrd. Euro. Üblicherweise werden diese Anlagen mindestens 40 Jahre betrieben; bei der Investitionsentscheidung legen die Unternehmen die konkret zu erwartende Nutzungsdauer zu Grunde. Bei Umsetzung des Gesetzesentwurfs verbliebe den betroffenen Kraftwerksbetreibern jedoch weniger als die Hälfte dieses Zeitraums zur Deckung des Investitionsvolumens.

Einen gleichmäßigen Rückfluss der getätigten Investitionen unterstellt, bedeutet dies für die acht jungen Kraftwerke (auf Basis einer erwarteten Nutzungsdauer von mindestens 40 Jahren), dass der verbliebene Wert der Gesamt-Anfangsinvestitionen im Jahr der beginnenden entschädigungslosen Zwangstilllegungen 2027 noch 9,4 Mrd. Euro betragen würde. Dieser Wert sinkt bis zur Stilllegung des letzten Steinkohlekraftwerks im Jahr 2033 auf 7,4 Mrd. Euro.

Dabei ist die lineare Betrachtung angemessen und sachlich geeignet, weil die bei Investitionsentscheidung angenommene Nutzungsdauer nicht mit der steuerlichen bzw. handelsrechtlichen Abschreibungsdauer übereinstimmen muss. Bei einer entschädigungslosen Stilllegung wären Sonderabschreibungen bzw. erhebliche Wertberichtigungen der dann noch bestehenden Buchwerte die Folge.

Beispiel Steinkohlekraftwerk Lünen: An der hochmodernen Anlage sind 28 kommunale Stadtwerke beteiligt, insgesamt wurden in die 2013 in Betrieb genommene Anlage rund 1,4 Mrd. Euro investiert. Den beteiligten Stadtwerken droht durch den frühen Ausstieg eine Wertberichtigung von rund 800 Mio. Euro, die sich unmittelbar in den Haushalten der hinter den Stadtwerken stehenden Kommunen niederschlägt.

Daher bedarf es für diese jungen Steinkohlekraftwerke einer gesonderten Regelung, wobei eine reine Ausnahme von der im vorliegenden Gesetzesentwurf vorgesehenen Degression nicht ausreichend ist, denn auch der maximal vorgesehene Höchstpreis von 165.000 Euro/MW ist für diese Anlagen zu gering und der Zeitraum der Ausschreibungen zu kurz. Stattdessen muss es für diese jungen Kraftwerke unter 25 Jahren eine Lösung geben, durch die eine transparente und angemessene Berechnung der Entschädigungen ermöglicht wird.

Dies kann z. B. auf Grundlage der Berechnungsformel für die Sicherheitsbereitschaft, angepasst an die Spezifika der Steinkohle, erfolgen.

Zusätzlich zu den beschriebenen Abschreibungseffekten entgehen den Betreibern erhebliche Vermarktungserlöse aus dem Strom- und ggf. Wärmeabsatz. Und schließlich können junge KWK-Anlagen die bei Inbetriebnahme zugesagte KWK-Förderung i. d. R. nicht mehr vollständig abrufen. Dieser Effekt wird durch Investitionen der jeweiligen Unternehmen in klimafreundliche Wärmeerzeugung noch verschärft, da diese die Wärmeerzeugung aus den Kohleanlagen verdrängt. Im Endeffekt führt dies zu einer massiven Belastung der Wirtschaftlichkeit neuer CO₂-freier Wärmeerzeuger.

Insgesamt würden die jetzt vorgeschlagenen Ausschreibungsmodalitäten deutliche Wertberichtigungen erforderlich machen, die durch die erzielbaren Entschädigungszahlungen nicht ausgeglichen werden können. Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass einige der Anlagen – je nach Verlauf der vorherigen Ausschreibungen – sogar entschädigungslos stillgelegt würden. Eine entschädigungslose Stilllegung ist jedoch inakzeptabel und stellt die Freiwilligkeit an der Auktionsteilnahme in Frage. Somit würden sowohl die zu geringen Höchstpreise als auch die drohenden gesetzlichen Stilllegungen eine massive Gefahr für die Betroffenen – insbesondere für Stadtwerke und Kommunen – darstellen, in eine finanzielle Schieflage zu geraten. Nicht nur durch zu geringe Entschädigungen, sondern bereits durch direkt notwendige Wertberichtigungen. Vor diesem Hintergrund muss über die Gestaltung der Höchstpreise sowie in einer gesonderten Regelung für Kraftwerke unter 25 Jahren sichergestellt sein, dass alle Steinkohlekraftwerke – wie von der KWSB vorgesehen – bei vorzeitiger Stilllegung eine angemessene Entschädigungsleistung erhalten.

1.4 Anpassung der Härtefallregelung für KWK-Anlagen

Generell sollte die Härtefallregelung im KVBG § 39 weniger rigide formuliert werden, denn was unter einer bereits begonnenen Umrüstung zu verstehen ist bzw. wie weit das Verschulden des Anlagenbetreibers reicht, ist hinreichend unklar. Dies sollte präzisiert und weiter gefasst werden. Ein Härtefall muss insbesondere dann und solange vorliegen, wie ohne die Anlage, die die Anordnung zur gesetzlichen Stilllegung erhalten hat, die Wärmeversorgung vor Ort gefährdet wäre. Insofern muss der Begriff des Härtefalls dringend weiter gefasst und auf das übergeordnete Ziel der Gewährleistung der Versorgungssicherheit Wärme festgelegt werden.

Darüber hinaus muss ein weiterer Aspekt berücksichtigt werden. Die Verfügbarkeit ausreichender Erdgaskapazitäten und des dazu erforderlichen Gasanschlusses ist eine zwingende Voraussetzung für die Stilllegung von Kohle-KWK-Anlagen. Bisher geht die Härtefallregelung auf diesen Aspekt nicht ein und verweist nur darauf, dass bei Nicht-Verschulden des Anlagenbetreibers die Frist verlängert werden kann. Die Nichtverfügbarkeit von Erdgas als Brennstoff wäre zwar vermutlich kein Verschulden des Anlagenbetreibers, steht aber mit der im Gesetz angesprochenen „Umrüstung“ nicht in direktem Zusammenhang. Vor allem bei einer für den Betreiber „überraschenden“ gesetzlichen Stilllegung (z. B. vor 2027 oder bei der Änderung der Reihung infolge Systemrelevanz älterer Anlagen) ist ein Betreiber gar nicht auf den

vorzeitigen Neubau einer Ersatzanlage vorbereitet, wodurch die Bedingung „bereits begonnene Umrüstung“ nicht zutrifft. Diese Aspekte müssen in der Härtefallregelung ergänzt werden.

1.5 Aussetzung der Anordnung der gesetzlichen Reduzierung

In § 35 Absatz 5 des aktuellen Gesetzesentwurfes zum Kohleverstromungsbeendigungsgesetz wird gesagt, dass die Anordnung der gesetzlichen Reduzierung solange ausgesetzt wird, bis die jeweilige Steinkohleanlage nicht weiter für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlich ist. Hier ist unklar, ob die Aussetzung der Anordnung bedeutet, dass die Wirkung bzw. der Vollzug der Anordnung ausgesetzt wird, die Anordnung selbst jedoch bestehen bleibt oder ob die Anordnung insgesamt ausgesetzt wird. Konkret ist die Folgewirkung für die gesetzliche Stilllegung nach Altersreihung damit unklar. Entweder bedeutet dieser Passus, dass nur die Wirkung der Anordnung ausgesetzt wird und damit keine in der Altersreihung nachfolgende Anlage stattdessen stillgelegt werden muss oder der Passus bedeutet, dass die Anordnung an sich nicht-existent wird und daher die Anlage in der Altersreihung übersprungen wird und eine nachfolgende nicht-systemrelevante Anlage eine Anordnung zur gesetzlichen Stilllegung erhält.

Sollte die Aussetzung der gesetzlichen Anordnung dazu führen, dass die betroffene Anlage in der Anlagenliste übersprungen wird und ersatzweise eine andere Anlage stillgelegt werden muss, würde dies zu grob unbilligen Ergebnissen führen. Die Anlagenbetreiber würden auch in diesem Punkt aufgrund von Kriterien, die sie letztlich nicht zu vertreten haben, ungleich behandelt. So würden Anlagen, die für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlich sind, von der Anordnung der gesetzlichen Reduktion ausgenommen, während andere Anlagen – obwohl sie auf diesen Umstand keinen Einfluss haben – umso früher stillgelegt werden.

Um eine Planbarkeit für die Anlagenbetreiber zu gewährleisten und eine unbillige vorzeitige Stilllegung junger Anlagen sicher zu vermeiden, ist eine gesetzliche Klarstellung notwendig. Hierbei muss deutlich werden, dass die Aussetzung der gesetzlichen Anordnung nicht dazu führt, dass ersatzweise andere Kraftwerke stillgelegt werden müssen.

1.6 Umrüstung von Steinkohlekraftwerken auf erneuerbare Brennstoffe

Steinkohlekraftwerke können auf erneuerbare Brennstoffe – wie beispielsweise auf nachhaltige Industrieholzpellets – umgestellt werden. Die CO₂-Emissionen werden damit erheblich reduziert und der Betrieb wäre unabhängig von fossilen Energieträgern. Dieser volkswirtschaftlich effiziente Weg sollte über das Kohleausstiegsgesetz ebenfalls adressiert werden. Parallel hierzu muss schnellstmöglich das von Seiten des BMWi bereits in 2019 angekündigte Programm „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ auf den Weg gebracht werden. Dieses kann die Dekarbonisierung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung maßgeblich unterstützen.

1.7 Netzfaktor / Ausschluss von süddeutschen Kraftwerken

Den generellen Ausschluss von Anlagen im Süden Deutschlands im Rahmen der ersten Ausschreibungsrunde hält der BDEW für falsch. Dieser stellt eine unangemessene Benachteiligung dar und ist in der Folge als Diskriminierung der entsprechenden Anlagen abzulehnen. Die ausreichende Verfügbarkeit von Kraftwerksleistung ist allerdings in jedem Fall sicherzustellen. Hierzu sind auch Anreize für einen erforderlichen Aufbau von Ersatzkapazitäten zu schaffen. Hervorzuheben ist ferner, dass eine standort- bzw. netzbedingte Schlechterstellung von Anlagen im Rahmen einer durch einen Netzfaktor angepassten Merit-Order insbesondere im süddeutschen Raum zu einem tendenziell späteren Austrittszeitpunkt führen wird. Obgleich dies aus Gründen der Stabilität des Gesamtsystems beabsichtigt sein mag, führt es in Verbindung mit den derzeitigen Regelungen des § 5 Abs. 1 KRG – Ende der Ausschreibungen nach 2026 – systematisch dazu, dass Kraftwerke im süddeutschen Raum faktisch weit überproportional entschädigungslos bleiben würden. Aus Sicht des BDEW stellt dies einen erheblichen Wettbewerbsnachteil für deren Betreibergesellschaften dar.

Der BDEW fordert auch in diesem Zusammenhang nochmals nachdrücklich, Stilllegungsausschreibungen analog zum KWSB-Beschluss zumindest bis zum Jahr 2030 durchzuführen und nicht – wie bisher geplant – nur bis zum Jahr 2026.

Außerdem sieht der BDEW bei der Ermittlung der Kennziffer bzw. der modifizierten Kennziffer nach §18 Abs. 3 und Abs. 5 Inkonsistenzen. In Absatz 3 wird eine Kennziffer für die Reihung gebildet aus Gebotswert geteilt durch die durchschnittliche historische Emission der letzten drei Jahre, also ein Wert Euro / t CO₂. In Absatz 5 wird dann zur Bildung einer modifizierten Kennziffer für eine systemrelevante Anlage ein Wert hinzuaddiert, der sich aus den durchschnittlichen Vorhaltungskosten multipliziert mit den jeweiligen Werten in Absatz 5 ergibt, also ein Wert in Euro. Die modifizierte Kennziffer wird also aus einem additivem Wert in Euro / t CO₂ und einem Wert in Euro gebildet. Das ist inkonsistent und führt zu einer modifizierten Kennziffer, deren Einzelwerte aus völlig unterschiedlichen Dimensionierungen stammen. Aus unserer Sicht müsste entweder der additive Wert aus Absatz 5 ebenfalls durch die historischen Emissionen geteilt und dann addiert werden oder der Wert aus Absatz 5 würde zum Gebotswert addiert und dieser modifizierte Gebotswert durch die historischen Emissionen geteilt werden.

1.8 Umrüstung zum Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung

Es ist sicher zu stellen, dass im Rahmen des Prozesses zur Reduzierung der Kohleverstromung in Deutschland die Systemsicherheit jederzeit gewährleistet ist. Dazu muss insbesondere die Verfügbarkeit von netzsicherheitsrelevanten Systemdienstleistungen sichergestellt werden.

Eine zeitlich unbegrenzte Verpflichtung gem. § 12 Absatz 1 Nummer 8 zur Umrüstung eines oder mehrerer Generatoren zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung als grundsätzliche Voraussetzung zur Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren erscheint in diesem Kontext allerdings unausgereift und inhaltlich fragwürdig.

So stellt das hier gewählte Verfahren für die Kraftwerksbetreiber einen erheblichen Einschnitt in ihr Eigentumsrecht dar. Insbesondere die Frage nach der Kompensation anfallender Opportunitätskosten ist im anzuwendenden § 13c Abs. 3 EnWG für einen Prozess dieser Größenordnung unzureichend spezifiziert und erzeugt in Folge potenziell langwieriger Auslegungs- und Umsetzungsdiskussionen große Unsicherheiten und Risikopositionen auf Seiten der Anlagenbetreiber.

Bei der Bereitstellung der Systemdienstleistung Blind- und Kurzschlussleistung sollten – im Einklang mit der Formulierung der Binnenmarktrichtlinie – wo immer möglich, marktliche Lösungen greifen. Die Umrüstung einer Anlage zur Bereitstellung der Systemdienstleistung Blind- und Kurzschlussleistung sollte damit vorrangig im bilateralen Austausch zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber und nur im Rahmen des notwendigen Bedarfes erfolgen. Eine aus einer Ausschreibung resultierende Verpflichtung sollte lediglich das letzte Mittel sein. Aus Sicht des BDEW müssen die entsprechenden Regelungen substantziell überarbeitet werden, um für alle Beteiligten wirtschaftliche Zumutbarkeit sowie hinreichende Rechtssicherheit belastbar garantieren zu können.

1.9 Langfristige Analysen und Systemrelevanzprüfung

Der BDEW schlägt vor, die im § 34 Abs. 1 vorgesehenen langfristigen Analysen als qualitative Analyse unter fest definierten Szenarioannahmen zu realisieren, die bei signifikanten Abweichungen von diesen Annahmen wiederholt und durch regelmäßige quantitative Analysen begleitet werden sollten. Eine einmalige Durchführung zu einem früheren Zeitpunkt birgt aus Sicht des BDEW zu viele Unsicherheiten in wesentlichen Parametern. Dabei sollte – wo immer möglich – eine Synchronisierung zu existierenden Prozessen erfolgen, wie beispielsweise auch bei den Systemrelevanzprüfungen gemäß § 37 Abs. 2 in Verbindung mit den existierenden jährlichen Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber.

1.10 Zeitraum der Investitionen in Steinkohleanlagen

Nach der Liberalisierung des Strommarktes wurden im Kraftwerksbereich aus rationalen Gesichtspunkten nur Investitionen getätigt, wenn eine Wirtschaftlichkeit gegeben war. Dies ist insbesondere bei großen Investitionen grundsätzlich nur mit langen Planungs- und Betrachtungshorizonten vereinbar, was wiederum ein gewisses Vertrauen in die Rahmenbedingungen erfordert. Vor diesem Hintergrund ist es generell begrüßenswert, dass nach § 31 bereits getätigte Investitionen einen Aufschub in der Stilllegungsreihenfolge bewirken können. Allerdings sollte die Zeitspanne nach § 31 Abs. 1 dahingehend vergrößert werden, dass alle Investitionen innerhalb der 15-jährigen Abschreibungsdauer nach § 31 Abs. 3 berücksichtigt werden können. Dies dient dazu, die Verluste aus getätigten Investitionen möglichst gering zu halten. Der BDEW fordert daher, die entsprechende Zeitspanne um 5 Jahre zu erweitern und folglich Investitionen ab dem Jahr 2005 zu berücksichtigen.

Artikel 2 Änderung des Gesetzes über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen

Löschung von CO₂-Zertifikaten

Die KWSB hat in ihren Empfehlungen gefordert, die Wirksamkeit der Stilllegung von Kohlekraftwerkskapazitäten auch im Rahmen des Europäischen Emissionshandels sicherzustellen. Der BDEW unterstützt diese Forderung ausdrücklich und begrüßt, dass die Bundesregierung im Entwurf zu Artikel 2 eine sachgerechte Lösung zur Löschung von Emissionszertifikaten aufgenommen hat, die in einem ersten Schritt in die europäische Marktstabilitätsreserve (MSR) überführt und in einem zweiten Schritt – soweit notwendig – dem Markt über eine nationale Löschung von Zertifikaten aus dem Versteigerungsbudget entnommen werden sollen. Dabei ist sicherzustellen, dass alle aus der Stilllegung/Umrüstung von Kohlekraftwerken in Deutschland freiwerdenden Emissionszertifikate dauerhaft gelöscht werden. Bei der Bestimmung der Menge der zu löschenden Emissionszertifikate sind die Auswirkungen des European Green Deal auf die Funktionsweise der Marktstabilitätsreserve und auf die dem Markt zur Verfügung stehende Menge an Emissionszertifikaten zu berücksichtigen.

Artikel 3 Änderung des Einkommenssteuergesetzes

[keine Stellungnahme von Seiten des BDEW]

Artikel 4 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

4.1 § 24a Absatz 2 EnWG

Der BDEW unterstützt die geplante Entlastung der Stromverbraucher, fordert darüber hinaus aber die Absenkung der Stromsteuer auf das europarechtlich konforme Mindestmaß.

Mit dem staatlichen Zuschuss zu ÜNB-Entgelten werden nicht nur Verbraucher auf ÜNB-Ebene, sondern alle stromverbrauchenden Netznutzer auch in nachgelagerten Netzen wirksam entlastet. Die mit der Energiewende verbundenen Kostensteigerungen können damit teilweise kompensiert und die Benachteiligung von Strom gegenüber anderen Energieträgern reduziert werden.

Dies kann dazu beitragen, die Akzeptanz der Energiewende und die Nutzung zunehmend erneuerbar erzeugten Stroms im Wärme- und Verkehrssektor (Sektorkopplung) zu erhöhen. Wichtig ist, dass eine klare und langfristig kalkulierbare Grundlage für den Zuschuss geschaffen wird, um Schwankungen des Zuschusses und damit der Netzentgelte zu vermeiden.

Die Regelungen des vorliegenden Gesetzentwurfs („*Mit Wirkung ab dem Jahr 2023 kann ein angemessener Zuschuss...*“) liefern keine Planungssicherheit über das Ob und das Wie.

Positiv ist, dass die grundlegenden Mechanismen und Effizianzanreize von StromNEV und ARegV erhalten bleiben, um Systembrüche und Regelungslücken zu vermeiden. Durch die vorgesehene kostenmindernde Berücksichtigung des Zuschusses bei der Ermittlung der bundeseinheitlichen ÜNB-Entgelte ist eine einfache und rechtssichere Abwicklung möglich.

Die vorgesehene Gesetzesregelung lässt offen, ob der Zuschuss pauschal von den aggregierten Erlösbergrenzen der ÜNB oder darin enthaltenen Kostenpositionen abgezogen wird, oder ob der Zuschuss vorrangig zur Deckung bestimmter Kostenpositionen anzusetzen ist. Aus Sicht des BDEW sollte der Zuschuss vorrangig zur Deckung der ÜNB-Kosten für Systemführung/Systemicherheit verwendet werden. Hierzu gehören Kosten für:

- Systemdienstleistungen (Netzverluste, Regelleistung, Redispatch)
- Netzreserve (§ 13d EnWG),
- Kapazitätsreserve (§ 13e EnWG),
- Sicherheitsbereitschaft (§ 13g EnWG),
- Besondere netztechnische Betriebsmittel (§ 11 Absatz 3 EnWG)

Diese Kosten sind im Zuge der Energiewende erheblich gestiegen und werden als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile“ (§ 11 Absatz 2 ARegV) eingestuft.

4.2 § 95 EnWG

§ 95 EnWG sieht erhebliche Bußgelder für Übertragungsnetzbetreiber in Höhe von bis zu 10 % des Jahresumsatzes für Handlungen vor, welche die garantierte Kapazität an den Gebotszonengrenzen temporär beschränken. Der BDEW schlägt hier statt „fahrlässig“ die Formulierung „leichtfertig“ in Analogie zu der „groben Fahrlässigkeit“ des bürgerlichen Rechts als Begriff vor. Dieser bietet aus Sicht des BDEW weniger Interpretationsspielraum und vermeidet damit unverhältnismäßige Unsicherheit für das ausführende Personal in kritischen Situationen, in denen es auf schnelles Handeln zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität ankommen könnte.

Artikel 5 Änderung der Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz-Gebührenverordnung

[keine Stellungnahme von Seiten des BDEW]

Artikel 6 Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes

6.1 Grundsätzliches

Die Versorgungssicherheit Strom und Wärme sowie und der Beitrag der KWK zur Erreichung der CO₂-Reduktionsziele sind mit den im Referentenentwurf des Kohleausstiegsgesetzes vom 22. Januar 2020 zur KWK enthaltenen Regelungen nicht zu realisieren. Es besteht dringender Bedarf an Korrekturen, die im parlamentarischen Verfahren gut leistbar sind.

Darüber hinaus ist das Kohleausstiegsgesetz nach dem Kompromiss zum Braunkohleausstieg dahingehend zu korrigieren, dass es ab den Jahren 2023/24 nicht zu Zwangsstilllegungen von Steinkohle-KWK-Anlagen kommen kann. Der Kabinettsentwurf vom 29. Januar 2020

spiegelt die neue Ausgangslage nach der Einigung der Bundeskanzlerin mit den Ministerpräsidenten der betroffenen Bundesländer zur Braunkohle in keiner Weise wider, denn die Einigung zum Braunkohle-Stilllegungspfad würde einen massiven zusätzlichen Druck auf Steinkohlestilllegungen (auch KWK-Anlagen) ausüben. Daher fordert der BDEW eine Entkopplung der Stilllegungspfade von Braun- und Steinkohle.

Weiterhin ist bei der Bewertung der BDEW-Vorschläge zu beachten, dass alle Maßnahmen des KWKG über die KWKG-Umlage finanziert werden und nicht den Bundeshaushalt belasten.

Von der Stilllegung von Kohlekraftwerken sind auch Stadtwerke in ostdeutschen Kommunen betroffen, die bislang Wärmeabnehmer dieser Braunkohle-Kraftwerke sind. Eine Benachteiligung insbesondere kleiner KWK-Anlagen bei der Förderung würde gerade in diesen Kommunen zu deutlich steigenden Fernwärmepreisen führen (siehe Punkt 6.3.3 auf Seite 31), was im Rahmen des Strukturstärkungsgesetzes kompensiert werden muss.

Um die für die Versorgungssicherheit als notwendig angenommenen Zubauraten von 1.700 MW Gas-KWK pro Jahr ab 2021 zu realisieren, sollte geprüft werden, die **Ausschreibungen im KWKG abzuschaffen** und das System der fixen KWK-Zuschläge – wie im KWKG 2012 – wieder für alle Leistungsklassen einzuführen.

Wichtiger Handlungsbedarf, der im Rahmen der zukünftigen Forderung der KWK besteht und zwingend mit dem Kohleausstiegsgesetz umgesetzt werden muss, sofern die seit langem angekündigte Novelle des KWKG im Jahr 2020 nicht mehr realisiert werden sollte:

1. Erhöhung der KWK-Zuschläge („Grundvergütung“)
2. Erhöhung des KWK-Ausbauziels von derzeit 120 TWh (2025) auf mindestens 150 TWh im Jahr 2030
3. Erhöhung des Finanzbudgets des KWKG von 1,5 auf 2,5 Mrd. Euro/a
4. Vergrößerung des Ausschreibungsvolumens (Ein Zubau von 17 GW Gas-KWK bis 2030 ist ansonsten nicht erreichbar)
5. Anpassung der Höchstpreise in der Ausschreibung
6. Änderung der Kriterien in der iKWK (z. B. Aufhebung der Jahresarbeitszahl von 1,25 als Kriterium für den iKWK-Zuschlag)
7. Verbesserung der Wärmenetz- und Speicherförderung im KWKG (Anhebung förderfähige Anteile)
8. „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ in 2020 nutzbar machen
9. Kompensation der Belastungen auf den KWK-Strom aus kleinen KWK-Anlagen (kleiner als 20 MW Feuerungswärmeleistung), die vom Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) betroffen sind

6.2 Nötige Änderungen des KWKG, die bislang nicht im Kabinettsentwurf des Kohleausstiegsgesetzes enthalten sind

6.2.1 Erhöhung der KWK-Zuschläge

Wie die nachfolgende Tabelle des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAfA) mit Stand vom 31. Dezember 2019 zeigt, ist die Zahl der Zulassungen von KWK-Anlagen für die KWK-Zuschläge nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) in den Jahren 2017 und 2018 massiv eingebrochen.

Elektrische KWK-Leistung	2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	Anzahl	MWel	Anzahl	MWel	Anzahl	MWel	Anzahl	MWel	Anzahl	MWel	Anzahl	MWel	Anzahl	MWel
<=0,002 MW	1.518	1,56	2.032	2,10	1.471	1,55	1.096	1,12	1.136	1,05	1.051	0,93	1.405	1,17
>0,002 <=0,01 MW	2.163	11,32	2.434	12,90	2.581	14,36	2.072	11,68	1.889	10,82	1.541	8,92	1.007	5,88
>0,01 <=0,02 MW	939	15,98	1.066	18,15	1.434	24,96	957	16,71	930	16,13	754	13,10	489	8,57
>0,02 <=0,05 MW	591	24,74	756	31,31	1.031	43,32	640	27,29	778	33,29	604	25,77	465	20,19
>0,05 <=0,25 MW	282	39,26	422	62,71	608	94,39	421	64,58	470	72,85	211	26,61	88	11,50
>0,250 <=0,5 MW	91	34,80	97	36,62	170	63,88	104	39,36	147	54,73	53	18,53	16	5,44
>0,5 <=1 MW	48	36,38	47	34,10	112	79,58	65	47,74	100	74,15	27	19,87	17	13,81
>1 <=2 MW	49	79,93	85	140,22	87	143,91	59	97,69	135	218,08	21	36,64	14	25,42
>2 <=10 MW	21	94,42	48	195,79	36	153,02	17	70,12	35	169,13	8	39,31	15	80,56
>10 <=50 MW	9	173,72	14	295,86	14	331,94	7	128,88	4	87,80	1	36,02	6	121,93
>50 <=100 MW	1	97,57	6	391,17	1	62,20	-	-	2	127,57	1	72,09	-	-
>100 MW	1	106,34	1	191,08	5	778,71	3	793,28	3	933,77	1	133,72	-	-
Summe:	5.713	716,02	7.008	1.412,02	7.550	1.791,84	5.441	1.298,46	5.629	1.799,39	4.273	431,49	3.522	294,46

Tab. 1: Zahl und installierte elektrische Leistung von neuen, modernisierten oder nachgerüsteten KWK-Anlagen, die vom BAFA für die KWK-Förderung zugelassen worden sind; Stand 31.12.2019 (Quelle: BAFA)

Das Gutachten, das dem BMWi-Monitoringbericht „zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität“¹ zugrunde liegt, nennt mehrere Voraussetzungen für eine sichere Stromversorgung im Jahr 2030. Neben der Erreichung des 65 %-Ziels bei den Erneuerbaren Energien im Strombereich werden 17 Gigawatt (GW) Zubau von Erdgas-KWK-Kapazitäten (9 GW Kohle-Ersatzzubau, 7 GW Ersatz alter Gasanlagen, ca. 1 GW Nettozubau Gas-KWK) und 11 GW Erdgas-KWK-Anlagen im Bestand angenommen (siehe Abb. 1). Zur Erreichung von 17 GW Gas-KWK bis 2030 müssten ab 2021 pro Jahr im Schnitt 1.700 Megawatt (MW) Gas-KWK-Kapazitäten zugebaut werden. In den Jahren 2014 und 2016 waren es jeweils rund 1.800 MW. Diese Zahl ist jedoch auf rund 430 MW im Jahr 2017 und knapp 300 MW in 2018 eingebrochen. Diese Entwicklung zeigt, dass die Rahmenbedingungen für die KWK über das Kohleausstiegsgesetz deutlich verbessert werden müssen. Eine entscheidende Stellschraube ist dabei die Höhe der KWK-Zuschläge.

¹ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=18

17 GW bis 2030 = 1.700 MW/a ab 2021

Auswirkungen der Umsetzung der Beschlussempfehlungen auf Erdgas-Kraftwerke ggü. Referenzszenario im Jahr 2030

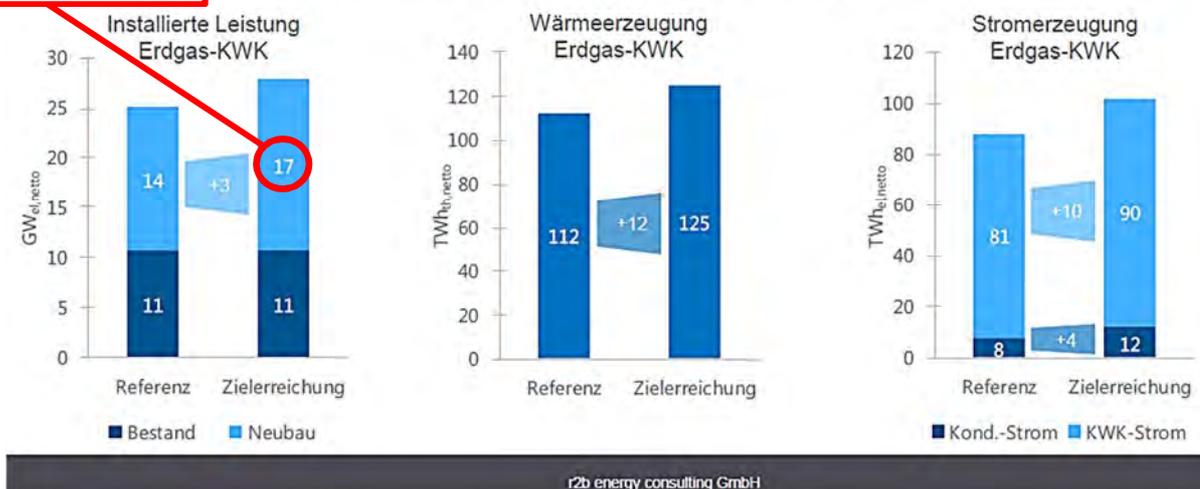


Abb. 1: Auswirkungen der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (Quelle: r2b energy consulting GmbH, 2019)

Die Notwendigkeit zur Erhöhung der KWK-Zuschläge (KWK-„Grundvergütung“) ergibt sich aus folgenden Sachverhalten:

1. Anstieg der Baukosten für Kraftwerke / gestiegene Investitionskosten (Beispiel große BHKW: Statt 850 Euro/kW belaufen sich die Baukosten hier laut KWK-Evaluierungsbericht des BMWi² aktuell auf 1.100 bis 1.200 Euro/kW; dieser Trend wird sich durch den hohen erforderlichen Strom-Leistungszubau auf Gasbasis voraussichtlich noch verschärfen.)
2. Wegfall der vermiedenen Netzentgelte (vNE) ab 1. Januar 2023
3. Aufgrund erhöhter Nachfrage durch den Kohleausstieg sind steigende Erdgaspreise zu erwarten
4. Unsicherheit bzgl. der langfristig prognostizierten Börsenstrompreise (65 %-Ziel für den EE-Ausbau)
5. Abnehmende Vollbenutzungsstunden, die sich aus der Ergänzung der fluktuierenden Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien und der Erhöhung der Wärmeanteile aus Erneuerbaren Energien in Wärmenetzen ergeben, führen sowohl zu höheren spezifischen als auch absoluten Kosten
6. Steigende Emissionsanforderungen führen zur Erhöhung der Investitionskosten

² https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.pdf?__blob=publication-File&v=6

Die vorgenannten Kostenfaktoren machen eine Anhebung der KWK-Zuschläge um mindestens 15 % erforderlich. Der Wegfall der vermiedenen Netzentgelte (vNE) lässt sich mit einer Anhebung der KWK-Zuschläge um weitere 0,7 Cent/kWh ab dem 01.01.2023 kompensieren. Die vNE wirken sich direkt auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen aus und werden – anders als die KWK-Förderung, die nur für 30.000 Vollbenutzungsstunden greift – für die gesamte Anlagenlebensdauer an den KWK-Anlagenbetreiber gezahlt. Der kürzere Zeitraum der KWK-Zuschlagszahlung im Vergleich zur Dauer der vNE-Auszahlung ist in den 0,7 Cent/kWh bereits berücksichtigt. In der Gesamtschau ergeben sich für das KWKG 2020 die in der folgenden Tabelle (Tab. 2) in den beiden rechten Spalte enthaltenen notwendigen KWK-Zuschlagshöhen.

Anlagenleistungsklasse [elektrische KWK-Leistung]	Zuschlagshöhe KWKG 2016	Zuschlagshöhe KWKG 2020 ab 01.06.2020	Zuschlagshöhe KWKG 2020 ab 01.01.2023
≤ 50 kW <small>el. KWK-Leistung</small>	8,0 Cent/kWh	9,2 Cent/kWh	9,9 Cent/kWh
> 50 kW und ≤ 100 kW <small>el. KWK-Leistung</small>	6,0 Cent/kWh	6,9 Cent/kWh	7,6 Cent/kWh
> 100 kW und ≤ 250 kW <small>el. KWK-Leistung</small>	5,0 Cent/kWh	5,8 Cent/kWh	6,5 Cent/kWh
> 250 kW und ≤ 1 MW <small>el. KWK-Leistung</small>	4,4 Cent/kWh	5,1 Cent/kWh	5,8 Cent/kWh
> 1MW < 50MW	KWK-Ausschreibung		
> 50 MW <small>el. KWK-Leistung</small>	3,1 Cent/kWh	3,6 Cent/kWh	4,3 Cent/kWh

Tab. 2: Aktuelle und im Rahmen der Änderung des KWKG erforderliche KWK-Zuschläge (KWK-„Grundvergütung“)

6.2.2 Erhöhung des KWK-Ausbauziels

Mit der letzten großen Novelle des KWKG im Jahr 2016 ist das KWK-Ziel in § 1 stark reduziert worden. Damals lagen jedoch weder die wichtigen Erkenntnisse aus der BDI-Studie „Klimapfade für Deutschland“³ (01/2018), der Agora Energiewende „15 Eckpunkte für das Klimaschutzgesetz“⁴ (01/2019) und aus dem Monitoringbericht des BMWi „zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität“⁵, noch das

³ <https://e.issuu.com/embed.html#2902526/57478058>

⁴ https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin2/Projekte/2019/15_Eckpunkte_fuer_das_Klimaschutzgesetz/Agora_15_Eckpunkte_Klimaschutzgesetz_WEB.pdf

⁵ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=18

Kohleausstiegsgesetz mit dem Ausstiegspfad aus der Kohleverstromung⁶ vor. Alle genannten Veröffentlichungen machen deutlich, dass die Energie- und insbesondere die Wärmewende in Städten, die Erreichung der Klimaschutzziele und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit Strom und Wärme nur realisiert werden können, wenn die KWK und Wärmenetze ihren erheblichen Beitrag dazu leisten können. Dazu müssen die KWK-Anlagen und die leistungsgebundene Wärmeversorgung über Nah- und Fernwärmenetze deutlich ausgebaut werden. Daher – und aus der Tatsache heraus, dass die Stromerzeugung in KWK-Anlagen in 2018 bereits 116 Terawattstunden (TWh) betragen hat – ist das KWK-Ziel im aktuellen KWKG in Höhe von 120 TWh für das Jahr 2025 veraltet und überholt.

Es muss auf mindestens **150 TWh bis 2030** angehoben werden.

6.2.3 Erhöhung des Finanzbudgets des KWKG von 1,5 auf 2,5 Mrd. Euro/a

Für das Jahr 2020 haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) am 25. Oktober 2019 eine KWKG-Umlageprognose in Höhe von 0,226 Cent/kWh veröffentlicht. Die KWKG-Umlage hat sich damit seit 2016 nahezu halbiert, siehe Abb. 2.

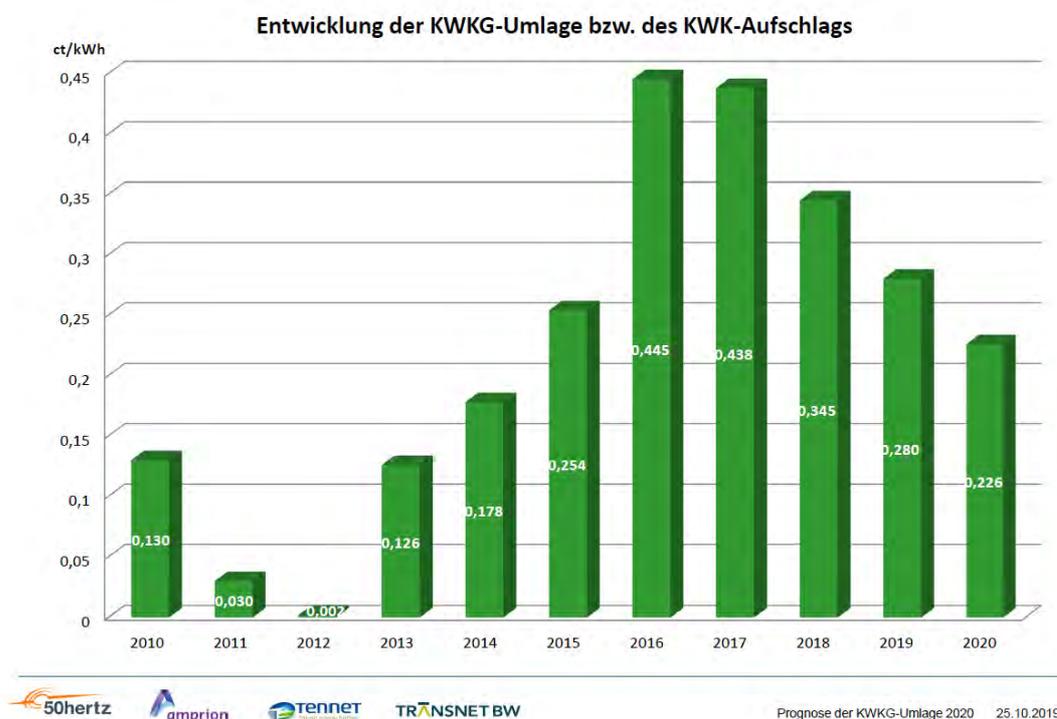


Abb. 2: Entwicklung der KWKG-Umlage in Cent/kWh auf der Stromrechnung (Quelle: www.netztransparenz.de)

⁶ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/kohleausstiegsgesetz.html>

Die KWK-Umlagekosten insgesamt sind mit knapp einer Milliarde Euro (siehe Abb. 3) in 2018 – verglichen mit 25,5 Mrd. für die Förderung durch das EEG – überschaubar. Allerdings werden diese ansteigen, wenn der Ersatzzubau von 17 GW Gas-KWK-Kapazitäten über den verbesserten Kohleersatzbonus tatsächlich realisiert und dadurch nicht nur die Versorgungssicherheit Strom und Wärme maßgeblich unterstützt, sondern auch die Installation von ungekoppelten Großkessellösungen zur alleinigen Wärmeerzeugung vermieden wird.

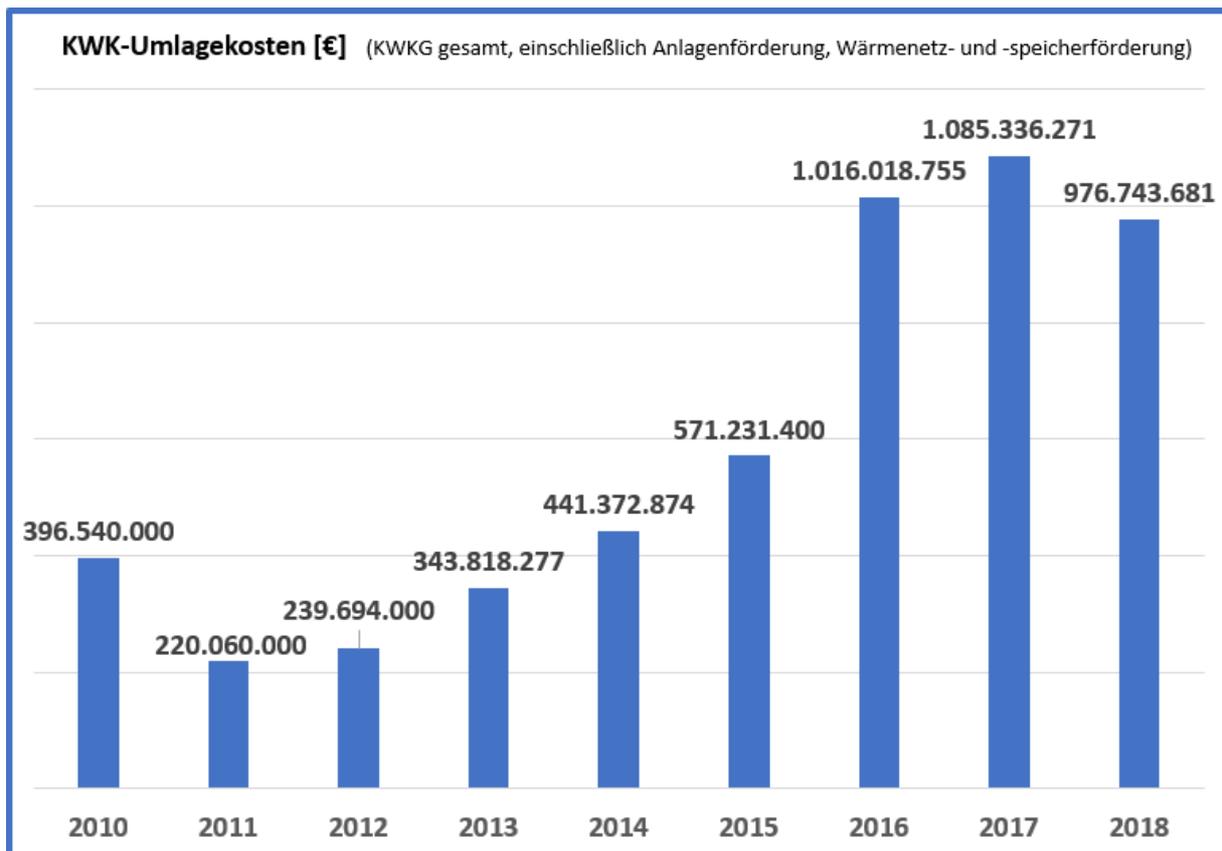


Abb. 3: Höhe der KWK-Umlagekosten in den Jahren 2010 bis 2018
(Eigene Darstellung; Quelle: <https://www.netztransparenz.de/KWKG/Jahresabrechnungen>)

Für einen erfolgreichen Ausbau der elektrischen KWK-Leistung in Wärmenetzsystemen sowie die weitere Flexibilisierung und Dekarbonisierung der KWK werden 1,5 Mrd. Euro/a als KWKG-Budget in den kommenden Jahren nicht ausreichen. Insofern sollte das Budget des § 29 Abs. 1 KWKG auf 2,5 Mrd. Euro/a angehoben werden. Diese Anhebung würde den **politischen Willen** unterstreichen, die KWK auf Basis von Erdgas und Erneuerbaren Energien im Sinne des Klimaschutzes, der Versorgungssicherheit Strom **UND** Wärme sowie der Energie-wende auszubauen. Gleichzeitig sorgt der Deckel dafür, dass die Kosten des KWKG nicht unangemessen absteigen können.

6.2.4 Vergrößerung des Ausschreibungsvolumens

Jährlich werden bei den KWK-Ausschreibungen nach KWKG, d. h. im Leistungssegment zwischen 1 und 50 MW elektrischer Leistung, 200 MW ausgeschrieben. Davon sind 150 MW „normale“ KWK und 50 MW innovative KWK-Systeme (iKWK). Außerhalb des Ausschreibungssegments (< 1 MW und > 50 MW) sind im Schnitt der Jahre 2009 bis 2016 KWK-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 700 MW zugebaut worden. Dies bedeutet, dass die KWK-Ausschreibungen insgesamt 1.000 MW/a ausmachen müssen, um den Zubau von 1.700 MW KWK-Kapazität pro Jahr und somit 17 GW bis 2030 zu realisieren. Dies macht eine Verfünffachung der derzeitigen Ausschreibungsmenge notwendig. Als sinnvollere Alternative zu einer Anhebung des Ausschreibungsvolumens sollten die Ausschreibungen im KWKG ggf. in Gänze abgeschafft werden.

6.2.5 Anpassung der Höchstpreise in den Ausschreibungen für KWK und iKWK

Sollten die Ausschreibungen im KWKG beibehalten werden, so ist der Höchstpreis für die Ausschreibungen der „normalen“ KWK von derzeit 7 auf 8,75 Cent/kWh und für die iKWK von 12 auf 14,5 Cent/kWh anzuheben.

6.2.6 Änderung der Kriterien in der iKWK

Um mit der Dekarbonisierung der Nah- und Fernwärme schneller voranzukommen und die iKWK in der Praxis wirksam werden zu lassen, sind folgende Änderungen im Hinblick auf die Kriterien erforderlich:

1. Eine Beschränkung der Wärmequellen ist nicht sachgerecht. Daher sollte Wärme aus erneuerbaren Brennstoffen, wie nachhaltige Biomasse, voll anrechnungsfähig werden.
2. Wo immer bislang ungenutzte Wärme eingesetzt werden kann, ersetzt sie aus fossilen Quellen erzeugte Wärme und reduziert damit den Ausstoß von CO₂. Die Nutzung von Abwärme oder der Wärme aus Abwasser sollte unbedingt zugelassen werden, um bislang ungenutzte Potenziale zur CO₂-Reduktion zu heben.
3. Die festgelegte Jahresarbeitszahl von 1,25 schränkt die Möglichkeiten, mit innovativer KWK fossile Energien einzusparen, unnötig ein. Die Vorgabe einer Mindestjahresarbeitszahl (aktuell 1,25) sollte ersatzlos gestrichen werden.
4. Die Ausschreibungsgrenzen von 1 bis 10 MW als Kriterium für iKWK-Projekte passen in der Praxis oft nicht zu den Gegebenheiten konkreter Projekte. Diese Größengrenzen müssen daher gänzlich entfallen.
5. Die Bedingung des erforderlichen Anteils von 30 % aus innovativen Erneuerbaren Energien sollte auf 20 % gesenkt werden.
6. Die Definition der durch die iKWK versorgten Wärmenetze sollte eindeutig gefasst werden und beispielsweise die Wärmeverteilung in Gebäudekomplexe/Quartierslösungen beinhalten.

6.2.7 Verbesserung der Wärmenetz- und Speicherförderung im KWKG

In der Investitionsförderung für den Aus- und Neubau von Wärme-/Kältenetzen und -speichern sollte der Zuschlag von bislang 30 bzw. 40 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten auf generell 50 Prozent erhöht werden.

Die Umstellung von Heißdampf auf Heizwasser nach § 18 Abs. 4 Nr. 4 KWKG sollte unabhängig von einer Transportkapazitätssteigerung förderfähig sein. Diese Bedingung verhindert konkrete Dekarbonisierungsprojekte und wirkt damit kontraproduktiv.

Die Netzanbindung von EE-Wärmeerzeugungsanlagen sollte analog zu KWK-Anlagen gemäß § 18 Abs. 4 Nr. 3 KWKG gefördert werden. Für die verstärkte Einbindung von Wärme aus Erneuerbaren Energien ist zusätzlich auch die Förderung der Kosten für den Hausanschluss (Neubau und Ertüchtigung) sowie die Hausübergabestation (Neubau und Austausch) in § 18 erforderlich. Dies würde gleichzeitig einen wichtigen Beitrag zur Schaffung der Voraussetzungen für eine Temperaturabsenkung in den Wärmenetzen leisten.

Darüber hinaus ist eine Verlängerung der Nachweisfrist für das Effizienzkriterium um zwei Jahre auf 60 Monate gemäß § 18 Abs. 1 Nr. 2 KWKG sowie der Abgabefrist für die Förderanträge zum Netzausbau vom 30. Juni des Folgejahres um 6 Monate auf den 31. Dezember des Folgejahres erforderlich.

6.2.8 Weitere im KWKG notwendige Änderungen

Zu den Änderungen in Bezug auf § 7e KWKG Einräumung der Möglichkeit, offensichtlich falsche Prognose-Meldungen des Anlagenbetreibers abzulehnen oder zu korrigieren (Eine Plausibilisierung könnte bspw. auf Basis der dem Verteilnetzbetreiber vorliegenden Leistungsdaten der Anlage erfolgen. Hintergrund ist die Vermeidung von unnötig hohen, später zu korrigierenden Geldflüssen.).

6.2.9 „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ in 2020 nutzbar machen

Darüber hinaus muss im Jahr 2020 endlich das vom BMWi seit Mai 2017 angekündigte so genannte „**Basis-Programm**“ (jetzt: „**Bundesförderung effiziente Wärmenetze**“) zur Förderung von Maßnahmen für die Dekarbonisierung der Nah- und Fernwärme für die zahlreichen Stadtwerke nutzbar werden, die bislang das am Rande der Forschungsförderung angesiedelte Programm „Wärmenetze 4.0“ mit seinen praxisfremden Anforderungen nicht nutzen konnten. Der BDEW hat für die „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ bereits im Dezember 2018 folgende konkrete Vorschläge unterbreitet:

- Erhöhung des Anteils von Wärme aus Power-to-Heat (Elektrokessel und/oder Großwärmepumpen)
- Erhöhung des Anteils von Abwärme
- Einsatz von Großwärmepumpen einschließlich der technischen Einbindung in die Wärmequelle (sofern nicht unter P2H gefördert)

- Erhöhung der Anteile von Wärme/Kälte aus Erneuerbaren Energien, z. B. aus
 - Biomasse
 - Solarthermie
 - Geothermiedurch Investitionsförderung für die entsprechenden EE-Wärme-Erzeugungsanlagen
- Optimierung der Steuer- und Regelungstechnik im Wärmenetzsystem
- Umsetzung von Maßnahmen zur Absenkung des Temperaturniveaus in Wärmenetzen (z. B. technische Änderungen am Wärmenetz, an Hausübergabestationen und Heizkörpern; Haustechnik etc.)
- Wärme- und Kältenetzausbau (nicht KWK-Wärme), z. B. auch An- und Einbindungsleitungen zur Erschließung von EE-Potenzialen, wie Solarthermie- oder Geothermieanlagen am Stadtrand, und von Abwärme, z. B. aus der Industrie und thermischen Abfallbehandlungsanlagen
- Errichtung von Wärme- und Kältespeichern (nicht KWK-Wärme)
- Risikoabsicherung für Geothermiebohrungen.

Das Programm sollte zeitnah – im Laufe des Jahres 2020 – für Antragsteller, z. B. Stadtwerke, Energieversorger, Nah- und Fernwärmeversorger, nutzbar werden. Das setzt die zügige Ausarbeitung der konkreten Förderrichtlinien voraus. Dazu hatte das BMWi für Herbst 2019 einen Stakeholder-Prozess angekündigt. Dieser steht bislang aus.

6.2.10 Kompensation der Belastungen aus dem BEHG für kleinere KWK-Anlagen

Kleine KWK-Anlagen, wie Blockheizkraftwerke (BHKW), sind nicht vom EU-Emissionshandel erfasst. Eine Freistellung von der CO₂-Bepreisung ist im BEHG bislang nicht vorgesehen. Durch die zwischen Bundestag und Bundesrat vereinbarte Erhöhung des Einstiegspreises im nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) auf 25 Euro/Tonne CO₂ werden auf dezentrale KWK-Anlagen jedoch erhebliche Mehrkosten zukommen. Hinzu kommt die im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes geplante Begrenzung der KWKG-förderfähigen Vollbenutzungsstunden, die die Förderung für BHKW über eine typische zehnjährige Vertragslaufzeit in vielen Fällen um über 40 Prozent reduzieren würde.

In Summe ergäbe sich für KWK-Anlagen eine erhebliche wirtschaftliche Schlechterstellung - und das, obwohl sie aufgrund der gleichzeitigen Produktion von Strom und Wärme zu den klimaschonendsten Formen der Energieerzeugung zählen. Die Realisierung von neuen KWK-Anlagen würde zudem deutlich erschwert. Im Vergleich zu einem reinen Wärmeerzeuger (Kesselanlage) sind der absolute Gasverbrauch und damit die künftige Belastung mit dem CO₂-Preis durch die gleichzeitige Produktion von Strom und Wärme höher. Dadurch werden effiziente KWK-Anlagen im Vergleich zu reinen Kesselanlagen schlechter gestellt und weniger attraktiv.

Eine Entlastung der KWK-Anlagen sollte im Rahmen der anstehenden Änderungen des KWK-Gesetzes vorgesehen werden:

Das aktuelle KWK-Gesetz sieht seit 2012 eine Erhöhung der Zuschläge für Anlagen vor, die ab 2013 dem europäischen Emissionshandel unterliegen. Hierdurch soll gemäß Gesetzesbegründung ein Anreiz für Investitionen in diese Technologie trotz der neuen Kostenbelastung gesetzt werden. Durch die Einführung der CO₂-Bepreisung im Rahmen des BEHG sollte für die nicht dem EU-Emissionshandel unterworfenen Anlagen eine analoge Kompensation für die KWK-Stromerzeugung vorgesehen werden. Die Höhe der Kompensation sollte sich nach dem vorgesehenen Festpreissystem richten.

§ 7 Abs. 5 KWKG sollte daher wie folgt gefasst werden:

*(5) Der Zuschlag für KWK-Strom nach den Absätzen 1 bis 4 aus KWK-Anlagen im Anwendungsbereich des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475), das zuletzt durch **Artikel 1 der Verordnung vom 18. Januar 2019 (BGBl. I S. 37) Artikel 626 Absatz 2 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474)** geändert worden ist, erhöht sich insgesamt um 0,3 Cent je Kilowattstunde. **Der Zuschlag für KWK-Strom nach den Absätzen 1 bis 4 aus KWK-Anlagen im Anwendungsbereich des Brennstoffemissionshandelsgesetzes vom 19. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728) erhöht sich insgesamt um 0,6 Cent je Kilowattstunde in den Jahren 2021 bis 2022 und insgesamt um 0,8 Cent je Kilowattstunde in den Jahren 2023 bis 2024 Cent je Kilowattstunde sowie insgesamt um 1,2 Cent je Kilowattstunde ab dem Jahr 2025.***

6.3 Notwendige Änderungen, die im Kabinettsentwurf zum Kohleausstiegsgesetz bereits enthalten bzw. angelegt sind

Der Entwurf zum Kohleausstiegsgesetz enthält viele positive Ansätze zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Jedoch sind in der konkreten Ausgestaltung noch wesentliche Kostenbestandteile und Zusammenhänge unberücksichtigt geblieben. Über vergleichsweise einfach umzusetzende Korrekturen ist hier viel für den Klimaschutz und die Gewährleistung von Versorgungssicherheit bei Strom und Wärme zu erreichen.

Die KWKG-Änderungen im Kohleausstiegsgesetz ersetzen in ihrer jetzigen Form keinesfalls die eigentliche – seit Juni 2018 für 2020 angekündigte – KWKG-Novelle. Diese muss nun mit dem unter Punkt 6.2 dargestellten Änderungsbedarf in das Kohleausstiegsgesetz gezogen werden. Ansonsten würde wertvolle Zeit im Hinblick auf die Schaffung von Ersatzanlagen für die Versorgungssicherheit Strom und Wärme 2030, die Reduktion der CO₂-Emissionen sowie die Umsetzung der Wärmewende in Städten ungenutzt bis zur nächsten KWKG-Novelle (dann vielleicht im Jahr 2023?!) verstreichen. Dies würde den dringend notwendigen Ausbau der KWK auf Basis von Gas und Erneuerbaren Energien gefährden.

6.3.1 § 6 Abs. 1 KWKG: Verlängerung des KWKG bislang nur bis 2029 und nur für KWK-Anlagen größer 50 MW

Geplante Gesetzesregelung:

§ 6 Abs. 1 KWKG soll laut Kabinettsentwurf des Kohleausstiegsgesetzes wie folgt ergänzt werden:

*„Satz 1 Nummer 1 Buchstabe a) gilt **nicht** für KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 50 Megawatt, soweit im Rahmen der Evaluierung des KWKG im Jahr 2022 festgestellt werden sollte, dass von diesen Anlagen unter den geltenden Förderbedingungen kein die Förderung rechtfertigender Nutzen für die Erreichung der Ziele nach § 1 Absatz 1 für den Zeitraum nach dem 31. Dezember 2025 mehr ausgehen und der Bundestag insoweit mit Wirkung zum 1. Januar 2026 Änderungen an den Förderbedingungen für diese Anlagen beschließen sollte. Die Bundesregierung wird dem Bundestag rechtzeitig einen Vorschlag unterbreiten, unter welchen Voraussetzungen eine Förderung dieser Anlagen für den Zeitraum nach dem 31. Dezember 2025 fortgeführt werden sollte.“*

Problem:

Diese Regelung würde die Investitionssicherheit für KWK-Anlagen kleiner 50 MW vollständig in Frage stellen, weil die Verlängerung des KWKG damit nur für KWK-Anlagen mit einer Leistung von über 50 MW gelten würde. Das in § 1 Abs. 1 KWKG formulierte KWK-Ziel wurde mit der letzten Novelle – unter damals völlig anderen Voraussetzungen – **sehr stark reduziert**. Insofern werden die für 2025 als Ziel gesetzten 120 TWh KWK-Strom voraussichtlich bereits 2021 erreicht. Damals lag auch das Gutachten zum BMWi-Monitoringbericht *„zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität“*⁷ noch nicht vor. Dieses nimmt als Voraussetzung für die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit mit Strom in 2030 an, dass insgesamt 28 GW Gas-KWK (11 GW Bestand und 17 GW Neu- bzw. Ersatzbau) vorhanden sein müssen. Diese KWK-Kapazitäten sind nicht ohne eine uneingeschränkte Verlängerung des KWKG bis Ende 2038 (ggf. 2035) zur Schaffung der nötigen Sicherheit für die Millioneninvestitionen sowie der Kohärenz zum Kohleausstieg realisierbar.

Forderung:

Ersatzlose Streichung der Änderung Nr. 4 **b)** in Artikel 7 des Kohleausstiegsgesetzes. Das KWKG muss zur Schaffung von Investitionssicherheit für alle Anlagengrößenklassen bis zum Jahr 2038 (ggf. 2035) verlängert werden. So hat es die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) in ihrem Abschlussbericht⁸ empfohlen. Entsprechend ist in § 6 Abs. 1 Nr. 1 c), § 18 Abs. 1 Nr. 1 b) und § 22 Abs. 1 Nr. 1 b) die Angabe „31.12.2025“ durch die Angabe „**31.12.2038**“ zu ersetzen.

⁷ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=18

⁸ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/KWK/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html

Darüber hinaus sollte das KWK-Ziel im Lichte des für die Versorgungssicherheit notwendigen Zubaus von 17 GW Gas-KWK-Kapazität bis 2030 neu ausgerichtet und auf mindestens 150 TWh festgelegt werden.

6.3.2 § 7c KWKG (neu): Kohleersatzbonus

Geplante Gesetzesregelung:

Der Bonus soll – wie bislang bereits im KWKG – zusätzlich zum KWK-Zuschlag („KWK-Grundvergütung“) gezahlt werden, wenn die neue KWK-Anlage oder das neue innovative KWK-System eine bestehende Kohle-KWK-Anlage ersetzt. Die Höhe soll 180 Euro/kW als Einmalzahlung für die elektrische Leistung der stillgelegten KWK-Anlage betragen.

Problem:

Der Betrag von 180 Euro/kW entspricht dem bisherigen Kohleersatzbonus in Höhe von 0,6 ct/kWh und stellt – abgesehen von eventuellen Zinseffekten – keinerlei Verbesserung dar. Insofern wird die entsprechende Empfehlung der KWSB zur Verbesserung des Kohleersatzbonus in keiner Weise erfüllt. Es wird auch nicht nach der Wirtschaftlichkeit bzw. dem Alter der stillzulegenden Kohle-KWK-Anlagen differenziert, was vor allem zu einer deutlichen Unterförderung bei neueren Anlagen führen würde. Auf dieser Grundlage ließe sich ein zügiger und umfangreicher Ausstieg aus dem Brennstoff Kohle in der KWK nicht realisieren. Der geringen Höhe des Kohleersatzbonus liegt vor allem eine systematische Fehlannahme zugrunde.

Bislang hat der Kohleersatzbonus mit seiner Höhe von 0,6 ct/kWh nur die reine KWK-Stromerzeugung der KWK-Kraftwerke berücksichtigt. Bei vielen der 129 existierenden Kohle-KWK-Anlagen handelt es sich jedoch um **Entnahme-Kondensations-Anlagen** mit einem entsprechenden **Kondensationsstromanteil** ohne Wärme-Auskopplung (sog. „Kond.-Scheibe“). Dieser Kraftwerksteil trägt zu einer höheren Wirtschaftlichkeit der bestehenden Kohle-KWK-Anlagen bei und wird bei einer Stilllegung mit außer Betrieb genommen. Dementsprechend muss die Höhe des Kohleersatzbonus diesen **wegfallenden Wirtschaftsbeitrag kompensieren**, um einen adäquaten Anreiz für eine Stilllegung der Kohlekraftwerke zu schaffen. Dies war bisher im KWKG nicht der Fall und würde mit der derzeitigen Ausgestaltung des Bonus im Gesetzentwurf (180 Euro/kW) nicht korrigiert.

Ein weiterer sehr wichtiger Aspekt sind die Kosten des Gasanschlusses für die neuen Gas-KWK-Anlagen. In vielen Fällen ist am geplanten Kraftwerksstandort kein oder ein nicht ausreichend dimensionierter Gasanschluss vorhanden. Die Finanzierung der Anschlussleitung und/oder Kapazitätserhöhung muss ebenfalls vom Kohle-Ersatzbonus abgedeckt werden. Allein die Kosten eines neuen Gasanschlusses können bereits 180 Euro/kW betragen.

Weiterhin sieht die aktuelle gesetzliche Regelung im KWKG wie auch der Regierungsentwurf vor, dass der Kohleersatzbonus für den Ersatz einer bestehenden KWK-Anlage nur dann gezahlt wird, wenn zwischen der endgültigen Stilllegung der bestehenden und der Inbetriebnahme der neuen Anlage nicht mehr als 12 Monate liegen (§ 7 Abs. 2 KWKG).

Dieser Zeitraum ist nicht realisierbar, wenn die neue KWK-Anlage am selben Standort wie die Kohle-KWK-Anlage errichtet werden muss. Dies ist bei Stadtwerken regelmäßig der Fall, weil in städtischen Gebieten nicht ohne Weiteres andere freie Flächen für den Neubau einer KWK-Anlage akquiriert werden können.

Betreiber von Anlagen, die wegen Systemrelevanz nicht endgültig stillgelegt werden dürfen und in die Netzreserve übernommen werden, haben eine hohe Unsicherheit bzgl. der Planung von Ersatzinvestitionen, da sie den Zeitpunkt der endgültigen Stilllegung weder beeinflussen noch mit Sicherheit vorhersagen können.

Darüber hinaus sollen laut Gesetzentwurf KWK-Anlagen auf Basis von Biomasse, die nicht ausschließlich Abfall-Biomasse einsetzen, den Kohleersatzbonus nicht erhalten.

Forderung:

Der Kohleersatzbonus muss – differenziert nach Anlagenalter – zum Teil deutlich erhöht werden. Die mit dem Kohleausstiegsgesetz geplante Umstellung der kWh-bezogenen Auszahlung des Kohleersatzbonus (bislang 0,6 ct/kWh im KWKG 2016) auf eine Einmalzahlung wird über den BDEW-Vorschlag mit neun Altersklassen abgebildet. Diese einfache Differenzierung nach Anlagenalter berücksichtigt indirekt auch die Wirtschaftlichkeit gemäß Anlagengrößen, Kondensationsanteil und Wirkungsgrad. Gegenüber einem Cent-Betrag pro eingespeiste Kilowattstunde (kWh) KWK-Strom bietet die Einmalzahlung den Vorteil, dass der Geldbetrag einmal zur Verfügung steht, wenn die Ersatzinvestition getätigt wird. Da die neuen Gas-KWK-Anlagen entsprechend der nötigen Wärmeversorgung dimensioniert werden sollen, gleichzeitig aber auch maßgeblich zur Realisierung der Versorgungssicherheit Strom in Zeiten hoher Residuallast beitragen, sollte sich die Bemessung des Kohleersatzbonus auf die **elektrische KWK-Leistung** der neuen Ersatz- oder der modernisierten Gas-KWK-Anlage beziehen. Mit der nötigen Einbeziehung der Kosten für den Gasanschluss sowie für den stillzulegenden Kondensationsanteil sind in Abhängigkeit vom Anlagenalter folgende Beträge für einen erfolgreichen Kohleersatzbonus anzusetzen:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Jahr der Inbetriebnahme bzw. seit der letzten umfassenden Modernisierung	Anlagen bis 31.12.1974	Anlagen ab 01.01.1975 bis 31.12.1979	Anlagen ab 01.01.1980 bis 31.12.1984	Anlagen ab 01.01.1985 bis 31.12.1989	Anlagen ab 01.01.1990 bis 31.12.1994	Anlagen ab 01.01.1995 bis 31.12.1999	Anlagen ab 01.01.2000 bis 31.12.2004	Anlagen ab 01.01.2005 bis 31.12.2009	Anlagen ab 01.01.2010
Kohleersatzbonus in Euro pro kW, bezogen auf die elektrische KWK-Leistung der neuen od. mod. KWK-Anlage, ohne Ausgleich der vermiedenen Netzentgelte	50	110	170	240	320	410	510	630	770

Tab. 3: Erforderliche Höhe des Kohleersatzbonus in Abhängigkeit vom Anlagenalter bzw. -effizienz; die Kompensation der wegfallenden vermiedenen Netzentgelte **ist hier nicht berücksichtigt**, weil diese mit der Anhebung der KWK-Zuschläge erfolgen muss, siehe Punkt 6.2.1 auf Seite 18 ff und Tab. 2.

Die Höhe der Einmalzahlung ergibt sich aus der Multiplikation des Geldbetrages in Euro/kW in Abhängigkeit vom Alter bzw. der letzten umfassenden Modernisierung der Kohle-KWK-Anlage (Spalten 1 bis 9, Basis: BNetzA-Kraftwerksliste) mit der elektrischen KWK-Leistung in kW der neuen KWK-Anlage. Die neue Gas-KWK-Anlage muss die Wärme in dasselbe Wärmenetz einspeisen wie die stillzulegende Kohle-KWK-Anlage. Durch den Bezug auf „das selbe Wärmenetz“ werden Umgehungstatbestände vermieden, weil die Wärmeerzeugung der Altanlage substituiert werden muss, um die Versorgung der Wärmekunden am Wärmenetz weiterhin zu gewährleisten.

Um den Kohleausstiegspfad einerseits (nach der ersten Ausschreibung von Steinkohlekapazitäten sind bereits nahezu alle ungekoppelten Steinkohle-Kraftwerke stillgelegt) und die Versorgungssicherheit Strom und Wärme andererseits gewährleisten zu können, ist es wichtig, dass der Kohleersatzbonus in der oben dargestellten Höhe nicht nur für Neuanlagen, sondern auch für modernisierte Gas-KWK-Anlagen mit mindestens 50 % Modernisierungstiefe gezahlt wird. Darüber hinaus dürfen vom Kohleersatzbonus nicht einzelne Brennstoffe, z. B. nachhaltiges Biomethan oder nachhaltige feste Biomasse, ausgeschlossen werden. Es müssen alle nach § 1 Abs. 2 Nr. 2 KWKG 2016 genannten und förderfähigen Brennstoffe vom Kohleersatzbonus inkludiert sein.

Bei Kraftwerksstandorten, wo bislang Kohle als Brennstoff eingesetzt worden ist, sind entsprechende Anbindungsleitungen an das teils in einiger Entfernung vorhandene Gasnetz erforderlich. Die Kosten dieser Gasnetzanschlussleitungen belaufen sich in den städtischen Gebieten, um die es sich hier regelmäßig handelt, häufig auf einen zweistelligen Millionenbetrag. Gasanschlusskosten sind heute nicht in der standardisierten Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Kalkulationen der Neubau-KWK-Fördersätze im KWK-Evaluierungsbericht⁹ enthalten, da hier nur die KWK-Erzeugungsanlagen betrachtet werden. Folglich müssten diese Kosten im Kohleersatzbonus abgebildet werden. Wenn der Betreiber der künftigen Gas-KWK-Anlage diese Kosten über entsprechende Verträge mit dem beauftragten Leitungsbauunternehmen beim BAfA **nachweist**, sollte eine entsprechende Erhöhung des Kohleersatzbonus um bis zu maximal 180 Euro/kW_{el} möglich sein.

Der Zeitraum zwischen Stilllegung der Altanlage und Inbetriebnahme der neuen Gas-KWK-Anlage muss statt der bisherigen 12 Monate im KWKG auf (mindestens) 48 Monate verlängert werden, weil beispielsweise am selben Kraftwerksstandort allein für die Genehmigungs- und Errichtungsphase eines Neubaus der Gas-KWK-Anlage 3 bis 4 Jahre notwendig sind. Die Gesamtprojektlaufzeiten betragen mindestens 6 Jahre. Versorgungssicherheit ist aber zentrale Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende.

Darüber hinaus würden selbst mit einer Frist von 48 Monaten Unsicherheiten für Betreiber von KWK-Anlagen entstehen, die in die **Netzreserve** fallen. Sie können den Zeitpunkt der endgültigen Stilllegung ihrer Anlage weder beeinflussen noch mit Sicherheit vorhersagen. Diese Unsicherheit bildet ein massives Investitionshindernis und kann dazu führen, dass der Bau neuer KWK-Kapazitäten verzögert wird. Im Ergebnis ist diese Gesetzesregelung also

⁹ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.pdf?__blob=publication-File&v=6 (siehe Tab. 20, S. 56)

kontraproduktiv. Sie läuft der eigentlichen Intention des Gesetzgebers entgegen, speziell in der Südregion schnell neue Kapazitäten aufzubauen, und sollte für den Fall aufgehoben werden, dass eine bestehende KWK-Anlage wegen Systemrelevanz nicht stillgelegt werden darf. So würde dem Investor die Sicherheit gegeben, dass er unabhängig von den Notwendigkeiten der Netzreserve den Kohleersatzbonus für die Neuanlage erhält.

In diesem Zusammenhang ist auf die problematische Formulierung „*endgültig stillgelegt*“ in § 7c Abs. 1 S. 3 KWKG-Entwurf zu verweisen. Hier sollte klargestellt werden, dass „*endgültig stillgelegt*“ i. S. d. § 7c KWKG nicht im Sinne des § 13b EnWG zu verstehen ist. Ansonsten besteht ein Risiko, dass systemrelevante Kraftwerke keinen Kohleersatzbonus in Anspruch nehmen können.

Formulierungsvorschlag für § 7c Abs. 1 S. 3 KWKG-E:

*„Ein Ersatz im Sinne der Sätze 1 und 2 liegt vor, wenn **für** die bestehende KWK-Anlage innerhalb von ~~zwölf~~ **achtundvierzig** Monaten vor oder nach Aufnahme des Dauerbetriebs der neuen KWK-Anlage, frühestens aber nach dem **31. Dezember 2019** ~~1. Januar 2016~~, **endgültig stillgelegt ein Verbot der Kohleverstromung im Sinne des § 46 Abs. 1 Satz 1 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes** ~~wird~~ **wirksam wird** und die neue KWK-Anlage in dasselbe Wärmenetz einspeist, in das die bestehende KWK-Anlage eingespeist hat.“*

Die in Tabelle 3 genannten Höhen des Kohleersatzbonus berücksichtigen die erforderliche Kompensation der vermiedenen Netzentgelte (vNE) **nicht**. Diese muss jedoch über die im ersten Teil dieser Stellungnahme unter Punkt 6.2.1 genannte Erhöhung der KWK-Zuschläge ab dem 01.01.2023 erfolgen, da vom vNE-Wegfall alle neuen und modernisierten KWK-Anlagen ab dem 1. Januar 2023 betroffen sind und nicht nur Kohle-Ersatz-KWK-Anlagen. Unter der Voraussetzung, dass die KWK-Zuschläge wie in der rechten Spalte von Tab. 2 auf Seite 19 erhöht werden, wären die in Tab. 3 genannten Werte ausreichend.

Das BMWi hatte noch bis Ende 2019 in Aussicht gestellt, dass im Jahr 2020 nach der Verabschiedung des Kohleausstiegsgesetzes die lange angekündigte Novelle des KWKG erfolgen solle. Deshalb hat der BDEW in seinen bisherigen Papieren zu den Entwürfen des Kohleausstiegsgesetzes die Kompensation der wegfallenden vNE in die Höhe des Kohleersatzbonus eingepreist, um für die Gas-KWK-Anlagen, die Kohle-KWK ersetzen, schnell Investitionssicherheit zu schaffen - und dies bereits vor einer entsprechenden Anhebung der KWK-Grundvergütung zur vNE-Kompensation in der KWKG-Novelle. Die bei einer Kompensation der wegfallenden vNE erforderliche Höhe des Kohleersatzbonus zeigt folgende Tabelle.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Jahr der Inbetriebnahme bzw. seit der letzten umfassenden Modernisierung	Anlagen bis 31.12.1974	Anlagen ab 01.01.1975 bis 31.12.1979	Anlagen ab 01.01.1980 bis 31.12.1984	Anlagen ab 01.01.1985 bis 31.12.1989	Anlagen ab 01.01.1990 bis 31.12.1994	Anlagen ab 01.01.1995 bis 31.12.1999	Anlagen ab 01.01.2000 bis 31.12.2004	Anlagen ab 01.01.2005 bis 31.12.2009	Anlagen ab 01.01.2010
Kohleersatzbonus in Euro pro kW, bezogen auf die elektrische KWK-Leistung der neuen od. mod. KWK-Anlage, inkl. Ausgleich der vermiedenen Netzentgelte	240	300	360	430	510	600	700	820	960

Tab. 4: Erforderliche Höhe des Kohleersatzbonus **inklusive** Kompensation der wegfallenden vermiedenen Netzentgelte (vNE)

Um die Planbarkeit der Bundesnetzagentur für die Volumina der Steinkohleausschreibungen zu verbessern, sollte im Zusammenhang mit dem Kohleersatzbonus eine Mitteilungspflicht in das KWKG aufgenommen werden. Diese könnte entsprechend wie folgt lauten:

„Voraussetzung für den Erhalt des Kohleersatzbonus nach § 7c ist, dass der Betreiber einer KWK-Anlage, die als Brennstoff Steinkohle einsetzt, den geplanten Baubeginn und voraussichtliche Inbetriebnahme der KWK-Ersatzanlage der Bundesnetzagentur spätestens mitteilt

bis zum 31.12.2022 für Anlagen aus Spalte 1,

bis zum 31.12.2023 für Anlagen aus Spalte 2,

bis zum 31.12.2024 für Anlagen aus Spalte 3,

bis zum 31.12.2025 für Anlagen aus Spalte 4,

bis zum 31.12.2026 für Anlagen aus Spalte 5,

bis zum 31.12.2027 für Anlagen aus Spalte 6,

bis zum 31.12.2028 für Anlagen aus Spalte 7,

bis zum 31.12.2029 für Anlagen aus Spalte 8 und

bis zum 31.12.2030 für Anlagen aus Spalte 9

sowie die Bundesnetzagentur danach einmal jährlich über den Stand des Genehmigungsverfahrens sowie den Fortgang des Bauvorhabens unterrichtet.“

6.3.3 § 7a KWKG 2016 (neu): Bonus für den Einsatz von Wärme aus Erneuerbaren Energien (EE-Wärme-Bonus)

Geplante Gesetzesregelung:

Der neue EE-Wärme-Bonus soll in Abhängigkeit des Prozentanteils „innovativer erneuerbarer Wärme“ an der Referenzwärme (= Summe aus KWK-Wärme und EE-Wärme) im Wärmenetz zusätzlich zum KWK-Zuschlag für neue und modernisierte KWK-Anlagen mit einer elektri-

schen Leistung von mehr als 1 MW **in innovativen KWK-Systemen** gezahlt werden (9 Stufen). Grundsätzlich ist der Ansatz positiv, weil mit diesem Bonus die Dekarbonisierung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung (Nah- und Fernwärme) beschleunigt werden kann.

Problem:

Allerdings sind die Kriterien sehr restriktiv, d. h. analog zur Ausschreibung für innovative KWK-Systeme (iKWK) festgelegt. So werden z. B. Wärme aus nachhaltiger Biomasse (wie Biomethan, Landschaftspflegeholz, Waldrestholz, Industrieholzpellets) und Wasserstoff ausgeschlossen, weil das Erfordernis einer Jahresarbeitszahl (JAZ) von 1,25 nicht erreicht wird. Dabei sind diese Biomasse-Verbrennungsprozesse für eine CO₂-neutrale Deckung der Wärme-Leistungsspitze im Winter unverzichtbar. Die iKWK-Definition würde auch den Einsatz von Großwärmepumpen verhindern, die Wärme aus Abwasser-, Klärwasser- oder Kühlprozessen nutzen. Gerade diese Anwendungen sind aber nicht nur Klimaschutz- sondern auch Klimaschutzanpassungsmaßnahmen, da sie beispielsweise im Sommer zur Kühlung von Flüssen (Wasser-Wärmepumpen) und Umgebung (Luft-Wärmepumpen) beitragen. Die vorgesehene Regelung würde damit den großen Herausforderungen im Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele im Gebäudesektor nicht gerecht. Insbesondere auch, weil der KWK-Anlagenbestand – wegen des Bezugs auf neue und modernisierte Anlagen – sowie kleinere KWK-Anlagen unter 1 MW nicht adressiert werden würde. Mit der Einbeziehung des KWK-Anlagenbestands und der kleineren KWK-Anlagen könnten auf einfache Weise die bestehenden Fernwärmenetze besser sowie Nahwärme- und Quartierslösungen generell in die Bestrebungen zur Dekarbonisierung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung einbezogen werden.

Die drei ersten Ausschreibungen zur iKWK waren jeweils mengenmäßig unterzeichnet¹⁰. Dies spricht dafür, dass die iKWK-Kriterien nicht praxistgerecht sind. Insofern darf der EE-Wärme-Bonus diese Kriterien nicht übernehmen. Überdies darf es nicht zu einer Gleichzeitigkeitsanforderung kommen, dass bei jeder Erhöhung des Anteils von Wärme aus Erneuerbaren Energien – die in Wärmenetzen immer nur in sukzessiven Stufen erfolgen kann – auch eine KWK-Anlage neu gebaut oder modernisiert werden muss. Zudem muss auch die Berücksichtigung mehrerer Komponenten bzw. EE-Technologien parallel möglich sein. Es darf also nicht auf „die [eine] Komponente“ in § 7a Abs. 1 Satz 1 alleinig, sondern es muss auf „die Komponenten“ abgestellt werden.

Forderung:

Der Bezugspunkt für die Höhe des EE-Wärme-Bonus muss der Anteil der „**erneuerbaren Wärme**“ sowie von ansonsten ungenutzter Abwärme aus industriellen Prozessen und nicht der so definierten „innovativen erneuerbaren“ Wärme sein. Dieser Anteil der EE-Wärme aus Erneuerbaren Brennstoffen, wie grüne Gase (z. B. Biomethan oder Wasserstoff) und nachhaltiger fester Biomasse sowie aus Wärmeprozessen mit Klärwassernutzung oder die Nut-

¹⁰ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/KWK/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html

zung von Abwärme aus industriellen Prozessen und Abwasser müssen auf den Anteil der erneuerbaren Wärme mit ihrem tatsächlichen Anteil und zeitlich unbefristet angerechnet werden. Die Wärme aus der thermischen Abfallbehandlung sollte zwar auf den EE-Wärmeanteil anrechenbar sein, sollte aber nicht zusätzlich zum KWK-Zuschlag („Grundvergütung“) mit dem EE-Wärmebonus vergütet werden, weil entsprechende Projekte in den meisten Fällen heute bereits wirtschaftlich sind. Allerdings muss der biogene Anteil der thermischen Abfallverwertung auch weiterhin als Anteil von EE-Wärme – wie in den einschlägigen EU-Richtlinien vorgegeben – voll, auch auf die Quote für den EE-Wärme-Bonus, angerechnet werden.

Darüber hinaus sollte der EE-Wärme-Bonus bereits bei **5 % mit 0,8 ct/kWh** (1.) starten und ansonsten wie folgt gestaffelt werden:

2. 1,2 Cent/KWh für mindestens 10 Prozent erneuerbare Wärme an der Referenzwärme,
3. 1,8 Cent/KWh für mindestens 15 Prozent erneuerbare Wärme an der Referenzwärme,
4. 2,3 Cent/KWh für mindestens 20 Prozent erneuerbare Wärme an der Referenzwärme,
5. 3,0 Cent/KWh für mindestens 25 Prozent erneuerbare Wärme an der Referenzwärme,
6. 3,8 Cent/KWh für mindestens 30 Prozent erneuerbare Wärme an der Referenzwärme,
7. 4,7 Cent/KWh für mindestens 35 Prozent erneuerbare Wärme an der Referenzwärme,
8. 5,7 Cent/KWh für mindestens 40 Prozent erneuerbare Wärme an der Referenzwärme,
9. 6,4 Cent/KWh für mindestens 45 Prozent erneuerbarer Wärme an der Referenzwärme,
10. 7,0 Cent/KWh für mindestens 50 Prozent erneuerbarer Wärme an der Referenzwärme.

Der EE-Wärmebonus muss ebenfalls von Betreibern bestehender sowie kleinerer KWK-Anlagen unter 1 MW für 30.000 Vollbenutzungsstunden in Anspruch genommen werden können, unabhängig davon, ob sie noch eine Förderung nach KWKG erhalten oder diese bereits ausgelaufen ist. Damit kann die Dekarbonisierung auch für Bestandssysteme vorangetrieben werden, wie es dem Koalitionsvertrag und auch dem Klimaschutzprogramm 2030 entspricht. Ein um die oben genannten Punkte verbesserter EE-Wärmebonus würde auch maßgeblich dazu beitragen, dass die besonders von der **Beendigung der Braunkohleverstromung in den neuen Bundesländern betroffenen Stadtwerke** die wegfallende Wärme aus Braunkohle – zumindest teilweise – besser durch EE-Wärme ersetzen können.

6.3.4 § 7b KWKG 2016 (neu): Bonus für die Installation von Power-to-Heat (PtH-Bonus)

Geplante Gesetzesregelung:

Der „Bonus für elektrische Wärmeerzeuger“ (festgelegt auf 0,3 ct/kWh) soll den KWK-Zuschlag für neue oder modernisierte KWK-Anlagen mit einer Leistung über 1 MW erhöhen. Dieser PtH-Bonus adressiert die Flexibilisierung von KWK-/Wärmenetzsystemen und damit deren Fähigkeit, die Stromnetze in kritischen Situationen doppelt zu entlasten:

1. Abschalten der KWK-Anlage
2. Einschalten des PtH-Moduls (= zuschaltbare Last)

Gleichzeitig unterstützen die Gas-KWK-Anlagen in Zeiten mit hoher Residuallast („kalte Dunkelflaute“) die Gewährleistung der Versorgungssicherheit Strom und Wärme.

Grundsätzlich wirkt der Bonus damit positiv. Da KWK-Anlagen in der öffentlichen Versorgung jedoch bereits heute weitgehend komplementär zur Stromerzeugung aus EE betrieben werden, ist in der Praxis eine doppelte Entlastung der Stromnetze die Ausnahme. Die Ausgestaltung sollte dies berücksichtigen.

Problem:

Die Leistung des elektrischen Wärmeerzeugers (Power-to-Heat-Modul) muss laut Gesetzesentwurf 100 % der thermischen Leistung der KWK-Anlage ersetzen können (d. h. es wäre eine PtH-Anlage mit bis zu mehreren hundert MW erforderlich). Der PtH-Bonus lässt mit 70 Euro pro kW thermischer Leistung des PtH-Moduls jedoch wichtige Kostenpositionen außer Acht. Völlig unberücksichtigt ist beispielsweise der Umstand, dass für den Anschluss einer großen PtH-Anlage i. d. R. eine neue Trafostation errichtet werden muss, weil der Stromnetzanschluss am Kraftwerk üblicherweise nicht für hohe Stromentnahme-Mengen oder die Spannungsebene der PtH-Anlage ausgelegt ist. Darüber hinaus sieht der Kabinettsentwurf (wieder) die Begrenzung des PtH-Bonus auf KWK-Anlagen ausschließlich außerhalb der Südregion vor. Abgesehen von der Ungleichbehandlung wird es mit dem Zubau von Erneuerbaren Energien zur Erreichung des 65 % Ziels zu bestimmten Zeiten auch in der Südregion zu einer die Nachfrage übersteigenden EE-Stromproduktion, z. B. durch Photovoltaik, kommen.

Forderung:

Für sachgerecht erachtet der BDEW eine Einmalzahlung wie beim Kohleersatzbonus in Höhe von etwa 180 Euro/kW entsprechend 0,6 ct/kWh_{el} (in den 70 Euro/kW = 0,23 ct/kWh_{el} sind nur die Errichtungskosten für die Power-to-Heat-Anlage, aber nicht die Anbindungskosten und eine Trafostation berücksichtigt) bezogen auf die Leistung des PtH-Moduls, die mindestens 25 % der elektrischen Leistung der KWK-Anlage betragen muss. Der Anlagenbetreiber kann dann selbst entscheiden, wie groß die PtH-Anlage zwischen 25 und 100% werden soll, um im Fall des Abschaltens der KWK-Anlage durch den Übertragungsnetzbetreiber die Wärmeversorgung aufrechterhalten zu können. In der Regel sind auch Spitzenlastkessel oder Redundanzenanlagen vorhanden.

Der BDEW erachtet es als notwendig, den Bonus auch Bestands-KWK-Anlagen zu gewähren, die keine Förderung nach KWKG mehr in Anspruch nehmen können und die in § 6 Abs. 1 Nr. 2 KWKG 2016 genannten Brennstoffe einsetzen. So ließe sich auch der Betrieb der bestehenden KWK-Anlagen weiter und beschleunigt flexibilisieren und dekarbonisieren, was dem Koalitionsvertrag und auch dem Klimaschutzprogramm 2030 entspricht. Auch unter dem Aspekt der Schaffung einheitlicher Rahmenbedingungen darf der PtH-Bonus nicht auf die Region außerhalb der Südregion beschränkt bleiben, sondern muss für KWK-Anlagen im gesamten Bundesgebiet gezahlt werden, die die entsprechenden Kriterien erfüllen.

Zudem ist davon auszugehen, dass gerade im Sommerhalbjahr weniger EEG-finanzierter Strom abgeschaltet bzw. zu Niedrigstpreisen exportiert werden müsste, wenn der Bonus nicht auf Anlagen beschränkt wird, die außerhalb der in der Anlage zu § 7b und § 7d des Regierungsentwurfs definierten „Südregion“ liegen.

Im Übrigen regt der BDEW an, es – ggf. alternativ zur Option einer Ausweitung des § 13 Abs. 6a EnWG – dem KWK-Betreiber und damit dem Markt zu überlassen, wann er mit Power-to-Heat seinen Wärmespeicher füllt. Eine EEG-Umlagebefreiung an eine begrenzte Zahl an Vollbenutzungsstunden (Vbh) der KWK-Anlage zu knüpfen, würde als Anreiz für eine betriebs- wie volkswirtschaftlich optimale Dimensionierung des gesamten KWK-Systems inkl. Power-to-Heat dienen.

6.3.5 § 8 Abs. 4 KWKG 2016 (neu): Generelle Beschränkung der vergütungsfähigen Vollbenutzungsstunden (Vbh) auf 3.500/a

Geplante Gesetzesregelung:

Bislang ist im KWKG die Anzahl der vergütungsfähigen Vollbenutzungsstunden (Vbh) nur innerhalb des Ausschreibungssegments (1 bis 50 MW) auf 3.500 begrenzt. Mit dem Kohleausstiegsgesetz soll nun diese Begrenzung auch für alle KWK-Anlagen außerhalb der Ausschreibungspflicht (< 1 MW und > 50 MW) eingeführt werden. Ziel dieser Regelung ist es, dass KWK-Anlagen ihr Stromeinspeiseverhalten an das Aufkommen von Strom aus Erneuerbaren Energien anpassen.

Problem:

Auch nach Ansicht des BDEW ist es wichtig, dass Strom aus KWK-Anlagen keinen Strom aus EE-Anlagen verdrängt. Daher haben bereits viele Betreiber von KWK-Anlagen in der öffentlichen Versorgung (z. B. Stadtwerke) Wärmespeicher errichtet, um ihre KWK-Anlagen unabhängiger von der Wärmebedarfsdeckung und damit flexibler – in Abhängigkeit von der Situation im Stromnetz – betreiben zu können. Generell erreichen gesetzlich vorgeschriebene Grenzen/Beschränkungen selten den gewünschten Effekt so gut wie Regelungen, die mit Anreizen arbeiten. Darüber hinaus ist eine Beschränkung auf 3.500 vergütungsfähige Vbh pro Jahr speziell für kleinere KWK-Anlagen bis 50 kW ein Problem, weil diese Anlagen im KWKG für 60.000 Vbh gefördert werden. Bei einer Begrenzung auf 3.500 Vbh pro Jahr würde dies einem Zeitraum von 17 Jahren entsprechen, was den Abschreibungszeitraum der KWK-Anlagen bei weitem übersteigt und somit wirtschaftlich unattraktiv würde. Darüber hinaus macht vor dem Hintergrund von knappen Erzeugungskapazitäten in den Jahren nach 2022 eine Begrenzung gerade der hocheffizienten KWK-Stromerzeugung generell wenig Sinn, insbesondere in Süddeutschland. Die Regelung muss daher in dieser Form entfallen. Überdies wird – zumindest für KWK-Anlagen in der öffentlichen Versorgung – die Förderung nach dem KWKG nicht für die Einsatzentscheidung der KWK-Anlage berücksichtigt. Diese richtet sich nach der Höhe des Börsenstrompreises im Verhältnis zu den Brennstoffkosten. Insofern hätte die Begrenzung der förderfähigen Vbh auf 3.500 keinen oder nur einen sehr geringen Effekt im Sinne der systemdienlichen Fahrweise dieser Anlagen. Stattdessen erhöht sie nur das Investitionsrisiko.

Forderung:

Streichung der 3.500 Stunden-Regelung im Kohleausstiegsgesetz.

Vorschlag für eine effektive Regelung zum Anreiz systemdienlicher Fahrweise:

Wenn Flexibilität in relevantem Umfang angereizt werden soll, wäre eine Umlegung der Zuschlagshöhe der bisher realistischen 6.000 Vbh auf 3.500 Vbh pro Jahr (Faktor 1,7) denkbar. Dann müsste der KWK-Zuschlag um den Faktor 1,7 erhöht werden. Eine absolute Erhöhung der KWK-Fördersumme wäre damit **nicht** verbunden, weil die Gesamtzahl der förderfähigen Vbh um denselben Faktor von 1,7 sinken würde. Der Vorschlag ist dementsprechend **kostenneutral**.

Formulierungsvorschlag für § 8e (neu) KWKG:

„Die Zuschläge für KWK-Strom nach den §§ 7 Abs. 1, Abs. 3 Nr. 3, 8a und 8b erhöhen sich jeweils um den Faktor 1,7, wenn der Betreiber der KWK-Anlage gegenüber dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle bis zum 31. November eines Jahres mitteilt, dass er die Erhöhung ab dem 1. Januar des Folgejahres in Anspruch nehmen möchte. Im Falle der Inanspruchnahme der Erhöhung nach Satz 1, verringert sich die Gesamtzahl der geförderten Vollbenutzungsstunden nach § 8 Absätze 1 bis 3 um den Faktor 1,7.“

6.3.6 § 7 Absatz 7 KWKG 2016: KWK-Zuschlagskürzung bei KWK-Stromeinspeisung in Zeiten negativer Strompreise

Geplante Gesetzesregelung:

Die Regelungen in Artikel 6 Nr. 6 f) und Nr. 13 des Regierungsentwurfes zum Kohleausstiegsgesetz sehen vor, dass – anders als bisher im KWKG – bei einer KWK-Stromeinspeisung in Zeiten von negativen Spotmarktpreisen nicht nur der KWK-Zuschlag entfällt, sondern dass diese Zeiten von der Zuschlagsdauer abgezogen werden.

Problem:

Diese Regelung stellt eine echte Vergütungskürzung dar und trifft vor allem kleine KWK-Anlagen ohne registrierende Leistungsmessung (RLM). Bislang hat bereits die „abgemilderte“ Form der Regelung, bei der die vergütungsfähigen Vollbenutzungsstunden nicht gestrichen, sondern „am Ende der Förderdauer drangehängt werden“, zu erheblichen Problemen in der Praxis geführt, weil insbesondere Betreiber kleinerer KWK-Anlagen nicht wissen, wann die Strompreise negativ sind.

Der BDEW begrüßt in diesem Zusammenhang zwar die Aufnahme einer 50 kW-Grenze für die Anwendbarkeit der Negative-Preise-Regelung in § 7 Abs. 7 KWKG (§ 7 Abs. 6 nach dem Regierungsentwurf). Allerdings hält der BDEW die Anhebung der Grenze auf 100 kW für notwendig, weil nach § 6 Abs. 1 Nr. 5 des geltenden KWK-Gesetzes nur KWK-Anlagen oberhalb von 100 kW eine registrierende Leistungsmessung haben müssen, Anlagen bis 100 kW dagegen meist nur eine Arbeitsmessung. Für Anlagen zwischen 50 und 100 kW wäre die Regelung daher weiterhin nicht praktikierbar. Dies zwingt die Netzbetreiber zur Anwendung der Sanktion nach § 15 Abs. 4 Satz 2 KWKG, weil keine zeitgenauen Messwerte für die jeweilige

Dauer der negativen Preise generiert werden können. Dies führt aber nicht wie bei § 7 Abs. 7 KWKG in der geltenden Fassung zu einer entsprechenden Förderverlängerung, sondern zu einer gleichbleibenden Förderdauer und darüber hinaus wegen des Sanktionscharakters von § 15 Abs. 4 Satz 2 KWKG faktisch zu einer Förderkürzung, ohne dass ein KWK-Anlagenbetreiber dies ändern kann.

Außerdem führt selbst eine 50 kW-Grenze sowohl bei KWK-Anlagenbetreibern als auch bei Netzbetreibern zu einem überdurchschnittlichen Abwicklungsaufwand. Dieser ist keinesfalls gerechtfertigt, da die Anwendung einer 50 kW-Grenze aufgrund der geringen Marktrelevanz von Klein- und Kleinst-KWK-Anlagen bis mindestens 100 kW nicht hilft, negative Preise zu vermeiden. Dies ist insoweit beachtlich, als die korrespondierende Regelung in § 51 EEG 2017 eine grundsätzliche Untergrenze von 500 kW und bei Windenergieanlagen eine Untergrenze von 3 MW setzt. Selbst die für das KWKG 2016 seit dem EuGH-Urteil vom 28. März 2019 (Rs. 405/16P) nicht mehr anzuwendenden „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020“ der Europäischen Kommission (2014/C 200/01) würden für KWK-Anlagen nur eine Grenze von 500 kW erfordern.

Forderung:

Der BDEW fordert diesbezüglich eine Bagatellgrenze von 100 kW statt der geplanten 50 kW und ansonsten die Beibehaltung der bisherigen Regelung im KWKG 2016 (neu). Diese beinhaltet zwar ein Aussetzen der KWK-Zuschläge für die Zeiten negativer Börsenstrompreise, es werden jedoch nicht die vergütungsfähigen Vollbenutzungsstunden gekürzt.

Außerdem sollte der nach dem Regierungsentwurf neu einzufügende § 15 Abs. 4 Satz 3 KWKG wie folgt ergänzt werden, damit er wegen des Monatsbezuges von § 15 Abs. 4 Satz 2 KWKG noch den letzten Monat der Anwendbarkeit von § 7 Abs. 7 KWKG in der geltenden Fassung umfasst:

*„Die Sätze 1 und 2 sind **ab dem (erster Kalendertag des Folgemonats des Inkrafttretens dieses Gesetzes)** nicht anzuwenden auf KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von weniger als **100 50** Kilowatt.“*

6.3.7 Übergangsregelung in § 35 Abs. 19 des Regierungsentwurfs

Problem:

Die Formulierung der Regelung im Regierungsentwurf würde nur einen eingeschränkten Vertrauensschutz bzw. keine Übergangsfristen für bereits in der Umsetzung befindliche KWK-Projekte im Entwurf des Kohleausstiegsgesetz enthalten.

Forderung:

Folgende Änderung des § 35 Abs. 19 KWKG (neu) ist erforderlich:

*„§ 7 Absatz 1 und **Absatz 7**, § 18, § 19, § 22 und § 23 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes in der am 31. Dezember 2019 geltenden Fassung sind auf entsprechenden Antrag gegenüber dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle anwendbar auf KWK-Anlagen und Wärmenetze, die bis zum 29. Januar 2020 in Dauerbetrieb genommen worden*

*sind **oder für die bis zum 29. Januar 2020 ein Antrag auf Vorbescheid gestellt wurde oder für die eine verbindliche Bestellung oder im Fall einer Modernisierung eine verbindliche Bestellung der wesentlichen die Effizienz bestimmenden Anlagenteile im Sinn des § 2 Nummer 18 bis zum 29. Januar 2020 erfolgt ist. Im Falle eines Antrags gemäß Satz 1 findet auf die betreffenden KWK-Anlagen § 8 Absatz 4 dieses Gesetzes keine Anwendung. Die **Sätze 1 und 2 gelten entsprechend, wenn eine KWK-Anlage nach einer Modernisierung, oder einer Nachrüstung wieder in Dauerbetrieb genommen wird.*****

Hierdurch wird sichergestellt, dass Investitionen in Anlagen, für die bereits bis zum 29. Januar 2020 ein Antrag auf einen Vorbescheid nach § 12 KWKG gestellt worden ist, **nicht durch das Gesetz teilweise entwertet werden**. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen für aktuelle Projekte und die Entscheidungen zur Projektdurchführung werden auf Grundlage der Regelungen des aktuell geltenden KWK-Gesetzes durchgeführt. Hierfür ist dann auch das Institut des Vorbescheides nach § 12 KWKG und die hierin verankerte Bindungswirkung für „Höhe und Dauer“ der Zuschlagszahlung vorgesehen. Die im aktuellen Gesetzentwurf enthaltenen Änderungen im § 7 Abs. 6 (aktueller § 7 Abs. 7 KWKG 2016; Anrechnung der Betriebsstunden bei negativen Strompreisen auf die Förderdauer gem. § 8) und § 8 Abs. 4 KWKG (Begrenzung der jährlichen Zuschlagszahlung auf 3.500 h/a) haben allerdings erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit entsprechender Anlagen. Dementsprechend haben beide Regelungen Einfluss auf „Höhe und Dauer“ der Zuschlagszahlung. Folglich muss ein Antrag auf Vorbescheid nach § 12 KWKG für diese Änderungen auch im Rahmen der Übergangsregelung eine entsprechende Bindungswirkung entfalten. Daher sollten zum einen die Änderungen in § 7 Abs. 6 KWKG und zum anderen der Antrag auf einen Vorbescheid in der Übergangsregelung erfasst sein, um so den **Vertrauensschutz** für Betreiber mit Antrag auf Vorbescheid sicher zu gewährleisten.

Der neu eingefügte § 35 Abs. 19 Satz 2 KWKG 2016 (neu) ist darüber hinaus erforderlich, damit modernisierte oder nachgerüstete KWK-Anlagen, die ab dem 30. Januar 2020 wieder in Dauerbetrieb genommen werden, nicht schlechter gestellt werden, als vor der Modernisierung oder Nachrüstung. Anderenfalls würde erheblich in die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen eingegriffen und Nachrüstungs- oder Modernisierungsmaßnahmen, die bereits laufen, in Frage gestellt werden.

6.3.8 § 18 Abs. Abs. 1 Nr. 2 KWKG: Erhöhung auf 75 % => Anrechnung von Wärme aus der thermischen Abfallverwertung als „industrielle Abwärme“

Geplante Gesetzesregelung:

Im aktuell gültigen KWKG ist in § 18 Abs. 1 folgende Formulierung enthalten:

„Betreiber eines neuen oder ausgebauten Wärmenetzes haben gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags nach Maßgabe der Absätze 2 bis 4 und des § 19, wenn

1. die Inbetriebnahme des neuen oder ausgebauten Wärmenetzes erfolgt...

a) ...

b) ...

2. die Versorgung der Abnehmenden, die an das neue oder ausgebaute Wärmenetz angeschlossen sind, innerhalb von 36 Monaten ab Inbetriebnahme des neuen oder ausgebauten Wärmenetzes

a) mindestens zu 75 Prozent mit Wärme aus KWK-Anlagen erfolgt oder

b) mindestens zu 50 Prozent mit einer Kombination aus Wärme aus KWK-Anlagen, Wärme aus erneuerbaren Energien oder industrieller Abwärme, die ohne zusätzlichen Brennstoffeinsatz bereitgestellt wird, erfolgt und...

Der Gesetzentwurf sieht vor, dass in Nr. 2. b) statt der 50 % nun 75 % erreicht werden müssen, um eine Förderung für den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen zu erhalten.

Problem:

Die aktuellen Werte zu den Mindestanteilen für eine Wärmenetzförderung im KWKG entsprechen denjenigen in den jüngst überarbeiteten EU-Richtlinien für Energieeffizienz (EED) und Erneuerbare Energien (RED II) und sind erst mit der letzten Novelle in das KWKG 2016 aufgenommen worden, um EU-Kompatibilität herzustellen. Der Gesetzgeber sollte hier nicht von den Zahlen auf EU-Ebene abweichen.

Darüber hinaus ist nicht eindeutig geregelt, dass die Abwärme aus der thermischen Abfallbehandlung unter die Definition von „Abwärme“ fällt. Dies sollte jedoch so sein, weil diese Wärme unvermeidlich anfällt und sinnvoll zur Versorgung der Wärmekunden über Wärmenetze genutzt werden kann. Im selben Umfang werden fossile Brennstoffe substituiert.

Forderung:

Beibehaltung der 50 %-Regelung wie auf europäischer Ebene.

Analog zum geplanten Gebäudeenergiegesetz (GEG-Kabinettsentwurf vom 23. Oktober 2019) sollte Abwärme aus thermischer Abfallverwertung als Abwärme zu 100 Prozent anerkannt werden, z. B. durch Ergänzung von § 2 Nr. 9 KWKG: „*industrielle Abwärme*“ *nicht genutzte Wärme aus industriellen Produktionsanlagen oder –prozessen in Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes und aus der thermischen Abfallverwertung.*

6.3.9 Artikel 6, §7d – Südbonus:

Betreiber von neuen, modernisierten oder nachgerüsteten KWK-Anlagen, die sich in der Südregion befinden, haben Anspruch auf Zahlung eines zusätzlichen Bonus i. H. v. 60 Euro/kW elektrischer KWK-Leistung. Voraussetzung: Die Anlage muss bis zum 31.12.2026 in Dauerbetrieb genommen werden, pro Kalenderjahr werden höchstens 2.500 Vollbenutzungsstunden vergütet.

Die Verankerung eines Südbonus im Gesetzentwurf ist zu begrüßen. Wegen der aktuell begrenzten Gasverfügbarkeit im Südwesten und daraus folgenden Verzögerungen bis zur Fer-

tigstellung der modernisierten Gasinfrastruktur muss der Südbonus allerdings bis **mindestens Ende 2028** verlängert werden; vorher dürften die zusätzlich benötigten Gasmengen kaum dauerhaft verfügbar sein. Die Begrenzung der Volllaststunden auf 2.500/a widerspricht zudem dem intendiert hohen Anteil von KWK-Stromerzeugung – diese Zahl sollte auf 3.000 Volllaststunden/a angehoben werden.

6.3.10 Anlage 1 zu Artikel 1 bzw. Artikel 4 Kohleausstiegsgesetz (Liste Südregion)

In der Liste der so genannten „Südregion“, die identisch sowohl dem Artikel 1 (Kohleausstiegsgesetz) als auch dem Artikel 4 (Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes) als Anlage beigefügt ist, ist der Landkreis Offenbach enthalten, nicht jedoch die sich direkt anschließende kreisfreie Stadt Offenbach. Da im Landkreis keine nennenswerten Erzeugungskapazitäten vorhanden sind und das Verteilnetz im Landkreis und in der Stadt Offenbach von dem gleichen Netzbetreiber betrieben wird, ist diese Aufteilung sachlich nicht begründet.

Daher sollte die Liste „Südregion“ unter dem Bundesland Hessen ergänzt werden um „Stadt Offenbach“.

6.3.11 Änderungen in § 7 Abs. 1 KWKG: Entfall der KWK-Zuschläge bei Modernisierung von KWK-Anlagen, die Eigenverbrauch über das Netz der allg. Versorgung realisieren

Geplante Gesetzesregelung:

Die KWK-Förderung soll nunmehr nur noch auf den eingespeisten Strom gezahlt werden, sofern für diese Mengen kein EEG-Umlageprivileg nach § 61e bis g EEG 2017 oder eine Übergangsregelung nach § 104 EEG 2017 Anwendung findet.

Problem:

Von dieser Änderung sind KWK-Anlagenbetreiber, welche eine Bestandsanlage ersetzen oder modernisieren und dabei z. B. den Generator nicht erneuert haben, um den in der EEG-Umlage gewährten Bestandsschutz nicht zu gefährden, betroffen. KWK-Anlagen, die über das Netz der allgemeinen Versorgung einen Teil des Stroms selbst verbrauchen (z. B. BHKW eines Stadtwerks, das das Schwimmbad an anderer Stelle in der Stadt versorgt), könnten nicht mehr modernisieren, ohne insoweit den Anspruch auf KWK-Zuschlag zu verlieren.

Damit wird ausgeschlossen, dass bei Bestandsanlagen und älteren Bestandsanlagen in der Eigenerzeugung zukünftig eine Inanspruchnahme der KWK-Förderung (zusätzlich) für den betreffenden Strom möglich ist. Es müsste somit auf die EEG-Umlagebefreiung oder -Reduzierung verzichtet werden, um die Förderung zu erhalten, was jedoch kommerziell nicht sinnvoll ist und daher auch keinen Investitionsreiz hervorrufen kann.

Der Bericht des BMWi zur Evaluierung der KWK vom 25. April 2019 hat zwar gezeigt, dass Anlagen, welche KWK-Förderung in Anspruch nehmen und gleichzeitig von EEG-Umlageprivilegien profitieren, rentabler sind als andere Anlagen, die Höhe der erreichbaren Renditen aber teilweise immer noch deutlich unter den Renditeanforderungen der davon betroffenen

Industriezweige liegen und daher nach wie vor keine zusätzlichen Investitionen in KWK-Projekte angereizt werden.

Völlig ohne Not wird an dieser Stelle im Rahmen eines „Schnellschusses“ solch eine weitgreifende Gesetzesänderung durchgeführt, ohne die eigentliche KWKG-Novellierung in 2020 abzuwarten und neue Aspekte adäquat zu berücksichtigen.

Hinzu kommt ein systematisches Problem: Zahlungspflichtig für die KWK-Förderung ist der Netzbetreiber an der Einspeise-Anschlussstelle, und forderungsberechtigt für die EEG-Umlage auf die Eigenversorgung ist der Netzbetreiber an der Entnahmestelle. Dem Netzbetreiber an der Einspeise-Anschlussstelle ist aber das EEG-Eigenversorgungsprivileg dann nicht bekannt, wenn er personenverschieden vom Netzbetreiber an der Entnahmestelle ist.

Forderung:

Ersatzlose Streichung der vorgeschlagenen Ergänzung und Beibehaltung der Förderung von Modernisierungen an Bestandsanlagen.

6.3.12 § 3 KWKG: Klarstellung der Zulässigkeit der „kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe“ für sämtliche KWK-Anlagen

Spätestens seit dem KWKG 2012 ist umstritten, ob Betreiber von KWK-Anlagen berechtigt sind, neben der rein physikalischen Stromeinspeisung auch eine „kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe“ von KWK-Strom an den Netzbetreiber durchzuführen. Dies wurde für EEG-Anlagen bereits im EEG 2004 klargestellt (vgl. nun § 11 Abs. 2 EEG 2017), es fehlt allerdings im KWKG 2016. Aufgrund der fehlenden ausdrücklichen Befugnis für KWK-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW (§ 4 Abs. 1 KWKG 2016) sowie Ausschreibungsanlagen nach § 8a KWKG 2016 ist strittig, ob für diese Anlagen nur eine physikalische Überschusseinspeisung zulässig ist. Während der Kartellsenat des Bundesgerichtshofs¹¹ von einer generellen Befugnis zur „kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe“ bei Einspeisungen ausgeht, orientiert sich der 8. Zivilsenat des Bundesgerichtshofs¹² anscheinend an einer physikalischen Einspeisung.

In § 3 Abs. 1 KWKG sollte daher folgender Satz 2 eingefügt werden, wobei die aktuellen Sätze 2 ff. dann Sätze 3 ff. werden:

„Soweit Strom aus einer KWK-Anlage, die an das Netz des Anlagenbetreibers oder einer dritten Person, die nicht Netzbetreiber ist, angeschlossen ist, mittels kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe in ein Netz eines Netzbetreibers angeboten wird, ist Satz 1 entsprechend anzuwenden, und der Strom ist für die Zwecke dieses Gesetzes so zu behandeln, als wäre er in das Netz des Netzbetreibers eingespeist worden.“

¹¹ Beschluss vom 15. Mai 2017, Az. EnVR 39/15.

¹² Urteile vom 29. September 1993, Az. VIII ZR 107/93; vom 28. März 2007, Az. VIII ZR 42/06; vom 4. März 2015, Az. VIII ZR 110/14.

6.3.13 § 3 KWKG: Aufnahme einer Klarstellung der Einhaltungspflicht der allgemein anerkannten Regeln der Technik beim Netzanschluss

Gemäß § 10 Abs. 2 EEG 2017 sind EEG-Anlagenbetreiber verpflichtet, den Netzanschluss und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen im Einklang mit den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes zu betreiben. Eine solche klarstellende Regelung fehlt im KWKG-Gesetz. Dementsprechend sollte § 3 KWKG durch folgenden Absatz 4 ergänzt werden:

„(4) Die Ausführung des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen müssen den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechen. Der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage mittelbar oder unmittelbar angeschlossen ist, ist berechtigt, die Anlage und die Kundenanlage, in der die KWK-Anlage betrieben wird, nach vorheriger Benachrichtigung zur Überprüfung der einzuhaltenden technischen Anforderungen zu betreten; § 21 der Niederspannungsanschlussverordnung gilt hinsichtlich der Form und Frist der Benachrichtigung entsprechend.“

6.3.14 § 4 Abs. 1 KWKG: Aufnahme einer „Ausfallvergütung“

§ 4 Abs. 1 KWKG normiert zwar die verpflichtende Direktvermarktung von KWK-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW. Allerdings fehlt eine Regelung für den Fall, dass ein KWK-Anlagenbetreiber nicht oder nicht rechtzeitig einen Direktvermarkter oder einen Bilanzkreis für die entsprechende Strommenge benennt. Bereits jetzt halten zahlreiche Betreiber von KWK-Anlagen oberhalb von 100 kW diese verpflichtende Direktvermarktung nicht ein, sondern wollen den Strom an den zuständigen Netzbetreiber verkaufen. Dementsprechend ist gegenwärtig strittig, ob der Netzbetreiber eine solche Strommenge überhaupt ankaufen darf, bzw. den KWK-Zuschlag auf diese Strommenge zahlen darf.

Daher sollte § 4 Abs. 1 KWKG in Anlehnung an § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 um folgenden Satz ergänzt werden:

„Sollte ein nach Satz 1 zur Direktvermarktung verpflichteter Anlagenbetreiber einen Bilanzkreis für den in das Netz einzuspeisenden KWK-Strom gar nicht oder nicht rechtzeitig dem Netzbetreiber mitteilen, ist für diese KWK-Anlage Absatz 2 solange anzuwenden, bis eine solche Mitteilung rechtzeitig erfolgt ist; für die insoweit in das Netz eingespeiste KWK-Strommenge verringert sich der Zuschlag nach §§ 7, [ggf. zu beziehen auf sonstige neue Boni] 8a oder 8b für die ersten drei aufeinander folgenden Kalendermonate der Inanspruchnahme um 20 Prozent; bei über die ersten drei aufeinander folgenden Kalendermonate fortdauernder Inanspruchnahme verringert sich der Zuschlag für die darauffolgenden Kalendermonate auf null und die zu zahlende Einspeisevergütung auf den von den Übertragungsnetzbetreibern für den jeweiligen Kalendermonat veröffentlichten energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes für Windenergieanlagen an Land nach Anlage 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Ist der Netzbetreiber nicht mehr zur Zuschlagszahlung

nach den §§ 6 bis 13 verpflichtet, ist Absatz 2 Satz 3 und 4 hinsichtlich der kaufmännischen Abnahmepflicht nur bei KWK-Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von bis zu 500 Kilowatt entsprechend anzuwenden.“

Die Absenkung des KWK-Zuschlags nach § 4 Abs. 3 Satz 1 und 2 KWKG auf null und die Anwendung des von den Übertragungsnetzbetreibern für den jeweiligen Kalendermonat veröffentlichten energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes für Windenergieanlagen an Land nach Anlage 1 des EEG nach drei aufeinander folgenden Kalendermonaten resultiert daraus, dass die KWK-Anlagen in diesen Fällen offensichtlich in ganz erheblichem Umfang zur Deckung der Eigenversorgung genutzt werden, und dementsprechend kaum noch eine KWK-Förderung benötigen. Gleichzeitig wird durch diese Vergütungsregelung ein erhöhter Anreiz für den KWK-Anlagenbetreiber geschaffen, die nach § 4 Abs. 1 KWKG für seine Anlage eigentlich verpflichtende Direktvermarktung zu praktizieren.

Darüber hinaus fehlt in § 4 Abs. 1 KWKG die Verpflichtung des KWK-Anlagenbetreibers, die Direktvermarktung in ¼-stündiger Auflösung durchzuführen. Die Verpflichtung hierzu ist in der Praxis strittig. § 4 Abs. 1 KWKG sollte daher klarstellend wie folgt ergänzt werden:

„(1) Betreiber von KWK-Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 100 Kilowatt müssen den erzeugten KWK-Strom direkt vermarkten oder selbst verbrauchen. Eine Direktvermarktung liegt vor, wenn der Strom an einen Dritten geliefert wird; erfolgt die Lieferung über ein Netz der allgemeinen Versorgung, muss sie über einen Bilanzkreis in viertelstündlicher Auflösung erfolgen. Dritter im Sinne von Satz 2 kann auch ein Letztverbraucher sein.“

6.3.15 § 4 Abs. 2 Satz 3 und 4 KWKG: Weitere netzbetreiberseitige Handhabung von KWK-Anlagen über 50 kW ohne Zuschlagszahlungsanspruch

Seit geraumer Zeit stehen Netzbetreiber vor dem Problem, dass viele KWK-Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung über 50 kW trotz Auslaufens des Zuschlagszahlungsanspruchs von ihren Betreibern nicht in eine Direktvermarktung genommen werden. Dem Netzbetreiber wird dann der in das Netz eingespeiste Strom von den KWK-Anlagenbetreibern aufgedrängt. Da die gesetzliche Ankaufsverpflichtung bereits abgelaufen ist, ist der Netzbetreiber einerseits nicht mehr ankaufsverpflichtet, aber auch nicht ankaufsberechtigt, da er den Strom dann nicht mehr verkaufen oder für die Deckung seines eigenen Bedarfs verwenden darf (§ 4 Abs. 2 Satz 4 KWKG). Hinzu kommt, dass die Beschaffung von Verlustenergie für den Netzbetreiber nach § 10 StromNZV ausschreibungspflichtig ist.

Damit diese Strommengen trotzdem für den Netzbetreiber handhabbar sind und er die Stromeinspeisung aus der Anlage nicht unterbinden muss, sollte § 4 Abs. 2 Satz 3 und 4 KWKG 2016 wie folgt geändert werden:

*„Der Anspruch auf kaufmännische Abnahme des KWK-Stroms aus KWK-Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 50 **100** Kilowatt entfällt, wenn der Netzbetreiber nicht mehr zur Zuschlagszahlung nach den §§ 6 bis 13 verpflichtet ist. **Bei KWK-Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 50 Kilowatt bis einschließlich 100***

Kilowatt ist anstelle des üblichen Preises der von den Übertragungsnetzbetreibern für den jeweiligen Kalendermonat veröffentlichte energieträgerspezifische Monatsmarktwert für Windenergieanlagen an Land nach Anlage 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes anzuwenden, wenn der Netzbetreiber nicht mehr zur Zuschlagszahlung nach den §§ 6 bis 13 verpflichtet ist. Unbeschadet der Sätze 1 und 2 entfällt bei KWK-Anlagen jeglicher Leistung mit Ende der Zuschlagszahlungsverpflichtung auch der Anspruch des Anlagenbetreibers an den Netzbetreiber auf Abnahme von mittels kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe angebotenem KWK-Strom vollständig. Netzbetreiber können den nach den Sätzen 3 und 4 kaufmännisch abgenommenen KWK-Strom verkaufen oder zur Deckung ihres eigenen Strombedarfs verwenden.“

Diese Regelung knüpft an die vorstehend unter Punkt 6.3.13 dargestellte Sanktion an. Die Anwendung des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes für Windenergieanlagen an Land führt sowohl zu einem Anreiz für den KWK-Anlagenbetreiber, die KWK-Anlage nach Auslaufen des Zuschlagsanspruchs in die Direktvermarktung zu bringen, als auch für den Netzbetreiber zu einer Handhabbarkeit der entsprechenden Einspeisung. Bei diesen Anlagen stellt der eingespeiste KWK-Strom allermeist Überschussstrom dar, dessen stromwirtschaftliche Wertigkeit unter dem üblichen Preis der letzten Jahre liegt. Dementsprechend ist eine Absenkung auf den energieträgerspezifischen Monatsmarktwert für Windenergieanlagen an Land auch stromwirtschaftlich gerechtfertigt.

Gleichzeitig sollte der KWK-Anlagenbetreiber bei Anlagen größer 500 kW verpflichtet werden, den erzeugten Strom mangels Ankaufspflicht des Netzbetreibers vorrangig zur Vorort-Eigenverbrauchsdeckung zu verwenden (s. auch die vorstehende Änderung unter Punkt 6.3.13). Dementsprechend sollte eine kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe des gesamten erzeugten Stroms an den Netzbetreiber bei jeglichen KWK-Anlagen, deren Zuschlagszahlungspflicht abgelaufen ist, nicht mehr zulässig sein. Ansonsten würde der Netzbetreiber noch mehr Strom aufgedrängt bekommen, für den er nicht ankaufsverpflichtet ist.

6.3.16 § 4 Abs. 3 KWKG: Kaufmännische Abnahme des Stroms durch den Netzbetreiber für einen Dritten

§ 4 Abs. 3 Satz 3 f. KWKG legt fest, dass der Netzbetreiber verpflichtet ist, den Strom zu demselben Preis anzukaufen, den ein KWK-Anlagenbetreiber mit einem Dritten vereinbart hat, und ihn zum selben Preis an diesen Dritten weiterzuverkaufen. Diese Regelung sollte ersatzlos gestrichen werden. Die Regelung stammt aus dem KWKG 2002 und wird mittlerweile kaum noch praktiziert. Außerdem entspricht sie seit dem EnWG 2005 nicht mehr den Vorgaben an eine Direktvermarktung, insbesondere mit Rücksicht auf die Bilanzkreisverantwortung des KWK-Anlagenbetreibers. Darüber hinaus ist die Direktvermarktung nun als Pflicht bzw. Möglichkeit in § 4 Abs. 1 und Abs. 2 KWKG ausdrücklich geregelt. Dementsprechend ist § 4 Abs. 3 Satz 3 f. KWKG obsolet.

6.3.17 § 7 Abs. 6 KWKG: Kumulierungsverbot

Der BDEW begrüßt die Einschränkung des Kumulierungsverbotes in Art. 4 Nr. 6 e) bb) des Regierungsentwurfs. Allerdings ist unklar, wer den dortigen Verringerungsbetrag auf die KWK-Förderung festlegt. Da der Netzbetreiber letztlich eine Überförderung nicht berechnen kann, muss der KWK-Anlagenbetreiber verpflichtet werden, dem BAFA die Inanspruchnahme dieser investiven Förderung vor Inanspruchnahme der KWK-Förderung mitzuteilen. Das BAFA muss dann diese Kürzung im Rahmen der Bescheidung nach § 10 KWKG 2016 entsprechend vornehmen.

§ 7 Abs. 5 Satz 2 KWKG in der Fassung des Regierungsentwurfs sollte daher wie folgt formuliert werden:

*„Dies ist nicht anzuwenden, soweit für einzelne Komponenten einer KWK-Anlage oder eines innovativen KWK-Systems eine investive Förderung nach den Richtlinien zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt oder nach der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze in Anspruch genommen wurde. **Dies hat der Anlagenbetreiber dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle unverzüglich mitzuteilen.** In den Fällen des Satz 2 verringert sich der Bonus oder der Zuschlagswert ab der ersten Vollbenutzungsstunde für die Anzahl von Vollbenutzungsstunden auf null, die bei vollem Zuschlagswert oder Bonus dem Betrag der für die einzelnen Komponenten der KWK-Anlage oder des innovativen KWK-Systems in Anspruch genommenen investiven Förderung einschließlich einer Verzinsung entsprechend dem durchschnittlichen Effektivzinssatz für Kredite an nicht finanzielle Kapitalgesellschaften nach der MFI-Zinsstatistik der Deutschen Bundesbank für Zinssätze und Volumina für das Neugeschäft der deutschen Banken, unter Berücksichtigung der Auszahlungszeitpunkte der Zuschlagswerte, entspricht. **Das Bundesamt für Ausfuhrkontrolle hat diese Verringerung im Rahmen der Zulassung der Anlage nach § 10 oder durch eine erneute Zulassung der Anlage nach § 10 festzustellen.**“*

6.3.18 § 8a Abs. 2 Nr. 2 KWKG: Einbeziehung von Fernwärme-Pumpen

Bei sämtlichen gegenwärtig angebotenen Anlagen im Ausschreibungssegment, die in Form von BHKW oder allgemein von Gegendruckanlagen realisiert werden, übernimmt die Fernwärmepumpe die Funktion der Kühlkreispumpe. Diese ist standardmäßig bei allen Herstellern an der Eigenbedarfsversorgung des BHKW angeschlossen. Da die Anlagen über keine sonstige Vorrichtung zur Abwärmeabfuhr verfügen, ist ohne diese Pumpe keine Stromerzeugung möglich. Die (Fernwärme-) Pumpe dient dazu, das Fernwärme-Wasser durch den/die Wärmetauscher des BHKW in die Übergabestation des Fernwärmenetzes bzw. direkt ins Fernwärmenetz (Netzanschluss) zu pumpen.

Aktuell ist unklar, ob eine Versorgung dieser Pumpe mit Strom aus der KWK-Anlage den Vorgaben nach § 8a KWKG widerspricht. Daher sollte in § 8a Abs. 2 Nr. 2 KWKG klargestellt werden, dass diese „standardisierte Konstellation“ den Anspruchsvoraussetzungen des § 8a Abs. 2 Nr. 2 KWKG nicht entgegen steht. Anderenfalls müsste die Fernwärme-Pumpe an ei-

nem anderen Bezugspunkt aus dem Stromnetz angeschlossen werden. Dies hätte technische und aber auch bauliche Veränderungen zur Folge (z. B. Schaltgebäude oder Schaltcontainer) und ist daher genehmigungsrelevant.

Hinzu kommt, dass die Strom benötigende Wärmeseite in die Klimaschutztechnisch sinnvolle Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung eingebunden werden sollte, soweit das Netz der allgemeinen Versorgung hierdurch nicht belastet wird. Die KWK-Förderung stellt zusammen mit der Förderung der Fernwärme eine systembedingte Einheit dar. Dies wird nicht zuletzt durch die Verknüpfung durch „Power to Heat“ verdeutlicht. Dementsprechend wäre es systemwidrig, wenn die Fernwärmepumpen des Betreibers der KWK-Anlage, die aus dieser Anlage ohne Nutzung des Netzes für die allgemeine Versorgung versorgt werden können, nach § 8a KWKG nicht versorgt werden dürften.

§ 8a Abs. 2 KWKG sollte daher wie folgt ergänzt werden.

„(2) Der Anspruch auf eine Zuschlagzahlung nach Absatz 1 besteht, wenn

- 1. der Betreiber der KWK-Anlage in einer Ausschreibung nach Maßgabe einer Rechtsverordnung nach § 33a einen Ausschreibungszuschlag erhalten hat,*
- 2. der gesamte ab der Aufnahme oder der Wiederaufnahme des Dauerbetriebs in der KWK-Anlage erzeugte Strom in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist und nicht selbst verbraucht wird, wobei der Strom ausgenommen ist, der ohne Durchleitung durch ein Netz für die allgemeine Versorgung durch die KWK-Anlage oder in den Neben- und Hilfsanlagen der KWK-Anlage oder den mit der KWK-Anlage verbundenen elektrischen Wärmeerzeugern sowie in mit der KWK-Anlage verbundenen Anlagen zur Versorgung mit Fernwärme, die durch den Betreiber der KWK-Anlage betrieben werden, verbraucht wird, und*
- 3. die entsprechend anzuwendenden Voraussetzungen nach § 6 Absatz 1 Nummer 2 bis 6 und Absatz 2 und die Voraussetzungen einer Rechtsverordnung nach § 33a Absatz 1 erfüllt sind.“*

6.3.19 § 14 Abs. 1 KWKG: Sanktionierung der Nichteinhaltung des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG)

Gemäß § 14 Abs. 1 KWKG i. V. mit dem MsbG sind Betreiber von KWK-Anlagen verpflichtet, die Vorgaben des MsbG einzuhalten, wenn sie selber den Messstellenbetrieb durchführen. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der Eichung der eingesetzten Messeinrichtungen sowie der fachlichen Eignung der KWK-Anlagenbetreiber zum Messstellenbetrieb.

In der Praxis verweigern jedoch gerade Betreiber von Klein-KWK-Anlagen häufig die Ersetzung ihrer Messeinrichtungen gegen die Messeinrichtungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers, obwohl sie keine fachliche Eignung zum Messstellenbetrieb haben und dementsprechend auch keinen Messstellenbetreiber-Rahmenvertrag mit dem Netzbetreiber abschließen bzw. abschließen können. Ebenfalls verweigern KWK-Anlagenbetreiber häufig die

Ersetzung ihrer Messeinrichtungen, obwohl die Eichfrist für diese Messeinrichtungen abgelaufen ist. Dementsprechend sollte für die Fälle des Verstoßes gegen das MsbG folgende Sanktionsregelung in § 14 Abs. 1 KWKG eingefügt werden:

*„(1) Der Netzbetreiber ist verpflichtet, die für den Nachweis des in der KWK-Anlage erzeugten und des in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten KWK-Stroms relevanten Messstellen auf Kosten des Betreibers der KWK-Anlage zu betreiben, soweit nicht eine anderweitige Vereinbarung nach Satz 2 getroffen worden ist. Für den Messstellenbetrieb zur Erfassung der erzeugten und in das Netz eingespeisten Strommenge sind die Vorschriften des Messstellenbetriebsgesetzes anzuwenden. Abweichend von Satz 2 kann anstelle der Beauftragung eines Dritten nach § 5 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes der Betreiber einer KWK-Anlage den Messstellenbetrieb auch selbst übernehmen; für ihn gelten dann alle gesetzlichen Anforderungen, die das Messstellenbetriebsgesetz an einen Dritten als Messstellenbetreiber stellt. § 22 der Niederspannungsanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), die zuletzt durch Artikel 4 der Verordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung ist in Spannungsebenen oberhalb der Niederspannung entsprechend anzuwenden. **Hält der Betreiber der KWK-Anlage die Anforderungen für den Messstellenbetrieb nach dem Messstellenbetriebsgesetz nicht ein, insbesondere die Anforderungen der fachlichen Eignung, der Umsetzung der Vorgaben der Bundesnetzagentur, des Abschlusses eines den Vorgaben der Bundesnetzagentur entsprechenden Messbetreibervertrages oder der Verwendung geeichter Messeinrichtungen, verringert sich der Zuschlagszahlungsanspruch ab dem Zeitpunkt der Feststellung der Nichteinhaltung, und wenn nicht anderweitig feststellbar ab dem Zeitpunkt der Aufforderung zur Einhaltung durch den Netzbetreiber, bis zum Nachweis der Einhaltung auf null.** Wer den Messstellenbetrieb nach Maßgabe der Sätze 1 bis 4 übernimmt, ist verpflichtet, die abrechnungsrelevanten Messdaten an den Netzbetreiber und an den Anlagenbetreiber zu übermitteln.“*

6.3.20 § 27c KWKG: KWK-Umlage für Schienenbahnen

In § 27c KWKG sollte klargestellt werden, dass die Privilegierung nur für denjenigen Strom anzuwenden ist, der unmittelbar dem Fahrbetrieb zuzuordnen ist. Der Verweis auf die Abnahmestellendefinition aus § 65 Abs. 7 Nr. 1 EEG 2017 ist insoweit ausweislich entsprechender Streitigkeiten mit Betreibern von Schienenbahnen nicht hinreichend eindeutig.

§ 27c Abs. 1 Satz 1 KWKG sollte hierfür wie folgt gefasst werden

*„Für Schienenbahnen nach § 3 Nummer 40 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, deren Jahresverbrauch **für den unmittelbar dem Fahrbetrieb zuzuordnenden Strom** an einer Abnahmestelle mehr als 1 Gigawattstunde beträgt, ist die KWKG-Umlage abweichend von § 26 so begrenzt, dass sich das Netzentgelt **für unmittelbar dem Fahrbetrieb zuzuordnende und selbst verbrauchte Strombezüge...**“*

Durch die Änderung wird klargestellt, dass sich das Unmittelbarkeitskriterium sowohl auf den Sockelbetrag als auch auf die darüber hinausgehenden Strombezüge bezieht. Gerade Erstes wird von einigen Schienenbahnen-Unternehmen bezweifelt.

Artikel 7 Änderung der KWK-Ausschreibungsverordnung

[keine Stellungnahme von Seiten des BDEW]

Artikel 8 Änderung des Sozialgesetzbuches Sechstes Buch (VI)

[keine Stellungnahme von Seiten des BDEW]

Weitere notwendige Gesetzesänderungen

Änderung der 13. BImSchV auf Basis BREF LCP

Um die oben beschriebenen zwingend für den Kohleausstieg erforderlichen Gas-KWK-Ersatzprojekte zu ermöglichen, sind jedoch nicht nur die angesprochenen Änderungen im KWKG erforderlich. Für die zeitnahe Realisierung der Anlagen benötigen die Betreiber dringend Planungssicherheit im Hinblick auf die künftigen immissionsschutzrechtlichen Anforderungen. Bei der im Frühjahr 2020 anstehenden Novelle der 13. BImSchV zur Umsetzung der europäischen BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen (BREF LCP) müssen die neuen Anforderungen für Gaskraftwerke und KWK-Anlagen so fortgeschrieben werden, dass sie mit den im Markt verfügbaren Techniken sicher eingehalten werden können. Dies gilt insbesondere für die neuen Emissionsgrenzwerte für organische Kohlenwasserstoffe bei Gasmotoren sowie für Stickstoffoxide und Kohlenmonoxid bei Gasturbinenanlagen.

EE-Änderungen

Der BDEW fordert darüber hinaus, dass die Bundesregierung nicht nur Vorschläge zum Ausstieg aus der Kohleverstromung, sondern auch zum Einstieg in einen verstärkten Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) vorlegt. Der klimapolitisch notwendige Ausstieg aus der Kohle ist nur zu realisieren, wenn gleichzeitig die Bedingungen für den weiteren EE-Ausbau im Hinblick auf das 65 %-Ziel bis 2030 und darüber hinaus massiv verbessert werden. Vor diesem Hintergrund ist es zwingend erforderlich, die Regelungen zu den relevanten EE-Themen – insbesondere die Aufhebung des PV-Deckels und die Anhebung des Offshore-Ausbauziels – sowie eine sinnvolle Regelung zur Wiederbelebung des Ausbaus der Windenergie an Land in den aktuellen Gesetzesentwurf zu integrieren. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Kohleausstieg müssen Hand in Hand gehen.

Ansprechpartner:

Geschäftsbereich „Erzeugung und Systemintegration“

Dr. Maren Petersen
Telefon: +49 30 300199-1300
maren.petersen@bdew.de

Matthias Jüschke
Telefon: +49 30 300199-1312
matthias.jueschke@bdew.de

Bastian Olzem
Telefon: +49 30 300199-1311
bastian.olzem@bdew.de

Geschäftsbereich „Recht“

Christoph Weißenborn
Telefon: +49 30 300199-1514
christoph.weissenborn@bdew.de

Thorsten Fritsch
Telefon: +49 30 300199-1519
thorsten.fritsch@bdew.de

Dipl.-Ing. Frank Hennig
03185 Peitz

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Wirtschaft und Energie
Öffentliche Anhörung am 25. Mai 2020

Stellungnahme zum Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes des Bundestages - Drucksache 19/17342 -

Das Gesetz soll primär durch Beendigung der Kohleverstromung eine dauerhafte Senkung der CO₂-Emissionen aus der Energieversorgung sicherstellen. Dazu sind konkrete Stilllegungstermine (Braunkohle) sowie Ausschreibungsformalitäten und Beendigungstermine (Steinkohle) genannt. Alle weiteren Ziele wie zukunftssichere Arbeitsplätze, Investitionen und Strukturwandel sind unkonkret erwähnt.

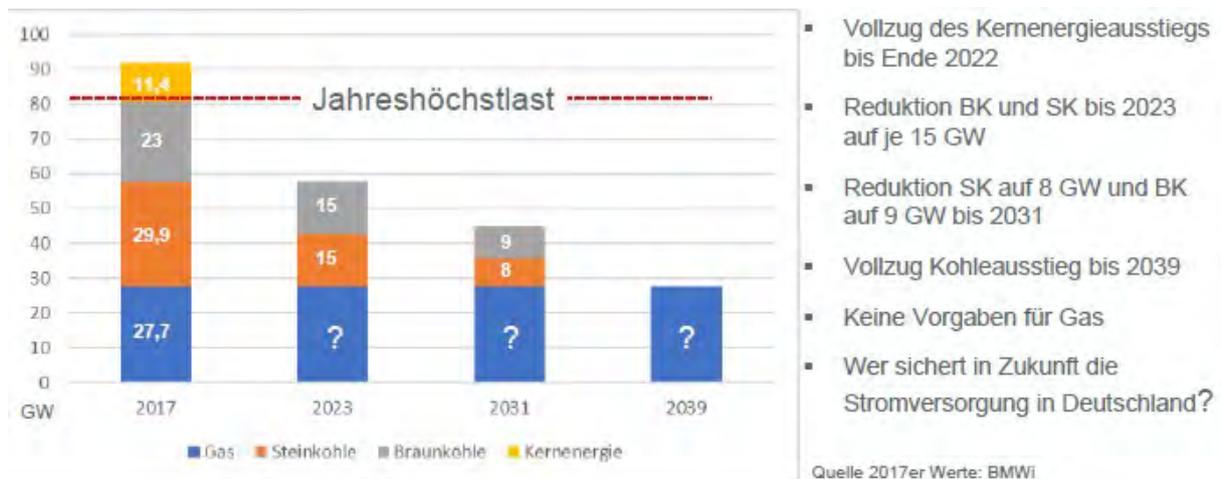
Der Gesetzesentwurf bildet ein rein nationales Vorhaben ab und ist in der geplanten Umsetzung weder EU-weit abgestimmt noch hinsichtlich der Wechselwirkungen mit den Nachbarländern (erforderlicher zunehmender Stromaustausch) harmonisiert. Die globale Klimawirkung wird gering sein.

„Globale Herausforderungen lassen sich nicht mit nationalen Alleingängen lösen“ - Außenminister Maas auf der Internationalen Energiewendekonferenz am 10.4.19.

Ersatz gesicherter Leistung

Der Erhalt der Versorgungssicherheit wird im Gesetzesentwurf mehrfach angeführt, ohne auch nur ansatzweise eine Bilanz künftigen Strombedarfs und verfügbarer Kapazitäten zu erstellen.

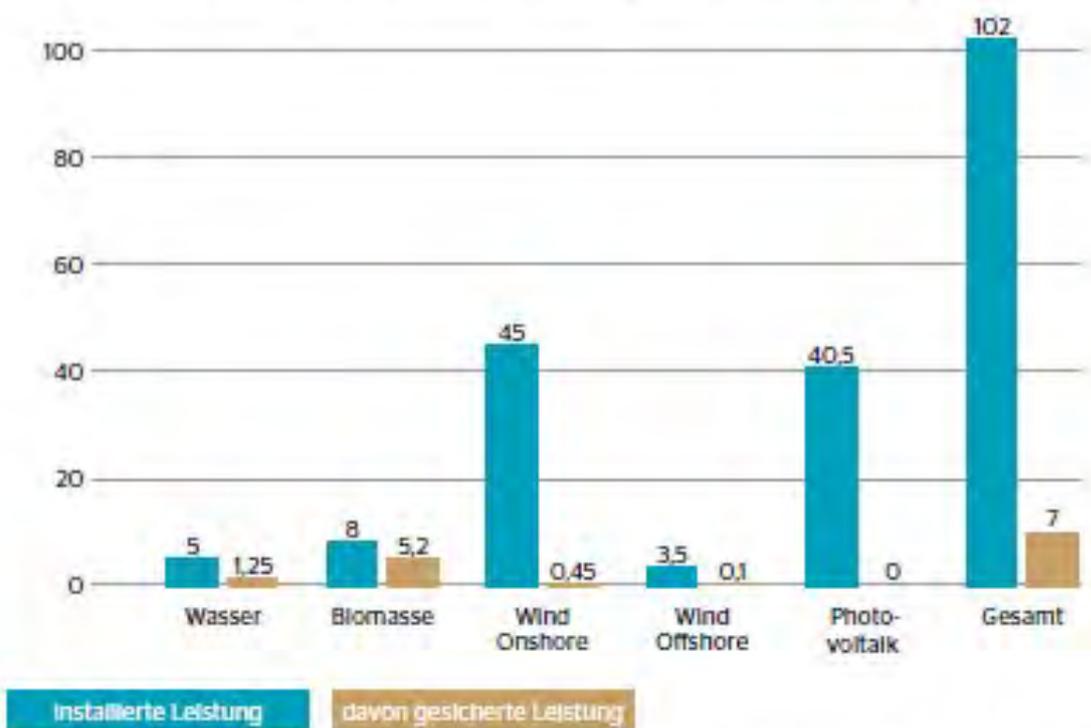
Der Rückgang der gesicherten Leistung ist in verschiedenen Darstellungen von BNA, BDEW und anderen, wie hier, dokumentiert:



Darstellung: Prof. Dr.-Ing. Schwarz, BTU Cottbus-Senftenberg

Bezüglich der Bereitstellung weiterer Erzeugungsleistung werden immer wieder Ausbaurkorridore und Ausbaudeckel von Wind- und Solarindustrie diskutiert. Dies ist nicht zielführend, da der Anteil verlässlich zur Verfügung gestellter Leistung aus diesen Naturenergien vernachlässigbar ist.

Erneuerbare Energien: Installierte und gesicherte Leistung



Unter 10 % der installierten EE-Leistung trägt zur Versorgungssicherheit bei. Die zuverlässigsten Erneuerbaren sind Biomasse und Wasserkraft. Ihr Ausbau ist begrenzt bzw. rückläufig. Die Energiewende setzt vor allem auf den Ausbau von Wind und PV. Ihr Beitrag zur Versorgungssicherheit ist nahe Null.

Quelle: BMW 90/2017, *ÜNB Bericht zur Leistungsbilanz 2017

Darstellung: Prof. Dr.-Ing. Schwarz, BTU Cottbus-Senftenberg

Weiterhin müssen zwei parallele Systeme existieren, um eine Versorgungsaufgabe zu erfüllen. Dabei erbringt das konventionelle System die zur Versorgung essentiellen Aufgaben der Frequenz- und Spannungshaltung. Entgegen früherer Annahmen wird es keine Stromverbrauchsminderung geben, im Gegenteil werden Digitalisierung, KI, E-Mobilität, Strom im Wärmesektor und Wasserstoffwirtschaft den Bedarf treiben.

Die Notwendigkeit der Vorhaltung konventioneller Kapazitäten wurde in der lobbyfreien Leopoldina-Studie „Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende“¹ bereits 2017 untersucht. Für 2050 würde es fast eine Verdopplung des heutigen Stromverbrauchs geben, notwendig wäre die Versechsfachung der heutigen Solar- und Windkraftanlagen. Trotz dieses gewaltigen Ausbaus errechneten die Akademien einen notwendigen Bedarf für das konventionelle Backup in Höhe

von 100 Gigawatt, also mehr als heute (etwa 85 GW). Die systemischen Gesamtkosten, im Gesetzentwurf nicht ansatzweise betrachtet, könnten je nach Grad der Dekarbonisierung die Billionengrenze überschreiten.

Der Erhalt der Versorgungssicherheit soll laut Gesetzentwurf durch die BNA überwacht und sichergestellt werden. Der Agentur stehen folgende Instrumente zur Verfügung:

- Sicherheitsbereitschaft Braunkohlekraftwerke:

8 Braunkohleblöcke	(abnehmend bis 2033)	2.735 MW
--------------------	----------------------	----------

- Netzreservekraftwerke:

Vertraglich zu bindende Leistung: Winter 20/21:	6.596 MW
21/22	noch offen
22/23	10.647 MW
24/25	8.042 MW

- „Besondere netztechnische Betriebsmittel“: ab 21 1.600 MW
(Notfallreserve für 10 Jahre)

Die bis Ende 2022 abzuschaltende Leistung der deutschen Kernkraftwerke beträgt 8.100 MW. Ein wesentlicher Teil der erforderlichen Netzreservekraftwerke dient somit dem Ersatz der entfallenden KKW-Leistung. Emissionsarmer Strom wird durch den Betrieb alter, zur Stilllegung angemeldeter und ineffektiver fossiler Kraftwerke ersetzt werden. Das wirkt dem beabsichtigten Emissionsminderungspfad entgegen.

Die genannten Reserveleistungen arbeiten nicht am Markt, sondern werden über die Netzentgelte finanziert (auch deren Bereitschaft). Die Stromgestehungskosten in diesen Anlagen sind hoch, die offenen Gasturbinenanlagen der Notreserve sind in der Hoffnung auf geringe Betriebsstundenzahl nicht für wirtschaftlichen Betrieb ausgelegt.

Bedingt durch die Lage der Kernkraftwerke sind mögliche Ungleichgewichte im Netz zuerst in der Südzone zu vermuten. Zur Sicherung der Versorgung wäre die längerfristige Bindung von Importmengen aus Frankreich, der Schweiz und Österreich bereits heute zur Preissicherung anzustreben. Erinnerung sei an die Stromimporte im April, die bereits vor Atom- und Kohleausstieg notwendig waren, um das Netz auszuregulieren und Versorgung zu sichern. Dies war überwiegend in den Nachtstunden nötig, aber auch fast durchgängig vom 23. bis zum 30. April.

Im Hinblick auf die beabsichtigte Wasserstoffstrategie der Bundesregierung fehlt im Gesetzentwurf die Abschätzung, welche Mengen regenerativen Stroms dem Netz dafür entzogen werden sollen.

Als Ersatz gesicherter Leistung werden Gaskraftwerke in Erwägung gezogen. Im Abschlussbericht der KWSB steht dazu:

„Eine zukünftig wichtige Option zur Bereitstellung von Stromerzeugungsleistung wird zum Beispiel der Bau neuer Gaskraftwerke sein. . . . Ob diese bis zum Ausstieg aus der Kernenergienutzung Ende 2022 und bis zum Auslaufen der Sicherheitsbereitschaft realisiert werden können, ist angesichts des Realisierungszeitraums zwischen vier und sieben Jahren unwahrscheinlich, aber auch darüber hinaus nicht sicher.“

Der Begriff „Gaskraftwerk“ kommt im vorliegenden Gesetzentwurf nicht vor. Gas wird als Energieträger benannt im Zusammenhang mit KWK und Brennstoffwechsel. Es gibt keinerlei Abschätzung des notwendigen Volumens auszubauender Kapazitäten, Angaben zu Investoren und Terminen der Leistungswirksamkeit. Derzeit im Bau befindliche kommunale Anlagen dienen dem Umstieg von Kohle auf Gas und bilden keine zusätzlichen Kapazitäten, die Kohlestrom ersetzen könnten. Der Einspeisevorrang der Erneuerbaren verstopft den Kraftwerkmarkt. Investitionen lohnen sich wegen ruinöser Großhandelspreise, abnehmenden Betriebsstundenzahlen und postuliertem Gasausstieg nicht. Absehbar sind erforderliche staatliche Investitionen in Gaskapazitäten oder deren Subventionierung. Dem „stetigen Stilllegungspfad“ hätte ein „stetiger Inbetriebnahmepfad“ an gesicherter Leistung gegenüber gestellt werden müssen.

Kontraproduktive Wirkung des EEG

Am Ende soll ein dekarbonisiertes Energiesystem stehen – „100-Prozent-Erneuerbar“. Es erschließt sich nicht, wie dieses Ziel erreicht werden soll, ohne die Erneuerbaren in die längst überfällige Systemdienlichkeit zu überführen. Sie liefern – abgesehen von der Wasserkraft – so gut wie keine Systemdienstleistungen (SDL). Den über 40 Prozent Ökostromproduktion im Jahresdurchschnitt stehen null Prozent Systemverantwortung gegenüber. Das inzwischen völlig veraltete EEG wirkt anachronistisch und hätte vor dem Kohleausstiegsgesetz in der vorliegenden Form gestrichen und neu gestaltet werden müssen. Es fördert Einzeltechnologien und Einzelinvestitionen, nötig wären systemdienliche kombinierte Investitionen. Es ist unverständlich, dass vorhandene Ideen wie die des Grünen-Politikers Hans-Josef Fell und der Energywatchgroup² keinen Niederschlag finden. Die Einspeisevergütung an konstante oder regelfähige Leistung zu binden ist der einzig gangbare Weg, die ausufernden Systemkosten zu beherrschen. Gleichzeitig müssen die Regularien zugunsten von Stromspeichern geändert werden.

Fehlende seriöse Kostenschätzung

Die Kostenbetrachtung im Gesetzentwurf ist völlig unzureichend. Während Erfüllungskosten in Ministerien und in den Ausschreibungsverfahren auf den Euro genau präsentiert werden, fehlen auch nur ansatzweise dargestellte Bilanzen zu den Systemkosten, die durch den unkoordinierten Zubau weiterer volatiler Einspeiser weiter steigen werden. Der Grundsatz, erst die Netze, danach die Erzeugung auszubauen, muss Grundlage der Erteilung von Baugenehmigungen werden.

Weiterhin fehlen Schätzungen zu den Entwicklungen der Strompreise, wobei diese eine bereits eine schwer zu behebende Eigendynamik entfalten, wie an den Steigerungen der EEG-Umlage 2021 und absehbar 2022 zu erkennen ist. Auch hier hemmt das inzwischen kontraproduktive EEG die gewünschte Entwicklung. Die Verantwortung des Staates für den 53-prozentigen Anteil am Strompreis muss dazu führen, diesen abzusenken. Sowohl die Rückführung der Stromsteuer als auch der Entfall der Besteuerung von Steuern und Umlagen und die Ermäßigung der Mehrwertsteuer auf sieben Prozent wären Ansätze, eine dringend notwendige Entlastung von Haushalten und Wirtschaft herbeizuführen.

Stattdessen sind im Entwurf nur vage finanzielle Zusagen enthalten. Die Förderung für umzurüstende Anlagen (§26/3) bleibt in der finanziellen Gesamtauswirkung völlig offen, ebenso der Umfang der Unterstützung stromintensiver Betriebe (§50/5). Die Kann-Formulierung in letztgenanntem Paragraphen und das Abschieben des Themas auf BMF und BMU stehen einer zeitpunktgerechten Lösung im Weg. Die Grundstoffindustrie braucht hinreichend lange Planungszeiträume. Der Gesetzentwurf regt große Unternehmen geradezu an, das Land unter Zurückbleiben der Arbeitnehmer zu verlassen. Das Beispiel der Schließung der Hydro Rolled Products Grevenbroich Ende 2019 sollte als Warnung verstanden werden. Vertrauensbildend wäre die Kreation eines Strompreisdeckels oder einer Strompreisbremse gewesen, die den Unternehmen Planungssicherheit vermitteln würde.

Bürokratie

Das Gesetz ist das 25. auf der Gesetzeskarte des Energieversorgungsystems des BMWi. Es steht symptomatisch für das Stückwerk Energiewende, die eines Leitgesetzes bedurft hätte, das alle systemrelevanten Entscheidungen abbildet. Die Verbürokratisierung des Umbaus des Energiesystems setzt den Markt außer Kraft und folgt einem planwirtschaftlichen Ansatz. Während man sich in solchen staatswirtschaftlichen Systemen in der Regel mit Fünfjahresplänen begnügt, soll das Kohleausstiegsgesetz einen 18-Jahresplan-Abschaltplan begründen, der künftige technologische und politische Entwicklungen nicht abbilden kann. Mit dem im Jahr 2038 veralteten Wissen von heute und fünf Bundesregierungen später werden mit Sicherheit andere Entscheidungen getroffen werden, als heute absehbar. Wer folgt heute noch der Energiestrategie des Jahres 2002?

Ein Energiewirtschaftsgesetz als konzentriertes „Sichere-Energie-Gesetz“ hätte Bürokratie begrenzen und Kosten vermeiden können.

Unter Punkt C – Alternativen – wird ausgeführt, dass es keine „gleichermaßen wirksamen und kosteneffizienten“ gäbe. Das ist anzuzweifeln. Die Wirkung des ETS sorgt dafür, dass europaweit der Rückgang der Kohleverstromung kostenoptimiert und einheitlich stattfindet. Ließe man das ETS wirken, würde der Kohleausstieg eventuell etwas später, aber fast ohne Entschädigungen, Bürokratiekosten und

Prozessrisiken erreicht.

Desweiteren ist der Kohleausstieg bereits im EEG über den Einspeisevorrang der regenerativen Anlagen hinterlegt. Deren heute noch fehlende Fähigkeit zu konstanter und regelfähiger Stromerzeugung hätte den Kohleausstieg ohnehin zur Folge.

Das mit dem Kohleausstiegsgesetz verbundene Strukturstärkungsgesetz enthält finanzielle Zusagen für die betroffenen Regionen. Die Höhe der zugesagten Beträge relativiert sich über die zu erwartende Inflationsrate der nächsten 18 Jahre. In den vergangenen 10 Jahren betrug die Inflation fast 13 Prozent, in der Folge der jetzigen Wirtschaftskrise sind inflationäre Tendenzen nicht auszuschließen. Finanzielle Zusagen im Rahmen der Energiewende sollten grundsätzlich mit der Formulierung „inflationbereinigt zum . . . (Datum)“ gesetzlich verankert werden.

Fazit

Ziel des Gesetzes ist der Ausstieg aus der Kohleverstromung. Dieser wird isoliert vom System betrachtet. Aufgrund eines fehlenden Zielbildes für 2038 wird nicht klar, wie das Stromversorgungssystem im Zusammenspiel von steigendem Verbrauch, verfügbaren gesicherten Erzeugungskapazitäten, Stromspeicherkapazitäten, realisiertem Netzausbau und Stand der Wasserstoffwirtschaft dann aussehen soll. Gravierender Mangel sind fehlende Bilanzen hinsichtlich gesicherter Stromerzeugung und zu erwartender Kosten. Vorfestlegungen hinsichtlich der dreißiger Jahre sind obsolet, wenn es zum Beispiel für 2025 keine konkrete Zustandsbeschreibung gibt.

Sollte der Entwurf in dieser oder ähnlicher Form Gesetz werden, wird es bereits in wenigen Jahren reformiert oder abgeschafft werden müssen, da Abschaltungen festgeschrieben werden, aber belastbare Projekte und Pläne für den Umstieg nicht existieren.

1)

https://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2017_11_14_ESYS_Sektorkopplung.pdf

2) http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG_Eckpunkte-f%C3%BCr-eine-Gesetzesinitiative-zur-Systemintegration-Erneuerbarer-Energien.pdf



**STEAG-Kurzstellungnahme
zu dem Entwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur
Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur
Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz)**

„Wenn wir als Industriestandort unsere Eigenversorgung mit Strom erhalten wollen, dann brauchen wir neue, leistungsfähige Kraftwerke in Deutschland. Dazu gehören effiziente, moderne Kohlekraftwerke. [...]

Ich sage ausdrücklich: Ich möchte nicht, dass ein Industriestandort wie Deutschland von ausländischen Stromlieferungen abhängig wird. [...]

Deshalb ist die Ablehnung neuer Kraftwerksbauten nicht nur wirtschaftspolitisch kontraproduktiv, sondern sie ist auch umwelt- und klimapolitisch kontraproduktiv.“

(Rede der Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel
bei der Grundsteinlegung für die Blöcke D und E des
Steinkohlekraftwerks Westfalen am 29. August 2008 in Hamm¹)

Berlin, 18.05.2020

¹ Vgl. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/bulletin/rede-von-bundeskanzlerin-dr-angela-merkel-796316>

Einleitend:

STEAG ist mit noch rd. 4.000 Megawatt (MW) Nettoleistung an sechs Kraftwerksstandorten in Nordrhein-Westfalen und im Saarland der größte Steinkohleverstromer in Deutschland und deshalb überproportional vom Ausstieg aus der Steinkohleverstromung betroffen. STEAG befindet sich im Besitz eines Konsortiums aus sechs Ruhrgebietsstadtwerken.

STEAG akzeptiert den gesellschaftlichen Wunsch, die Kohleverstromung in Deutschland bis 2038 zu beenden. Die Kommission für „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) hatte zur Umsetzung des Kohleausstiegs dafür einen Kompromiss erarbeitet. Eigentumsschutz, Investitionssicherheit, Sozialverträglichkeit und Rechtsfrieden sind dabei zentrale Elemente, um den Kohleausstieg im Konsens umsetzen zu können. Vor diesem Hintergrund ist es bedauerlich, dass die Empfehlungen der KWSB in dem Gesetzentwurf an wesentlichen Stellen und mit Fokus auf den Steinkohleausstieg **nicht umgesetzt** wurden; insbesondere die grundsätzlich entschädigungslose Stilllegung ab spätestens 2027 sowie die Nichtberücksichtigung von Kohlekraftwerken, die dann jünger als 25 Jahre sein werden.

Kernforderungen

1. Keine Ungleichbehandlung von Braunkohle und Steinkohle
2. Junge Steinkohlekraftwerke mit Inbetriebnahme ab 2013 für sehr kurze Laufzeiten angemessen entschädigen und so Schaden von den Kommunen und vom Wirtschafts- und Investitionsstandort Deutschland abwenden
3. Investitionssicherheit für CO₂-arme Neubauten u.a. im KWKG schaffen
4. Eigentumsschutz für Kraftwerksanlagen und -grundstücke sicherstellen
5. Auktionsdesign transparenter gestalten

Im Einzelnen:

1. Keine Ungleichbehandlung von Braunkohle und Steinkohle

STEAG begrüßt die einvernehmliche Entschädigungslösung mit Braunkohlekraftwerksbetreibern. Zu Recht betont eine Handreichung des Bundesumweltministeriums an Abgeordnete (03/2020) die Notwendigkeit der einvernehmlichen Lösung im Braunkohlebereich, „*damit der Kohleausstieg nicht unkalkulierbaren rechtlichen Risiken ausgesetzt ist*“. Zu Kompensationszahlungen kommen planbare Ansprüche aus dem Anpassungsgeld (APG) sowie signifikante Strommarkteinnahmen, die Braunkohlebetreibern bei langen Laufzeiten bis 2038 zufließen. Ältere Braunkohlekraftwerksblöcke werden zum Zeitpunkt ihrer entschädigten Stilllegung bis 2030 im Durchschnitt 50 Jahre am Netz gewesen sein. Auch die nach 2030 stillzulegenden, jüngeren Braunkohleblöcke werden eine durchschnittliche Laufzeit von 35 Jahren erreichen.

Steinkohlekraftwerke sollen dagegen grundsätzlich über Auktionen stillgelegt werden, für die niedrige Höchstpreisgrenzen festgelegt werden. Ab 2027 sollen Steinkohlekraftwerke grundsätzlich entschädigungslos stillgelegt werden, bei unterdeckten Auktionen schon ab 2024. Steinkohlekraftwerke in der „Südregion“ bleiben evtl. über die erste Auktionsrunde hinaus von den Auktionen ausgeschlossen. Die vielfache Diskriminierung der Steinkohle gegenüber der Braunkohle ist weder nachvollziehbar noch akzeptabel. Auch mit Blick auf rechtliche Risiken müssen auch bei gesetzlichen Stilllegungen im Steinkohlebereich Entschädigungszahlungen vorgesehen werden.

2. Junge Steinkohlekraftwerke mit Inbetriebnahme ab 2013 für sehr kurze Laufzeiten angemessen entschädigen und so Schaden von den Kommunen und vom Wirtschafts- und Investitionsstandort Deutschland abwenden

Nicht zuletzt auf vielfachen Wunsch der Politik nach einer Modernisierung des deutschen Kraftwerksparks, auch und gerade zur CO₂-Reduktion, wurden in Deutschland von 2013 bis 2015 insg. 8 Steinkohleblöcke der neuesten Generation mit zusammen 6.200 MW Nettoleistung in Betrieb genommen. Die eingangs zitierte Rede der Bundeskanzlerin unterstreicht die politische Unterstützung für Kraftwerksneubauten eindrucksvoll, ebenso wie zahllose weitere Besuche hochrangiger politischer Entscheidungsträger im Zusammenhang mit den Bauarbeiten. In diese Blöcke wurden gut 10 Mrd. € investiert.

Datteln IV wäre der neunte Block dieser Kraftwerksgeneration. Alle sind technisch ähnlich inkl. des fast identischen elektrischen Wirkungsgrades von ca. 46%. Größere Teile gingen sie aufgrund von Schwierigkeiten mit einem neuartigen Kesselstahl („T-24“) erst mit Verspätung in den kommerziellen Betrieb. Aufgrund des mit der Braunkohle verkoppelten Stilllegungspfads nach § 4 Abs. 2 KVBG-E müssen alle diese Blöcke bereits von 2030 bis 2033 stillgelegt werden, nach gerade durchschnittlich 17 bis 18 Jahren Laufzeit. Und das grundsätzlich entschädigungslos. Eine Teilnahme an Stilllegungsauktionen bis 2026 ist aufgrund der kurzen Laufzeiten und der niedrigen Höchstpreisgrenzen keine Alternative.

Eine gesetzliche, entschädigungslose Stilllegung dieser jungen Kraftwerke würde gerade betroffene kommunale Unternehmen und damit auch die Kommunen selbst in eine finanzielle Schieflage bringen. Darüber hinaus wäre dieses Vorgehen geeignet, dem Wirtschafts- und Investitionsstandort Deutschland großen Schaden zuzufügen, wäre mit kaum kalkulierbaren rechtlichen Risiken behaftet und würde in Klageverfahren bis auf die Ebene der internationalen Schiedsgerichtsbarkeit münden. Alternativ käme für alle jungen Steinkohleblöcke eine pauschale Entschädigungslösung in Betracht, bei der Kompensationszahlungen erst zum Zeitpunkt ihrer Stilllegung, also ab 2030, ausgelöst würden.

3. Investitionssicherheit für CO₂-arme Neubauten u.a. im KWKG schaffen

Dringend benötigte KWK-Kraftwerksneubauten auf Gasbasis zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bei Strom und Fernwärme sind auf das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) angewiesen. Gleichzeitig haben die bisherigen Vergütungssätze diesen Kraftwerksneubau nicht anreizen können. Bzgl. der dringend notwendigen Anpassung der KWK-Grundförderung sowie des Kohleersatzbonus schließt sich STEAG den Ausführungen in der Stellungnahme des Verbands kommunaler Unternehmen (VKU) an.²

Für die Investitionssicherheit ist auch eine Beilegung des Konflikts zwischen der Bundesregierung und der EU-Kommission, ob es sich beim KWKG weiterhin um eine notifizierungspflichtige Beihilfe handelt, entscheidend. Darüber hinaus sollte Punkt 5 der Bund-Länder-Einigung vom 15.01.2020 für gesonderte Rahmenbedingungen zum Ersatzneubau von Gaskraftwerkskapazitäten an bisherigen Kohlekraftwerksstandorten im KVBG umgesetzt werden.

² Siehe: <https://www.vku.de/vku-positionen/kommunale-energieversorgung/aktuelle-stellungnahme-zum-entwurf-der-bundesregierung-eines-gesetzes-zur-reduzierung-und-zur-beendigung-der-kohleverstromung-und-zur-aenderung-weiterer-gesetze-kohleausstiegsgesetz/>

Schließlich sollte es im KWKG ermöglicht werden, den Kohleersatzbonus analog zu den Regelungen im KVBG auch dann erhalten zu können, wenn die bisherige Kohleanlage zur Besicherung der neuen Gasanlage auf einen anderen Energieträger als Braun- oder Steinkohle umgestellt und somit kein „Abrisszwang“ verankert wird.

4. Eigentumsschutz für Kraftwerksanlagen und -grundstücke sicherstellen

Systemrelevante Steinkohlekraftwerke sollen standardmäßig nach Bezuschlagung in der Auktion oder aber im Falle der gesetzlichen Reduktion in die Netzreserve übergehen (für die eine beihilferechtliche Genehmigung aber nur bis Sommer 2020 vorliegt!). Der Steinkohlezuschlag soll dann sogar erst nach der Zeit in der Reserve ausgezahlt werden (§ 23). Damit wäre zusätzlich eine zeitliche Verunsicherung verbunden. Gleichzeitig soll der zuständige Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) den Kraftwerksbetreiber zum Umbau seiner Anlage zwingen dürfen (§ 12 Abs. 1 Satz 8), wodurch Ersatzneubauten oder eine alternative Vermarktung des Grundstücks für unbestimmte Zeit verhindert würden. Beides hebt den Eigentumsschutz der Steinkohleanlagenbetreiber in nicht akzeptabler Weise aus. Vergütung und Verpflichtungsdauer nach angeordnetem Anlagenumbau sind zudem unklar geregelt.

Auch die Veröffentlichungspflicht der Planungen für die Nachnutzung des Grundstücks stellt einen nicht akzeptablen Eingriff in den Eigentumsschutz dar (§12 Abs. 1 Nummer 7). Die aufgeführten Ansätze müssen deshalb aus dem Gesetz entfernt werden.

5. Ausschreibungsdesign transparenter gestalten

Die Kombination von Netzfaktor und CO₂-Faktor führt zu einer Angebotsreihung, die für die Bieter nicht mehr transparent nachvollziehbar ist. So ist für den Anlagenbetreiber z.B. nicht bekannt, dass er für positiven Redispatch hätte heran gezogen werden sollen, wenn er aus Gründen einer Revision oder Vollastbetrieb nicht angefordert werden konnte. Ohne das Wissen des Bieters erhalte sein Gebot nach Angebotsabgabe in diesem Falle dennoch einen Netzfaktor. Zudem führt der Mechanismus zur Angebotsreihung tendenziell dazu, dass sich ausgerechnet systemrelevante Anlagen nicht in den Auktionen werden durchsetzen können und somit ohne Entschädigung stillgelegt bzw. in die Netzreserve (ggf. mit Umbauzwang) überführt werden.

Darüber hinaus sollen die Ausschreibungen im „pay-as-bid“-Verfahren durchgeführt werden, d.h. jeder Bieter erhält nicht den Grenzpreis, sondern den Preis seines Angebots. Dieses Verfahren fördert nach aller Erfahrung strategisches Bieterverhalten, da Bieter strategische Aufschläge nutzen, um mit dem eigenen Angebot den Grenzpreis möglichst gut zu treffen. Insgesamt verringert sich so die Transparenz für Bieter zusätzlich und signifikant. Nicht zuletzt werden aus dieser Erfahrung heraus Ausschreibungen an der Strombörse oder von ÜNB für Regenergie im „pay-as-cleared“-Verfahren umgesetzt.

Schließlich ist die steile Degression der Höchstpreise nicht nachvollziehbar, energiewirtschaftlich nicht begründet und führt i.V.m. mit dem CO₂-Faktor tendenziell dazu, dass neuere emissionsärmere Kraftwerke mit entsprechend höherer Auslastung früher bieten und auch bezuschlagt werden, während ältere Anlagen bis zum Zeitpunkt ihrer gesetzlichen Stilllegung am Netz bleiben. Daher sollte das Auktionsdesign anhand transparenter Kriterien angepasst und auf ein „pay-as-cleared“-Verfahren umgestellt werden sowie die Degression der Höchstpreise flacher verlaufen.

Last update 24.04.2020

Position Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – Kabinettsbeschluss

Über Aurubis

- » Aurubis produziert pro Jahr über eine Million Tonnen Kupfer und andere Edelmetalle, wie Gold, Silber, Platin oder Nickel. Wir sind damit europaweit der größte Kupferproduzent und weltweit der größte Kupferrecycler.
- » Aurubis produziert umweltbewusst Kupfer: Wir gehören zu den weltweit saubersten Kupferhütten. Im Vergleich zum weltweiten Durchschnitt haben wir einen nur halb so hohen CO₂-Ausstoß bei der Produktion einer Tonne Kupfer.
- » Windräder, Elektroautos, Solarzellen und Netzausbau: Energiewende geht nur mit Kupfer.
- » Kupfer erhöht die Energieeffizienz: Produkte mit höherem Kupferanteil könnten rund 100 Mio. t CO₂/a in 10-20 Jahren zusätzlich einsparen.

Bedeutung der Stromversorgung und des Strompreises für Aurubis

» Versorgungssicherheit gewährleisten

Für uns als energieintensives Unternehmen ist die Versorgungssicherheit ein essenzieller Bestandteil der Energieversorgung. Wir schließen uns hier vollkommen der Stellungnahme des VCI zum Kohleausstiegsgesetz an. Hier gilt es insbesondere die folgenden Punkte zu beachten:

- Das im Gesetzentwurf vorgesehene Monitoring ist nicht ausreichend. Auch Stromausfälle von unter drei Minuten müssen gemonitort werden. Schon Ausfälle im Millisekundenbereich wie auch Frequenzstörungen können schwerwiegende Schäden verursachen. Es gilt, auch die Versorgungsqualität zu monitoren.
- Das Gesetz enthält keine valide Definition von Versorgungssicherheit. Die erwartete Jahreshöchstlast muss zu jeder Zeit durch gesicherte inländische sowie vertraglich und technisch gesicherte ausländische Kraftwerksleistung inklusive eines Sicherheitszuschlags gedeckt werden können.
- Stromnetze müssen in der Lage sein, bei zunehmend wechselnden Einspeiseverhältnissen sichere Lastflüsse zu gewährleisten.

» Weltweit einheitlicher Börsenpreis von Kupfer

Kupfer ist weltweit börsenpreisgebunden. Deutsche Hersteller erfüllen daher das sog. Preisnehmer-Kriterium und können keine lokalen Mehrkosten an Kunden weitergeben. Sie müssen zu weltweit einheitlichen Verkaufspreisen kostendeckend produzieren. Die Produktionskosten von europäischen Kupfererzeugern liegen über denen der asiatischen Konkurrenz (s. Abb. 1), sogar doppelt so hoch im Vergleich zum weltweit größten Kupferproduzenten China. Dabei machen Energiekosten 27% der Produktionskosten aus (Quelle: Wood Mackenzie).

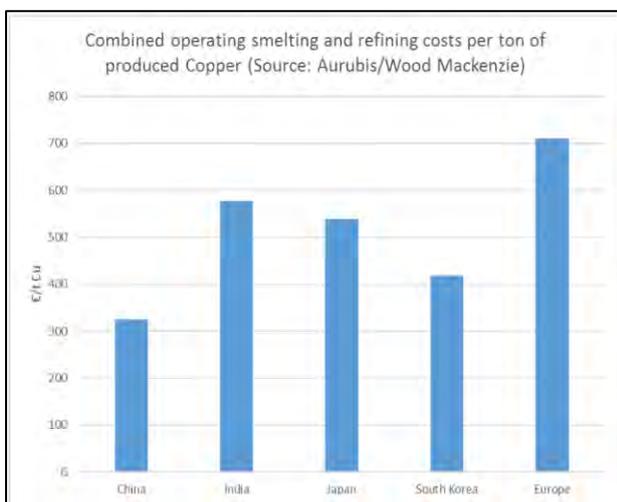


Abbildung 1: Vergleich globaler Erzeugungskosten für Kupfer

» **Carbon Leakage**

Die Folge der hohen Produktionskosten in Europa zeigt sich bereits in steigenden Produktionszahlen von Kupfer in Asien und nicht in Europa. Der asiatische Anteil an der globalen Kupferproduktion stieg von 27% im Jahr 1990 auf 61% im Jahr 2017, die europäische Kupferproduktion hingegen verzeichnete kein Wachstum. (s. Abb. 2, Quelle: International Copper Study Group). Der Europäische Green Deal wird zu einer steigenden Nachfrage nach Kupfer führen, z.B. durch die Energiewende oder Digitalisierung. Folglich würde Europa mehr kupferhaltige Produkte importieren, die einen höheren CO₂-Fußabdruck aufweisen.

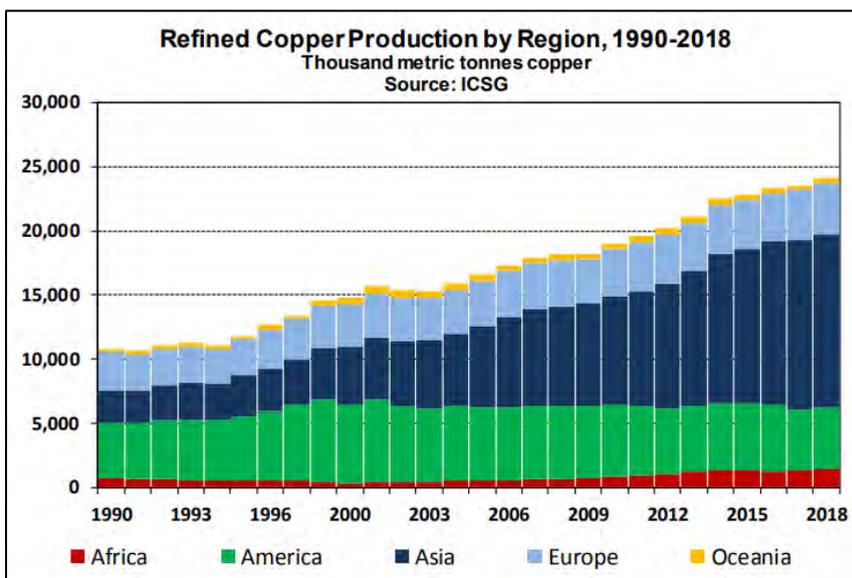


Abbildung 2: Entwicklung der Kupfererzeugung nach Regionen

» **Hemmnis für weitere Elektrifizierung**

Die Elektrifizierung von industriellen Prozessen ist ein wesentliches Schlüsselement für die Schaffung einer CO₂-armen Wirtschaft. Wenn Kohlekraftwerke abgeschaltet werden, führt dies gleichzeitig zu höheren Stromkosten beim Ersatz durch Gaskraftwerke. Diese haben zwar geringere CO₂-Emissionen zur Folge, allerdings würden durch steigende Stromkosten weniger Prozesse (z.B. Heizprozesse) elektrifiziert, sondern z.B. weiterhin direkt mit Erdgas und anderen fossilen Brennstoffen betrieben werden.

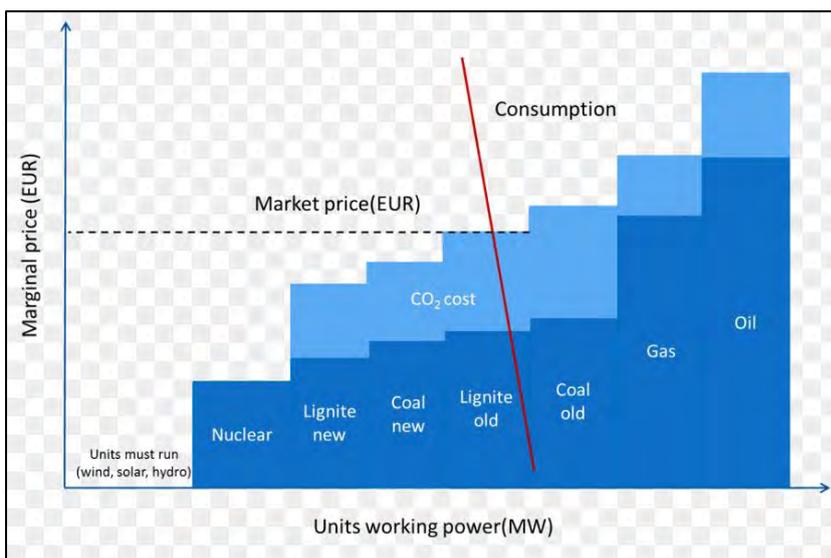


Abbildung 3: Merit Order-Modell der Stromerzeugung

Position Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – Kabinettsbeschluss

Zudem führt der Ersatz von Kohlekraftwerken durch Gaskraftwerke für die energieintensive Industrie im internationalen Wettbewerb zu einem höheren Strompreisnachteil als sich im Börsenstrompreis widerspiegelt. Denn für die realen Stromkosten muss die Kompensation der indirekten CO₂-Kosten abgezogen werden (s. Merit Order). Diese indirekten CO₂-Kosten sind bei Gaskraftwerken niedriger, so dass die Kompensation durch den Kohleausstieg geringer ausfallen wird. Folgendes Zahlenbeispiel der strompreisbildenden Grenzkosten soll dies verdeutlichen:

Preise	
Kohle	60 €/t
Gas	17 €/MWh
CO₂	25 €/t

Brennstoff	Brennstoffeinsatz	Brennstoffkosten	CO ₂ -Emissionsfaktor	CO ₂ -Kosten	Grenzkosten	Grenzkosten nach Kompensation 75% CO ₂ Kosten
Steinkohle	0,30 t/MWh el	18,00 €/MWh	0,75 t CO ₂ /MWh	18,75 €/MWh	36,75 €/MWh	22,69 €/MWh
Erdgas	2,00 MWh/MWh el	34,00 €/MWh	0,40 t CO ₂ /MWh	10,00 €/MWh	44,00 €/MWh	36,50 €/MWh
Delta	-	-	-	-	7,25 €/MWh	13,81 €/MWh

Dabei sei erwähnt, dass die Gewährung der Strompreiskompensation für indirekte CO₂-Kosten für den Kupfersektor aus den oben genannten Gründen notwendig ist. Zurzeit werden die Beihilferegelungen für die Strompreiskompensationen von der EU-Kommission überarbeitet. Der Kupfersektor ist im Entwurf der Leitlinien bisher nicht enthalten.

Hintergrund zum Kohleverstromungsbeendigungsgesetz

Die Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" empfiehlt der Bundesregierung in ihrem Abschlussbericht auf S. 66, sich „dafür ein(zu)setzen, ein beihilferechtskonformes Instrument zu entwickeln, um zusätzlich zu den zuvor genannten Instrumenten die energieintensiven Unternehmen, die Strom aus dem Netz beziehen, aber nicht von einer Senkung der Netznutzungsentgelte profitieren, von Preissteigerungen zu entlasten.“ Dies spiegelt der Gesetzesentwurf in dieser Form nicht wider. An den folgenden Stellen muss daher nachgebessert werden.

Forderungen Aurubis

- » Im Gesetzestext erhält die Bundesregierung zwar die Möglichkeit, ein Entlastungsregime aufzusetzen, muss dies jedoch nicht tun.

Dem Wortlaut nach „kann“ die Bundesregierung eine Förderrichtlinie erlassen. Damit wird die Tür geöffnet, künftige Mehrkosten aus dem Kohleausstieg auf die energieintensive Industrie abzuwälzen. Jedoch können viele Sektoren der energieintensiven Industrie, wie z. B. der Kupfersektor, diese lokalen, artifizielle Mehrkosten als Preisnehmer im internationalen Wettbewerb nicht an die Kunden weitergeben.

Daher muss in dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz die Formulierung können/ kann durch werden/ wird ersetzt werden. Dies muss bis Ende 2020 erfolgen, um den Unternehmen Planungssicherheit hinsichtlich der Strombeschaffung zu geben.

- » **Der Zeitpunkt des Inkrafttretens (ab 2023) ist zudem falsch: Der Mechanismus sollte mit den Stilllegungen der Kohlekraftwerke beginnen.**

Position Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – Kabinettsbeschluss

Sobald Kraftwerke stillgelegt werden, sollte auch der Ausgleichsmechanismus anfangen zu wirken. Dies wird vor 2023 der Fall sein, denn bereits bis Ende 2022 soll nach KWStB-Beschluss Kraftwerksleistung in der Größe von 11 Gigawatt stillgelegt werden. Das wird selbstverständlich auch einen Effekt auf den Strompreis haben und damit entsprechende negative Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Industrie.

- » **Zudem muss die Einschränkung auf Strompreiseffekte „die in diesem Gesetz geregelt“ sind, gestrichen werden, da dadurch die entstehenden Mehrkosten, z. B. Aufgrund des Zubaus von Gaskraftwerken, ausgeschlossen wären.**

Ebenfalls müssen Auswirkungen dieses Gesetzes auf andere strompreisbestimmende Gesetze und Verordnungen mit berücksichtigt werden. Beispielsweise würde durch den Kohleausstieg der CO₂-Faktor für die Bestimmung der Strompreiskompensation sinken. Abnehmer mit langfristigen Altverträgen, die einen höheren CO₂-Faktor enthalten, wären dadurch zusätzlich benachteiligt. Dazu muss folgender Satz eingefügt werden: **“Sonstige Benachteiligungen durch kohleausstiegsbedingte steigende Stromkosten in Zusammenhang mit weiteren Gesetzen und Verordnungen werden in dem Zuschuss mit berücksichtigt.”**

- » Die Gesetzesbegründung sieht vor: „zur Feststellung des Kostenanstiegs, wird – unabhängig vom konkreten Stromlieferungsverhältnis – auf den Anstieg des Börsenstrompreises als Referenzwert abgestellt.“
- » Der Kohleausstieg wird sich aber mittelbar nicht nur auf den Börsenstrompreis auswirken, sondern auch einen Anstieg sowohl des CO₂-Preises (aufgrund der geplanten Stilllegung der Zertifikate), als auch des Erdgaspreises (aufgrund der absehbaren höheren Erdgasverstromung) zur Folge haben. **Um diese Entwicklungen adäquat und diskriminierungsfrei zu berücksichtigen, sollten z.B. individuelle Versorgungsverträge (z.B. direkt aus Kraftwerken) ebenfalls berücksichtigt werden.** Die Einbindung weiterer Erneuerbarer Energien wird zwangsläufig zu höheren Systemkosten führen, z. B. durch erhöhte Redispatchkosten, wie schon in der Vergangenheit beobachtbar.

Auch im Gesetzestext muss daher dem Rechnung getragen werden, dass Effekte auf die Systemkosten – neben strompreisdämpfenden Effekten – ebenfalls mit berücksichtigt werden. **Dazu soll in Satz 4 hinter dem Wort Energien „auch auf weitere Systemkosten“ eingefügt werden.**

Angepasster Gesetzestext

§50 (5) (BT-Drs. 19/17342, S. 42)

Stromkostenintensive Unternehmen, die in einer internationalen Wettbewerbssituation stehen, **werden** ab dem Jahr 2023, einen jährlichen angemessenen Zuschuss für zusätzliche Stromkosten erhalten, um ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit zu schützen. Dazu **wird** das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Einvernehmen mit dem Bundesministerium der Finanzen und dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit **bis spätestens zum 31.12.2020 erstmals** eine Förderrichtlinie erlassen, wenn den stromkostenintensiven Unternehmen durch die **in diesem Gesetz geregelte** Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung höhere Stromkosten infolge eines Anstiegs des Börsenstrompreises entstehen und diese höheren Stromkosten nicht infolge der Minderung der Übertragungsnetzentgelte nach § 24a Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes ausgeglichen werden. In einer Förderrichtlinie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie ist zu regeln, dass der Zuschuss nach Satz 1 der Höhe nach vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ermittelt wird und der Anspruch nur in der Höhe entsteht, in der den stromkostenintensiven Unternehmen unter Zugrundelegung des Anstiegs des Börsenstrompreises – **unabhängig vom konkreten Stromlieferungsverhältnis** – zusätzliche Stromkosten nachgewiesen werden. Dabei sind auch die Auswirkungen steigender Anteile von Strom aus erneuerbaren Energien **auch auf weitere Systemkosten** zu berücksichtigen. **Sonstige Benachteiligungen durch kohleausstiegsbedingte steigende Stromkosten in Zusammenhang mit weiteren Gesetzen und Verordnungen werden in dem Zuschuss mit berücksichtigt.** In der Förderrichtlinie sind darüber hinaus insbesondere die Antragsvoraussetzungen, das Verfahren zur Ermittlung der Höhe des Ausgleichsbetrags je Megawattstunde verbrauchten Stroms, der Zeitpunkt der Auszahlung und die zuständige Bewilligungsbehörde zu regeln.

Stellungnahme



Stellungnahme des Deutschen Gewerkschaftsbundes zur
Öffentlichen Anhörung „Kohleausstiegsgesetz“ des Ausschusses für
Wirtschaft und Energie

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Wirtschaft und
Energie
19. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 19(9)613
19. Mai 2020

19.05.2020

Vorbemerkung

Die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) wie auch ihr Abschlussbericht sind Ausdruck eines einzigartigen Dialogprozesses im Rahmen der deutschen Energie- und Klimapolitik. Durch die breite Einbindung von unterschiedlichen Akteuren im Rahmen der KWSB genießen die vorgeschlagenen Maßnahmen eine hohe Relevanz aber auch Legitimität. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung im Klimaschutzprogramm 2030 richtigerweise festgestellt, dass die KWSB-Empfehlungen einen gesellschaftlichen Konsens darüber enthalten, wie der Kohleausstieg umgesetzt werden kann. Für den DGB ist dabei entscheidend, dass der Gesetzgeber, die von der KWSB empfohlenen Maßnahmen zur Absicherung der Beschäftigten vollumfänglich in Kraft setzt. Der DGB betont, dass mit allen Braun- und Steinkohleunternehmen Verhandlungslösungen anzustreben sind und dass dabei die Besonderheiten des Mitteldeutschen Reviers zu berücksichtigen sind.

Der zu beratende Gesetzentwurf des Kohleausstiegsgesetzes fällt jedoch in Teilen hinter die Empfehlungen der KWSB zurück. Zudem werden wichtige gewerkschaftliche Anforderungen nicht umgesetzt, die integral dafür sind, dass der Kohleausstieg sozialverträglich umgesetzt und die Energiewende erfolgreich vorangetrieben werden kann. So wird zwar der Kohleausstieg jahresscharf geplant, der notwendige Ausbau der erneuerbaren Energien jedoch ganz außer Acht gelassen.

Neben diesen zentralen Kritikpunkten ist vor allem das Verfahren insgesamt kritisch zu beurteilen. Die Empfehlungen der KWSB wurden vor über einem Jahr veröffentlicht. Erst mit der Bund-Länder-Einigung vom 15.01.2020 und den Verhandlungsergebnissen zwischen Bundesregierung und Braunkohlekraftwerksbetreibern hat das Verfahren wieder an Fahrt gewonnen. Dieser bisherige Verlauf bedeutet ein Jahr mehr Unsicherheit für die Beschäftigten in den betroffenen Regionen. Der Kohleausstieg muss deshalb noch vor der Sommerpause rechtlich auf dem Niveau abgesichert werden, dass auch vor der Corona-Krise bereits diskutiert wurde.

Der Bundestag hat es nun in seiner Hand, das Gesetz so anzupassen, dass es einem sozialverträglichen Kohleausstieg und einer Umsetzung der KWSB-Empfehlungen gerecht wird.

Deutscher Gewerkschaftsbund

Abteilung Struktur-, Industrie- und
Dienstleistungspolitik

Frederik Moch
Abteilungsleiter

frederik.moch@dgb.de
Telefon: +49 30 24060 576
Telefax: +49 30 24060 677

Patrizia Kraft
Referentin Energiepolitik

patrizia.kraft@dgb.de
Telefon: +49 30 24060 351
Telefax: +49 30 24060 677

Henriette-Herz-Platz 2
10178 Berlin

www.dgb.de



Zu den Regelungen des Gesetzentwurfs kommentiert der DGB im Einzelnen:

1. Abschaltung von Steinkohlekraftwerken sozialverträglich gestalten (§ 12 (1) KVBG)

Innerhalb der Ausschreibungen für Steinkohleanlagen muss sichergestellt werden, dass eine tarifvertragliche Absicherung der Beschäftigten vorliegt. Der Gesetzentwurf sieht diesbezüglich die Vorlage einer gemeinsamen Erklärung der zuständigen Tarifpartner vor, dass es einen Tarifvertrag oder eine Betriebsvereinbarung gibt, die den Abbau der Beschäftigung in der Steinkohleanlage betrifft.

Diese Regelung ist ein guter erster Schritt, jedoch nicht ausreichend. So muss sichergestellt werden, dass der Tarifvertrag / die Betriebsvereinbarung unbillige soziale Härten vermeidet, Regelungen zum Ausschluss von betriebsbedingten Kündigungen sowie soziale Ausgleichsmaßnahmen beinhaltet.

Nur so kann garantiert werden, dass sozialverträglich planende Unternehmen einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Ausschreibungen erhalten und die Bundesregierung nicht indirekt Lohn- und Sozialdumping unterstützt.

Der Formulierungsvorschlag des DGB lautet wie folgt:

§ 12 Teilnahmeberechtigung

5. der Anlagenbetreiber weist nach, dass ein Tarifvertrag oder eine betriebsverfassungsrechtliche Vereinbarung zur Anwendung kommt, durch den unbillige soziale Härten für alle betroffenen Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer des Unternehmens, das die Steinkohleanlagen betreibt, vermieden werden und insbesondere Regelungen zum Ausschluss betriebsbedingter Kündigungen sowie soziale Ausgleichsmaßnahmen beinhaltet.

Was sagt die KWSB-Empfehlung:

„[...] Notwendige Voraussetzung in einer Ausschreibung ist der Ausschluss betriebsbedingter Kündigungen sowie unbilliger sozialer und wirtschaftlicher Nachteile für die betroffenen Beschäftigten. [...]“ (S. 64 KWSB-Abschlussbericht)

2. Anpassungsgeld an Beschäftigungsverhältnis vor Ort anpassen (§ 52 KVBG / § 127a (3) 2 Nr.1a und § 252 (1) Nr.1a SGB VI)

Die bisher getroffenen Regelungen zum Anpassungsgeld werden vom DGB ausdrücklich begrüßt. Viele wichtige Aspekte hängen nun von der konkreten Ausgestaltung der begleitenden APG-Richtlinie ab. Diese sollte deshalb vor Verabschiedung des Gesetzes vorliegen.

Inhaltlich muss die APG-Richtlinie dabei sicherstellen, dass die vorgesehenen Regelungen auch für dienstleistende Betriebe gelten, die in unmittelbarer Geschäftsbeziehung zu Braunkohleanlagen und – tagebauen und Steinkohleanlagen stehen. Dabei handelt es sich um Betriebe, z.B. aus der Metall- und Elektroindustrie, dem Bereich der Industriereinigung oder den Verwaltungen, die in direkten Werkvertragsbeziehungen zu den Kraftwerken oder dem Braunkohletagebau stehen. Sie sind häufig auf dem entsprechenden Werksgelände tätig und arbeiten oft ausschließlich für diese Unternehmen, weshalb auch diese Beschäftigten in Bezug auf das Anpassungsgeld eine entsprechende sozialverträgliche Absicherung erhalten müssen.



Wenn diese Klarstellung nicht direkt im Gesetz vorgenommen wird, sondern in einer nachgelagerten Richtlinie, so ist sicherzustellen, dass die Sozialpartner beteiligt werden. Die konkrete Festlegung, welche dienstleistenden Betriebe einbezogen werden, muss transparent und nachvollziehbar getroffen werden. Die Sachkunde der Sozialpartner der dienstleistenden Betriebe ist dabei einzubeziehen.

3. Keine entschädigungslose Stilllegung für Steinkohlekraftwerke vorsehen (§ 5 KVBG)

Es widerspricht den KWSB-Empfehlungen, dass entschädigungslose gesetzliche Stilllegungen ab 2027 im Bereich der Steinkohle vorgesehen werden, ohne, dass dafür ein Erfordernis vorliegt. Ebenso widerspricht die vorgesehene Regelung, dass im Rahmen der Ausschreibungen zwischen 2024 bis 2026 bereits entschädigungslose gesetzliche Stilllegungen vorgenommen werden können, wenn das Ausschreibungsvolumen unterzeichnet wird, den Empfehlungen.

Die KWSB hat sich deutlich dafür ausgesprochen, dass erst dann ordnungsrechtliche Maßnahmen ergriffen werden sollten, wenn keine einvernehmliche Lösung erzielt werden konnte. Darüber hinaus sollten auch ordnungsrechtliche Abschaltpfade nicht entschädigungslos ausgestaltet werden. In der Praxis handelt es sich bei den Steinkohlekraftwerken, die als letztes stillgelegt werden um teils noch recht junge Kraftwerke (Inbetriebnahme 2013-2015). Die Kraftwerke sind somit noch nicht abgeschrieben. Zudem sind oft auch Kommunen direkt betroffen. Eine entschädigungslose Stilllegung würde hier einen massiven Vertrauensverlust bedeuten.

Im Sinne der KWSB muss die Bundesregierung auch mit allen Braunkohlenbergbau betreibenden und allen Steinkohle verstromenden Unternehmen Einvernehmen über die Stilllegungen der Tagebaue und Kraftwerke anstreben.

Besonders eklatant ist dieses Verhalten mit Blick auf die Auswirkungen für die Beschäftigten einzustufen. Entschädigungslose Stilllegungen sorgen im Zweifelsfall dafür, dass die Kraftwerksbetreiber ihren tarifvertraglichen Pflichten gegenüber den Beschäftigten nicht mehr nachkommen können. Das gilt ebenso für den Braunkohletagebau.

Die gesetzliche Regelung sollte deshalb eine Verlängerung des Ausschreibungsregimes bis 2030 vorsehen und gesetzliche Stilllegungen, falls notwendig, nur inklusive einer angemessenen Entschädigungsregelung vorsehen.

Was sagt die KWSB-Empfehlung:

„[...]Für die verbleibende Kapazität soll im Rahmen einer Ausschreibung eine freiwillige Stilllegungsprämie für Stilllegungen angeboten werden. Je attraktiver die entsprechenden Bedingungen im Rahmen des KWKG sind, desto höher sind die erwarteten CO₂-Einsparungen und desto niedriger sind die für Stilllegungsprämien erforderlichen Steuermittel.

Bei Überzeichnung der Ausschreibung für die freiwillige Stilllegungsprämie erfolgt der Zuschlag anhand eines Kriteriums, das die Emissionseinsparung abbildet. [...]

Für den Fall, dass eine einvernehmliche Lösung mit den Betreibern von Steinkohlekapazitäten nicht jeweils zeitgerecht erfolgt ist, empfiehlt die Kommission eine ordnungsrechtliche Lösung mit Entschädigungszahlungen im Rahmen der rechtlichen Erfordernisse entsprechend dem oben genannten Reduktionspfad umzusetzen. [...]“ (S. 64 KWSB-Abschlussbericht)



4. Situation von modernen Steinkohlekraftwerken berücksichtigen (§ 4 KVVG)

In der genauen Ausgestaltung des Gesetzentwurfs zeigt sich, dass der Ausstieg aus der Steinkohle durch die Wechselwirkung mit den Festlegungen im Bereich der Braunkohle und der fragwürdigen Regelungen der entschädigungslosen Stilllegungen schon Anfang der 2030er Jahre, quasi durch die Hintertür, vollzogen werden könnte.

Der DGB fordert deshalb sicherzustellen, dass wenigstens die modernen Steinkohlekraftwerke nicht vor 2035 stillgelegt werden.

5. KWK-Förderung zukunftsgerecht anpassen und rechtlich absichern

Durch den Kohleausstieg wird nicht nur die Versorgungssicherheit des Stromsektors vor Herausforderungen gestellt, sondern auch die des Wärmesektors. Diesem Umstand muss eine zukunftsgerichtete KWK-Förderung Rechnung tragen. KWK-Anlagen und Fernwärme spielen mit Blick auf die urbane Energiewende eine tragende Rolle. Die vorgeschlagene KWK-Förderung ist jedoch nicht ausreichend, um die Zukunft der Fernwärme abzusichern, geschweige denn bedarfsgerechte Ersatzinvestitionen anzureizen.

Hierbei ist insbesondere der Kohleersatzbonus zu nennen. Auf der Grundlage des vorliegenden Gesetzentwurfs wird der Ausstiegspfad für Steinkohlekraftwerke, und dadurch sind eben vor allem KWK-Anlagen betroffen, sehr schnell und sehr steil verlaufen. Das bedeutet, dass viele KWK-Anlagen in einer sehr kurzen Zeitspanne umgerüstet werden müssen. Die dargelegte Höhe des Kohleersatzbonus ist dafür nicht ausreichend.

Um die Regelungen der KWK-Förderung planungssicher zu gestalten und einen Investitionsstau zu vermeiden, sollte die Bundesregierung sich auch in Bezug auf diese Regelungsinhalte für eine Abstimmung auf europäischer Ebene einsetzen. Der Beihilferechtliche Vorbehalt aus Art. 9 Kohleausstiegsgesetz sollte entsprechend erweitert werden.

Was sagt die KWSB-Empfehlung:

„Die Stilllegung von Kohlekraftwerken kann grundsätzlich auch Kraftwerke betreffen, die in relevantem Umfang zur Erzeugung von Wärme genutzt werden und auch einen wesentlichen Beitrag zur Emissionsminderung in den anderen Sektoren leisten. Die sichere Wärmeversorgung (Fern- und Prozesswärme) muss dabei gewährleistet sein. Die Verlängerung und Fortentwicklung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes spielen dabei eine zentrale Rolle. [...]“ (S. 65 KWSB-Abschlussbericht)

„[...] Künftig sollen KWK-Anlagen hin zu modernen, flexiblen Strom-Wärme-Systemen weiterentwickelt werden, zu denen neben KWK-Anlagen auch Speicher, Fernwärmenetze, Wärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen sowie solar- oder geothermische Anlagen gehören.“

Deshalb sollen auch über 2022 hinaus bis 2030 stabile Rahmenbedingungen für Investitionen in moderne KWK-Systeme geschaffen werden, damit sich die KWK kompatibel zum Sektorziel 2030 für die Energiewirtschaft entwickeln kann. In diesem Rahmen sollten bis zum Jahr 2026 die weitere Umstellung von Kohle- auf Gas-KWK attraktiver ausgestaltet sowie Innovationen für die Kompatibilität mit grünen Gasen gefördert werden. Zudem sind regulatorische Rahmenbedingungen für die Förderung neuer Wärmenetze bzw. die Anpassung bestehender Wärmenetze an die neuen Anforderungen zu schaffen.“ (S.68 KWSB-Abschlussbericht)



6. Strompreiskompensation verlässlich umsetzen (§ 24a (2) EnWG und § 50 (5) KVBG)

Die vorgesehene Änderung im Energiewirtschaftsgesetz zur Entlastung privater und gewerblicher Stromverbraucher bleibt hinter den Empfehlungen der KWSB zurück und muss verlässlich umgesetzt werden. Zum einen wird nur die Möglichkeit geschaffen entsprechende Mechanismen zur Strompreiskompensation zu schaffen. Diese werden jedoch nicht verbindlich umgesetzt. Zum anderen wird das empfohlene jährliche Volumen von mindestens zwei Mrd. Euro nicht aufgegriffen.

Die Notwendigkeit der verlässlichen Umsetzung gilt insbesondere mit Blick auf geschlossene Wertschöpfungsketten auch für die empfohlenen Regelungen der KWSB für energieintensive Unternehmen.

Was sagt die KWSB-Empfehlung:

„Es ist ein Ausgleich zu schaffen, der Unternehmen und private Haushalte vom Strompreisanstieg entlastet, der durch die politisch beschleunigte Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung entsteht. Die Kommission hält es daher für erforderlich, ab 2023 für private und gewerbliche Stromverbraucher einen Zuschuss auf die Übertragungsnetzentgelte oder eine wirkungsgleiche Maßnahme zur Dämpfung des durch die beschleunigte Reduzierung der Kohleverstromung verursachten Strompreisanstieges zu gewähren. Aus heutiger Sicht ist zum Ausgleich dieses Anstiegs ein Zuschuss in Höhe von mindestens zwei Mrd. Euro pro Jahr erforderlich. Das exakte Volumen der Maßnahme wird im Rahmen der Überprüfung im Jahr 2023 ermittelt. Die Maßnahme ist im Bundeshaushalt zu verankern und beihilferechtlich abzusichern. Eine zusätzliche Umlage oder Abgabe auf den Strompreis erfolgt nicht. Die Bundesregierung soll sich dafür einsetzen, ein beihilferechtskonformes Instrument zu entwickeln, um zusätzlich zu den zuvor genannten Instrumenten die energieintensiven Unternehmen, die Strom aus dem Netz beziehen, aber nicht von einer Senkung der Netznutzungsentgelte profitieren, von Preissteigerungen zu entlasten, die durch die politisch beschleunigte Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung entstehen.“ (S. 66 KWSB-Abschlussbericht)

7. Transformationsprozesse umfassend überprüfen (§ 49 KVBG)

Die KWSB hat ein klares Monitoring für eine Evaluierung der Wirkungen der Maßnahmen vorgeschlagen. Diese Evaluierungen sollen 2023, 2026, 2029 und 2032 in Hinblick auf einige Faktoren (z.B. Versorgungssicherheit, Strompreise, Klimaschutzziele) durchgeführt werden. Allerdings bleibt der Gesetzentwurf hier weit hinter den Empfehlungen der KWSB zurück. Diese hebt auch Indikatoren wie den Aufbau neuer Beschäftigung / Wertschöpfung, die Einbindung von Sozialpartnern und der regionalen Weiterentwicklung hin zu zukunftsfähigen Energieregionen hervor. Auch die Tatsache, ob der Ausbau der Erneuerbaren mit dem Kohleausstieg Schritt hält, muss hier überprüft werden. Die vollumfängliche Liste kann im Abschlussbericht der KWSB in Kapitel 6 gefunden werden. Hier besteht in der Liste der zu berücksichtigenden Indikatoren im Gesetzentwurf für ein konsequentes Monitoring der Transformationsprozesse somit noch deutlicher Handlungsbedarf.

8. Auswirkungen auf industrielle Wertschöpfungsketten berücksichtigen

Die KWSB hat in ihrem Abschlussbericht darauf hingewiesen, dass im Zusammenhang des Kohleausstiegs die Rohstoffversorgung der Gipsproduktion sichergestellt werden muss. Der Wegfall von REA-Gips muss durch eine zusätzliche umweltverträgliche Naturgipsgewinnung ausgeglichen werden. Im Rahmen der Überprüfungen in § 49 KVBG sollte dieser Aspekt berücksichtigt werden.



Was sagt die KWSB-Empfehlung:

„Um die Wertschöpfungsketten der Gipsindustrie zu erhalten, sind Maßnahmen zu ergreifen, um den fortschreitenden Wegfall an REA-Gips durch eine zusätzliche umweltverträgliche Gewinnung von Naturgips auszugleichen.“ (S. 86 KWSB-Abschlussbericht)

9. 65-Prozent Ziel für erneuerbare Energien ernst nehmen

Die Abschaltung der Kohle allein reicht nicht aus, um die Klimaziele zu erreichen. Gleichzeitig muss der Ausbau der erneuerbaren Energien zielgerichtet vorangetrieben werden. Nur mit dieser Kombination können die Klimaziele erreicht und gleichzeitig auch neue Arbeitsplätze im Energiesektor geschaffen werden. Diese Verbindung hat auch die KWSB in ihrem Abschlussbericht deutlich gemacht. Leider hinkt die gesetzliche Umsetzung in Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Energien jedoch deutlich hinterher. Konkret sind folgende Maßnahmen unerlässlich:

- Generelle Anhebung der Ausbaukorridore im EEG, um die Klimaziele in 2030 und die angestrebte Treibhausgasneutralität in 2050 erreichen zu können
- Streichung des 52 GW-Deckels für PV
- Keine pauschalen Einschränkungen der Flächenkulisse von Wind Onshore
- Repowering durch separate Ausschreibungen und verkürzte Planungen
- Beschleunigung des EE-Ausbaus durch eine Vereinfachung des Planungsrechts
- Streichung der missbräuchlich genutzten Regelung für Bürgerenergiegesellschaften und Schaffung eines neuen Akzeptanzmechanismus, der die Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger ermöglicht
- Anhebung des Offshore-Ziels für 2030 auf 20 GW sowie, unter Berücksichtigung der langen Planungshorizonte innerhalb der Branche, aufzeigen eines Ausbaukorridors nach 2030

Was sagt die KWSB-Empfehlung:

„Eines der zentralen Instrumente zur Erreichung der Klimaziele ist der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien. Damit das im Koalitionsvertrag vereinbarte 65-Prozent-Ziel erreicht werden kann, braucht es verlässliche Rahmenbedingungen für Investitionen in erneuerbare Energien. Die Kommission empfiehlt außerdem, dass die jährlichen Zubau-Mengen für erneuerbare Energien im Einklang mit dem 65-Prozent-Ziel bis 2030 angepasst werden, und im Besonderen auch die Reviere und Steinkohlekraftwerksstandorte für den Ausbau der erneuerbaren Energien zu nutzen. Mittels innovativer Technologien können die Reviere zu Modellregionen für die Energiewende werden.“ (S. 65 KWSB-Abschlussbericht)

STELLUNGNAHME

zum Entwurf der Bundesregierung eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohlever- stromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz)

Berlin, 04.05.2020

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt rund 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit mehr als 268.000 Beschäftigten wurden 2017 Umsatzerlöse von mehr als 116 Milliarden Euro erwirtschaftet und rund 10 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen große Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 61 Prozent, Erdgas 67 Prozent, Trinkwasser 86 Prozent, Wärme 70 Prozent, Abwasser 44 Prozent. Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 68 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Immer mehr kommunale Unternehmen engagieren sich im Breitband-Ausbau. Ihre Anzahl hat sich in den letzten vier Jahren mehr als verdoppelt: Rund 180 Unternehmen investierten 2017 über 375 Mio. EUR. Seit 2013 steigern sie jährlich ihre Investitionen um rund 30 Prozent und bauen überall in Deutschland zukunftsfähige Infrastrukturen (beispielsweise Glasfaser oder WLAN) für die digitale Kommune aus.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Zusammenfassung und Kernforderungen

Der VKU begrüßt, dass mit dem Gesetzentwurf grundsätzlich wesentliche Empfehlungen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB) für die Umsetzung in der Energiewirtschaft aufgegriffen werden.

Der vorliegende Artikelgesetzentwurf würde in einer ganzen Reihe von Regelungsgegenständen erhebliche Auswirkungen für das Energieversorgungssystem haben. Zur Beendigung der Steinkohleverstromung müssen rechtssichere Regelungen vereinbart werden, die insbesondere für KWK-Anlagen die notwendige Transformation im Wärmebereich durch verbesserte wirtschaftliche Anreize ermöglichen.

Die vorgesehene entschädigungslose Stilllegung, insbesondere junger Steinkohlekraftwerke, gefährdet massiv das Vertrauen in den Investitionsstandort Deutschland und verhindert künftige Investitionen kommunaler Energieversorgungsunternehmen in zukunftsfähige Technologien. Dabei erweisen sich gerade diese Investoren insbesondere in der Corona-Krise als stabile und verlässliche, systemrelevante Partner.

Es geht darum, sukzessive bis spätestens 2038 aus der Kohleverfeuerung auszusteigen und in die Erzeugung mit Gas-KWK-Anlagen bzw. die CO₂-freie Erzeugung einzusteigen. Um genau diesen Ein- und Umstieg zu ermöglichen und angesichts des Einbruchs des KWK-Anlagenzubaus in den letzten Jahren, führt an einem attraktiveren und breiter aufgestellten Kohleersatzbonus sowie einer verbesserten Grundförderung kein Weg vorbei.

Mit dem Gesetzentwurf werden im Bereich des KWKG Änderungen vorgeschlagen, die eine hohe Relevanz für die kommunale Energiewirtschaft haben. Insbesondere die Regelungen zum **Kohleersatzbonus** sind nicht geeignet, einen Brennstoffträgerwechsel in ausreichendem Maße anzureizen bzw. in einer zeitlich angemessenen Frist zu ermöglichen.

Der VKU begrüßt die Adressierung erneuerbarer Wärme und elektrischer Wärmeerzeugung, sieht aber bei diesen Regelungen erheblichen Nachsteuerungsbedarf.

Keinesfalls können die vorgesehenen Regelungen eine zeitnahe **umfassende Novelle des KWKG** ersetzen, die notwendig ist, um Schlussfolgerungen aus dem Evaluierungsbericht für das BMWi zu ziehen und einen klaren Zukunftspfad auch für die leitungsgebundene Wärmeversorgung aufzuzeigen. Die vorliegenden Vorschläge können nur ein erster Schritt sein und werden ohne erhebliche Verbesserungen keine wesentlichen zusätzlichen Impulse für einen teilweisen Vollzug des Kohleausstiegs über das KWKG setzen.

Das BMWi hat nun angekündigt, dass KWKG in dieser Legislaturperiode nicht mehr umfassend zu novellieren.

Vor diesem Hintergrund ist es zwingend erforderlich, weitere Regelungen in den Gesetzentwurf aufzunehmen. Sie sollten insbesondere – aber nicht abschließend – die KWK-Grundförderung, die Ausschreibungsmengen als auch die Förderung der Wärmenetze und Wärmespeicher sowie das KWK-Ausbauziel und die Höhe des Förderdeckels adressieren.

Der VKU stellt fest, dass mit dem vorliegenden Gesetzentwurf **Steinkohleanlagen (und die ihnen gleichgestellten kleinen Braunkohleanlagen unter 150 MW) erheblich gegenüber den Braunkohleanlagen benachteiligt** werden.

Insbesondere der vorgesehene gemeinsame Reduktionspfad von Braun- und Steinkohlekraftwerken ist nicht sachgerecht, wenn alleine die Steinkohlekraftwerke dazu beitragen sollen, dass ein kontinuierlicher kapazitiver Reduktionspfad erfolgt während die Braunkohlekraftwerke jeweils erst geballt zum Ende der 2020er Jahre bzw. im Jahr 2038 stillgelegt werden sollen. Das würde sonst erfordern, dass im Steinkohlebereich das Ziel für 2030 bereits bis Ende 2026 und das vollständige Beendigungsziel für 2038 bereits 2033 erreicht würde.

Aus dem Stilllegungspfad der Braunkohle und der im Gesetzentwurf vorgesehenen Systematik zur Berechnung des jährlichen Zielniveaus an verbleibender Netto-Kraftwerksleistung ergibt sich ein Ende der Steinkohleverstromung bereits in der ersten Hälfte der 30er Jahre. Steinkohlekraftwerke der jüngsten Generation (Inbetriebnahmen ab 2013) werden zu diesem Zeitpunkt weniger als 20 Jahre in Betrieb gewesen sein. Eine **kompensationslose Stilllegung** dieser noch nicht abgeschriebenen und vergleichsweise emissionsarmen Anlagen greift erheblich in die Eigentumsrechte der betroffenen Unternehmen und Betreiber ein. Dies ist weder unter klimapolitischen noch unter verfassungsrechtlichen Gesichtspunkten akzeptabel und würde absehbar langwierige Rechtsstreitigkeiten mit unkalkulierbarem Ausgang nach sich ziehen.

Es ist als äußerst kritisch zu betrachten, dass die geplanten Ausschreibungen im Bereich der Steinkohle nur bis einschließlich 2026 durchgeführt werden sollen und im Anschluss daran – **im Fall von unterzeichneten Auktionen sogar bereits ab 2024 – eine gesetzliche und grundsätzlich entschädigungslose Reduktion** greifen soll. Dies stellt eine gravierende Abweichung zu den KWSB-Empfehlungen dar, die Stilllegungsausschreibungen im Bereich der Steinkohle bis 2030 empfohlen und Kompensationen auch im Falle von ordnungsrechtlichen Stilllegungen vorgesehen hat.

Den Gesetzesvorschlag lehnt der VKU daher in seiner jetzigen Form ab. In seiner Wirkung wird das vorgezogene Ende des Ausschreibungszeitraums zudem dadurch verschärft, dass für die zeitlich folgenden, auf gesetzlicher Grundlage anordnungsmöglichen Reduktionen keine Entschädigungszahlungen vorgesehen sind.

Dieses Vorgehen ist in hohem Maße inakzeptabel, insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Betreiber von Braunkohlekraftwerken durch das verhandelte Ergebnis – unabhängig vom Anlagenalter – für die Stilllegung ihrer Kraftwerke entschädigt werden. Zudem gibt es für diese Braunkohlestandorte blockscharfe Planungs- und Rechtssicherheit über vertragliche Regelungen bis 2038.

Aus Gründen der Gleichbehandlung und zur Wahrung der Eigentumsrechte der Anlagenbetreiber sind insbesondere für die **Steinkohleanlagen mit Inbetriebnahme ab 2010** gesonderte Regelungen notwendig.

Mit dem Gesetzentwurf sind Braunkohlekleinanlagen (< 150 MW) zu den Steinkohleausreibungen zugelassen. Dies ist aus unserer Sicht ein probates Mittel, um diese Anlagen – die von den Regelungen der großen Braunkohleanlagen nach § 40 ausgenommen sind – stillzulegen.

Viele Regelungen des Gesetzentwurfes berücksichtigen regionale Aspekte. Der VKU weist darauf hin, dass jede regionale Komponente ein starkes Risiko der Marktverzerrung mit sich bringt, juristisch möglicherweise angreifbar ist und leicht zu Diskriminierungseffekten im Markt führen kann. Diese Risiken sind durch ein kritisches Monitoring im Blick zu behalten, damit ggf. frühzeitig gegensteuernde Maßnahmen ergriffen werden können.

Es wird unterstützt, dass die Bundesregierung nunmehr eine Regelung vorsieht, die sicherstellt, dass die Maßnahmen nach diesem Gesetzentwurf auch einen Klimaeffekt haben, indem die eingesparten Zertifikate dem Markt dauerhaft entzogen werden.

Sehr kritisch ist anzumerken, dass überfällige Regelungen im **Bereich des EEG** nicht Eingang in das Kohleausstiegsgesetz gefunden haben. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist zwingende Voraussetzung für die Erreichung der Klimaschutzziele. Insbesondere sollten im parlamentarischen Verfahren zu diesem Gesetzentwurf kurzfristig die Aufhebung des 52-GW-Deckels bei der Photovoltaik, dauerhaft planungssichere Regelungen für Windenergieanlagen an Land sowie zum erhöhten Ausbau der Offshore-Windenergie integriert werden.

Kernforderungen

STEINKOHLE

- **Rechtssicherheit und Eigentumsrechte wahren**, deshalb **angemessene Entschädigung** für gesetzliche Reduktion vorsehen, insbesondere für Steinkohlekraftwerke der jüngsten Generation (Inbetriebnahme ab 2010)
- **Breite Beteiligung an Ausschreibungen ermöglichen**, deshalb die **Höchstpreise** ohne stringent degressiven Verlauf in den Ausschreibungsrunden auskömmlich ausgestalten und Stilllegungsfristen verlängern

- **Langfristige Planung** ermöglichen, deshalb **Ausschreibungszeitraum** bis mindestens 2030 verlängern
- Bei der gesetzlichen Reduktion müssen die **Auswirkungen auf die Wärmeversorgung** aus KWK-Anlagen berücksichtigt werden.
- Bereits in Umrüstung befindliche KWK-Anlagen müssen eindeutig von der ordnungsrechtlichen Stilllegung ausgenommen werden.

KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG

Neu aufzunehmende Regelungen:

- **Mit flexiblen KWK-Anlagen das Energiesystem stabilisieren**, dafür muss die KWK-Grundförderung für neue und modernisierte KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung spätestens ab dem 1. Januar 2023 um mindestens 1 ct/kWh über den aktuellen Zuschlagsätzen liegen, um eine Ausbaudynamik anreizen zu können.
- **Ausbau der Wärmenetzsysteme stärker unterstützen**, indem die Förderung für den Aus- und Umbau der Wärmenetze und -speicher auf 50 Prozent erhöht und auch weitere Maßnahmen zur Netztransformation gefördert werden.
- **Klare Investitionssignale setzen**, deswegen Ausbauziel auf 150 Terawattstunden (TWh) im Jahr 2030 anheben und Finanzierungsbudget auf 2,5 Mrd. Euro pro Jahr erhöhen.

Bereits angelegte Regelungen mit Nachbesserungsbedarf:

- **Wechsel von Kohle auf Gas/EE attraktiver anreizen**, dafür Kohleersatzbonus mind. um Faktor 2,5 erhöhen, Entfall der vNNE kompensieren, Modernisierungen fördern und Fristen praxistauglich ausgestalten.
- **Einsatz klimafreundlicher Wärme erleichtern**, dafür mit EE-Wärme-Bonus und PtH-Bonus auch bestehende KWK-Systeme adressieren. EE-Wärmebonus für erneuerbare Brennstoffe und Abwärme öffnen. PtH-Bonus auf mindestens 150 €/kW thermischer Leistung erhöhen und Anforderung an die Dimensionierung reduzieren.
- **KWK-Förderung nicht beschneiden**, deshalb jährliche Förderstunden nur in Verbindung mit einer umfassenden Neuregelung der Neuanlagenförderung einschließlich einer höheren Grundförderung begrenzen.

Artikel 1 Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohle- verstromung

Vorbemerkung

Im Bereich der Steinkohlekraftwerke sind Ausschreibungen für die Stilllegungsprämie („Steinkohlezuschlag“) nur von 2020 bis 2026 vorgesehen. Diese Vorgehensweise weicht deutlich von den Empfehlungen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung ab, die Ausschreibungen bis 2030 vorsahen. Die im Anschluss an die Ausschreibungsperiode vorgesehenen kompensationslosen Stilllegungen ab 2027 (bzw. bei unterzeichneten Ausschreibungen ab 2024) lehnt der VKU grundsätzlich ab. Die Forderung der Kommission, dass ordnungsrechtliche Stilllegungen bis zum vollständigen Kohleausstieg mit angemessenen Entschädigungszahlungen verbunden werden sollen, muss sichergestellt werden.

Im Ergebnis führt der vorgesehene Pfad dazu, dass bereits im Jahr 2024 KWK-Anlagen in die gesetzliche Reduktion geführt werden dürften. Dies ist ebenso wenig zielführend wie das Ergebnis, dass jüngere Steinkohleanlagen bereits Anfang der 30er Jahre nach nicht einmal 20 Betriebsjahren per gesetzlicher Anordnung stillgelegt werden können und theoretisch sogar bereits ab 2024 einem solchen Risiko unterliegen. Die Tatsache, dass im Gegensatz dazu noch im Jahr 2038 zum Teil über 40 Jahre alte Braunkohlekraftwerke am Netz sein werden, macht deutlich, dass der vorgesehene Pfad auch klimapolitisch kontraproduktiv ist.

Die derart betroffenen Unternehmen, bei denen es sich in vielen Fällen um kommunale Unternehmen handelt, werden gegen die gesetzlichen Stilllegungen klagen müssen. Dass es im Bereich der jungen Steinkohlekraftwerke deshalb zwingend zu einer anderen Regelung kommen muss, ist deshalb nicht nur zur Wahrung des Rechtsfriedens angesichts der politisch bedingten Entwertung von Anlagevermögen erforderlich, sondern ist auch eine entscheidende Voraussetzung dafür, dass Vertrauen in die umfassend erforderlichen, zukünftigen Investitionen von kommunalen Unternehmen hergestellt wird, die schließlich über einen – insbesondere im Vergleich zu international agierenden Konzernen – eingeschränkten Grundrechtsschutz verfügen. Im Ergebnis würde die entschädigungslose Anwendung von Ordnungsrecht voraussichtlich langwierige Rechtsstreitigkeiten bis hin zu internationalen Schiedsgerichten mit nicht kalkulierbarem Ausgang nach sich ziehen. Eine solche Vorgehensweise würde also keineswegs einer volkswirtschaftlich nachhaltigen Umsetzung des Kohleausstiegs entsprechen, sondern dem Wirtschaftsstandort Deutschland vielmehr erheblichen Schaden zufügen.

Aus der Einleitung des Gesetzentwurfes auf S. 2 geht hervor, dass nur Beschäftigte in den Braun- und Steinkohleanlagen sowie Tagebauen vom Anpassungsgeld (APG) profitieren können sollen. Diese Einschränkung erachtet der VKU als inakzeptabel, weil auch die vom Kohleausstieg betroffenen Beschäftigten in den Verwaltungseinheiten der Unternehmen bzw. in Gesellschaften angesiedelte von der APG-Regelung mit abgedeckt werden müssen, deren Arbeitsplätze infolge der Anlagenschließungen verloren gehen werden.

Zu den Einzelheiten des Gesetzentwurfs in Artikel 1 nehmen wir wie folgt Stellung:

§ 12 Teilnahmeberechtigung

- Es muss sichergestellt werden, dass den durch die Stilllegungen betroffenen Beschäftigten keine unbilligen sozialen und wirtschaftlichen Nachteile entstehen.
- Kraftwerke in der Südregion dürfen nicht benachteiligt werden.

§ 12 Abs. 1 Nr. 5 regelt, dass nur Anlagenbetreiber an den Ausschreibungen teilnehmen dürfen, die durch Vorlage einer gemeinsamen Erklärung der zuständigen Tarifpartner nachweisen können, dass für die betreffende Anlage ein Tarifvertrag oder eine Betriebsvereinbarung Anwendung findet, die den Abbau der Beschäftigung in der Steinkohleanlage betrifft. Insbesondere hinsichtlich der ersten Ausschreibung dürfte die Zeit für ein solches – hochkomplexes – Regelwerk jedoch vermutlich zu kurz sein. In jedem Fall sollte eine Abstimmung mit den Gewerkschaften erfolgen. Grundsätzlich sollten berechnete Arbeitnehmerinteressen hier nicht gegen die der Unternehmen ausgespielt werden. Die für die Unternehmen resultierenden Kosten müssen im Blick behalten werden und sollten sich in einer angemessenen Höhe der Auktionshöchstpreise wiederfinden.

Nach § 12 Abs. 3 sind Kraftwerke in der „Südregion“ von der Teilnahme an der ersten Ausschreibungsrunde in 2020 ausgeschlossen. Diese Vorschrift ist mit Blick auf die Versorgungssicherheit und Systemstabilität irritierend, da die BNetzA in einem transparenten Verfahren wesentlich punktgenauer Kraftwerke aus Gründen der Versorgungssicherheit ausnehmen könnte. Es steht außer Frage, dass Versorgungssicherheit und Systemstabilität im Zuge der angestrebten Stilllegung von Kohlekapazitäten sichergestellt werden müssen. Der generelle Ausschluss bestimmter Anlagen von den Auktionen stellt im Zeitablauf jedoch eine wettbewerbliche Diskriminierung dar: Wegen des degressiv ausgestalteten Höchstpreises haben diese Kraftwerke keine Möglichkeiten, von den anfänglich höheren Höchstpreisen zu profitieren und laufen zusätzlich Gefahr, in die ordnungsrechtliche Abschaltung zu geraten. Dies gilt umso mehr dann, wenn Ausschreibungsrunden zwischenzeitlich etwa aus Gründen der Versorgungssicherheit ausgesetzt werden müssten. Der gezielte Ausschluss bestimmter Anlagen widerspricht einem diskriminierungsfreien Verfahren und gefährdet die rechtliche Tragfähigkeit des gesamten, sukzessiv umgesetzten Ausschreibungsmodells. Auch steht zu befürchten, dass die Anlagen in den Südregionen aufgrund einer angespannten Versorgungssicherheitslage und des schleppenden Netzausbaus faktisch auch nach 2020 nicht an den folgenden Ausschreibungsrunden teilnehmen können und damit nach derzeitigem Entwurf entschädigungslos über Ordnungsrecht stillgelegt werden dürften.

§ 12 Abs. 1 Nr. 7 regelt weiterhin, dass der Betreiber einer Steinkohleanlage eine Erklärung zur angestrebten Nutzung des Standortes der Steinkohleanlage nach dem Wirksamwerden des Verbots der Kohleverfeuerung vorzulegen hat. Gleichzeitig soll sich der Betreiber nach § 12 Abs. 1 Nr. 8 für den Fall, dass sein Gebot einen Zuschlag erhält, verpflichten, die Generatoren auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung umrüsten zu lassen. Letzteres beeinträchtigt die Nachnutzungsmöglichkeiten des Standortes erheblich und muss entsprechend – über die Kosten der Bereitstellung der genannten Systemdienstleistungen hinaus – entschädigt werden. § 26 Abs. 3 ist um eine entsprechende Nr. 3 zu ergänzen. Bei einer unzumutbaren Anforderung zur Umrüstung, z. B. einer dauerhaften oder langfristigen Verhinderung der geeigneten und wirtschaftlichen Nachnutzung des Standortes verbliebe der Anlagenbetreiber ohne vollumfänglichen wirtschaftlichen Ausgleich des entgangenen Gewinns. Insofern sollte ergänzt werden, dass die Verpflichtung eines Betreibers nach § 12 Abs. 1 Nr. 8 nur dann zulässig sein darf, wenn dies dem Betreiber zumutbar ist.

Zu beachten ist, dass es für eine Steinkohleanlage mehrere Betreiber geben kann (Scheibenpachtmodell). Dies sollte in der Begriffsbestimmung eindeutig klargestellt werden.

In §§ 14, 15 und 17 sollte klargestellt werden, dass die Bundesnetzagentur die Bieter über Eingang, Annahme, Bestätigung der Rücknahme und Ausschluss eines Angebots umgehend zu informieren hat.

- **§ 12 Abs. 1 Satz 2 Nr. 8 sollte wie folgt gefasst werden:**
sofern wirtschaftlich zumutbar, weist der Anlagenbetreiber ~~weist~~ der Bundesnetzagentur durch Eigenerklärung nach, dass er sich verpflichtet, auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber mit Regerverantwortung den oder die Generatoren der Steinkohleanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung umrüsten zu lassen und den Übertragungsnetzbetreibern nach § 12 Absatz 1 und nach § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes zur Verfügung zu stellen.
- **§ 12 Abs. 3 sollte ersatzlos gestrichen werden:**
Ergänzend zu Absatz 2 sind in der ersten Ausschreibung Steinkohleanlagen nicht teilnahmeberechtigt, die sich in kreisfreien Städten, Stadtkreisen, Kreisen und Landkreisen nach der Anlage zu diesem Gesetz befinden.
- **§ 26 Abs. 3 Satz 2 soll wie folgt um eine neue Nr. 3 ergänzt werden:**
[...]
3. auf Erstattung des ihm aufgrund des Verlangens des Übertragungsnetzbetreibers entgangenen Gewinns. [...]

- **§ 14 sollte um folgenden neuen Absatz 5 ergänzt werden:**

Die Bundesnetzagentur informiert die Bieter unverzüglich über den Eingang und die Annahme eines Angebots.

- **§ 15 sollte um folgenden neuen Absatz 3 ergänzt werden:**

Die Bundesnetzagentur informiert die Bieter unverzüglich über die Bestätigung der Rücknahme eines Angebots.

- **§ 17 sollte um folgenden neuen Absatz 3 ergänzt werden:**

Die Bundesnetzagentur informiert die Bieter unverzüglich über den Ausschluss eines Angebots.

§ 18 Zuschlagsverfahren

- Der Netzfaktor, der für eine Diskriminierung der für den positiven Redispatch herangezogenen Anlagen sorgt, muss gestrichen werden.
- Kennziffer muss auch die Emissionen der Wärmeseite umfassen.

Der Gesetzentwurf sieht vor, dass im Zuschlagsverfahren Netzaspekte berücksichtigt werden. Den Geboten von Anlagen, die nach § 18 Absatz 4 Nr. 2 als erforderlich eingestuft wurden, wird ein sogenannter Netzfaktor aufgeschlagen. Das Gebot wird dadurch künstlich verteuert und die Chancen auf Bezuschlagung werden verringert. Von diesem Verfahren werden hauptsächlich Anlagen in der Südregion betroffen sein. Für die Sicherung der Systemstabilität sollten Wege gefunden werden, die nicht zu weiterer Komplexität und Intransparenz im Verfahren führen.

Die Formulierung von § 18 Abs. 5 weist eine Inkonsistenz mit der Gesetzesbegründung auf. Laut Gesetzestext wird die modifizierte Kennziffer durch Addition des Netzfaktors auf die nach § 18 Abs. 3 errechnete Kennziffer berechnet. Die Kennziffer nach § 18 Abs. 3 hat nach unserer Auffassung allerdings die Einheit €/t CO₂, während der Netzfaktor einen Wert in € (€/MW multipliziert mit Gebotsmenge in MW) darstellt. Eine Addition beider Größen ist somit mathematisch nicht möglich. Nachvollziehbar ist hingegen das in der Begründung beschriebene Vorgehen: „Der Netzfaktor wird **auf den Gebotswert aufgeschlagen**. Es bleibt dabei, dass dieser Gebotswert ins Verhältnis zu den CO₂-Emissionen gesetzt wird. Daraus ergibt sich eine nun modifizierte Kennziffer.“ Für den Fall, dass § 18 Abs. 5 und Abs. 6 weiter Bestand haben soll, muss eine Anpassung und Klarstellung erfolgen.

Bei den Ausschreibungen soll für die Zuschläge neben dem nennleistungsbezogenen Gebotswert für eine Anlage auch deren CO₂-Ausstoß der letzten drei Jahre berücksichtigt werden. Im Sinne der angestrebten CO₂-Minderung ist dieses Vorgehen nachvollziehbar, um besonders CO₂-intensive Kraftwerke frühzeitig zu bezuschlagen und stillzulegen. Es ist allerdings genau abzuwägen, wie die CO₂-Intensität einer Anlage zu bemessen ist.

Der im Entwurf vorgeschlagene Mechanismus zur Ermittlung der Kennziffer ist an die Fahrweise der Anlage in den letzten drei Jahren geknüpft. Dies kann dazu führen, dass ineffizientere Kraftwerke, die in den vergangenen drei Jahren aufgrund ihrer Kostenstruktur (oder wegen mangelnder KWK-Auskopplung) wenig gefahren wurden, später stillgelegt werden als jüngere Kraftwerke, die auf Grund ihres hohen Wirkungsgrades eine günstigere Kostenstruktur besitzen und eine damit verbundene höhere Vollbenutzungsstundenzahl aufgewiesen haben. Die Effizienz einer Anlage (Stand der Technik) findet bei diesem Vorgehen somit keine Berücksichtigung. Dazu wäre eine spezifische Betrachtung notwendig.

Ausweislich der Begründung zu § 14 Abs. 1 Nr. 10 erstrecken sich die Emissionen von KWK-Anlagen auf den Anteil, der nach Stand der Technik der Stromerzeugung zuzuordnen ist.

Diese Beschränkung auf den strombedingten Emissionsanteil bei KWK-Anlagen ist nicht sachgerecht, da im Rahmen des Kohleausstiegs sowohl die strom- als auch die wärmeseitigen Emissionen gemindert werden. Dahingehend sollte im Gesetzestext zu § 14 Nr. 10 klargestellt werden, dass sich „die gesamten testierten historischen Kohlendioxidemissionen“ auf Strom und Wärme beziehen und die Begründung konsistent angepasst wird.

Die vorgesehenen Regelungen des § 18 Abs. 4 bis 8 führen zu einer grundlegenden Neusortierung der Stilllegungsliste, die vom Kraftwerksbetreiber weder zu vertreten noch zu beeinflussen ist. Da die Nicht-Stilllegung zu hohen Kosten führen kann, müssen die betroffenen Anlagenbetreiber in Höhe der entstandenen Kosten und der entgangenen Einnahmen auf Basis der geplanten Neunutzung des Standortes (s. § 12 Abs. 1 Nr. 7) entschädigt werden.

- **§ 18 Abs. 5 und Abs. 6 sollten ersatzlos gestrichen werden.**

Für den Fall, dass § 18 Abs. 5 und Abs. 6 weiter Bestand haben soll, muss § 18 Abs. 5 wie folgt gefasst werden:

[...], indem sie einen Netzfaktor ~~auf die nach Absatz 3 errechnete Kennziffer~~ auf den Gebotswert addiert. Es bleibt dabei, dass dieser Gebotswert in Verhältnis zu den CO₂-Emissionen gesetzt wird. [...]

- **§ 14 Abs. 1 Nr. 10 sollte wie folgt gefasst werden:**

[...] die gesamten auf Strom und Wärme bezogenen testierten historischen Kohlendioxidemissionen der Steinkohleanlage in den letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahren vor dem Gebotstermin in Tonnen ohne Nachkommastellen,[...]

§ 19 Höchstpreis

- Die Höchstpreise in den Ausschreibungsrunden müssen auskömmlich festgelegt werden und dürfen nicht so stark absinken.

Der Höchstpreis ist eine bestimmende Größe für den Entschluss zur Teilnahme an den Ausschreibungen und damit der relevante Faktor für den grundlegenden Erfolg der Auktion. Die im Entwurf vorgesehenen Höchstpreise erfüllen diese Voraussetzungen alleine vor dem Hintergrund der Buchwerte der Kraftwerke, der Personalauswirkungen und vor dem Hintergrund der insbesondere bei KWK-Anlagen erforderlichen Ersatzinvestitionen nicht. Auch mit Blick auf die ursprüngliche Absicht, diese Anlagen erheblich über den Kernenergieausstieg hinaus zu betreiben, müssen die entgangenen Gewinne bei der Festlegung der Höchstpreise angemessen berücksichtigt werden.

Grundsätzlich sind Höchstpreise eine Marktbeschränkung und widersprechen einer freien Preisbildung im Sinne eines marktwirtschaftlichen Ausschreibungsansatzes. Werden sie dennoch eingeführt, sind sie so auszugestalten, dass die wirtschaftlichen Belastungen einer schnellen, vorgezogenen Stilllegung, die durch dieses Gesetz bedingten zusätzlichen Standortbelastungen (s. Nutzung des Geländes) und die damit verbundenen Zusatzinvestitionen für die Betreiber kompensiert werden können. Bei der Festlegung der Höchstpreise muss aus diesem Grund eine auskömmliche Höhe vorgesehen werden, die sowohl Restbuchwerte der Anlagen als auch die Höhe der durch die Stilllegung entstehenden personalbezogenen Kosten widerspiegelt. Dem werden die im Entwurf vorgesehenen Höhen nicht gerecht. Ohne eine ausreichende Dimensionierung der Höchstpreise besteht das Risiko, dass die ausgeschriebene Leistung in den Auktionen dauerhaft unterzeichnet bleibt und die Stilllegungsziele nicht über Auktionen erreicht werden. Insbesondere sind personalbezogene Kostenpositionen, wie Abfindungen, Altersteilzeit, vorgezogener Ruhestand oder Umschulungen in der Belegschaft, bei der Bestimmung des Höchstpreises einzubeziehen.

Darüber hinaus widerspricht der vorgesehene degressive Verlauf der Höchstpreise der betriebswirtschaftlichen, energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Rationalität. Modernste Anlagen würden angesichts sinkender Höchstpreise als erste teilnehmen, der eintretende wirtschaftliche Schaden wäre aber schon bei Zuschlag zu dem in der ersten Ausschreibung zu gering dimensionierten Höchstpreis für viele Betreiber nicht verkraftbar.

Die Höchstpreise sind schon für Kraftwerke, die vor 2005 in Betrieb genommen wurden, je nach Anlagentyp um einen Faktor 2 bis 3 zu niedrig, für jüngere Kraftwerke sind diese noch weniger auskömmlich. Darüber hinaus stellt die vorgesehene starke Preisdegression in den Ausschreibungsrunden eine Benachteiligung all jener Anlagen dar, für die erst umfangreiche Ersatzmaßnahmen ergriffen werden müssen, die eine Teilnahme an einer früheren Ausschreibung verhindert.

§ 20 Verfahren bei Unterzeichnung der Ausschreibung

- Die gesetzliche Reduktion bei Unterzeichnung darf nicht auf KWK-Anlagen angewandt werden.

Durch die vorgesehenen Regelungen zum Stilllegungspfad in Kombination mit den Vereinbarungen zur Braunkohlereduktion steht zu befürchten, dass bereits infolge unterzeichneter Ausschreibungen nach 2024 KWK-Anlagen der gesetzlichen Reduktion unterfallen dürften. Dies könnte jedoch dazu führen, dass die notwendigen Vorlaufzeiten für den Ersatz von – in der Regel größeren – KWK-Anlagen auf Steinkohlebasis durch Gas- oder erneuerbare Wärmeerzeugungsanlagen nicht eingehalten werden können und damit die Versorgungssicherheit in der Fernwärmeversorgung akut gefährdet würde.

Die im aktuellen Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes vorgesehene Härtefallregelung zu den ordnungsrechtlichen Stilllegungen (§ 39) muss deshalb noch klarer gefasst werden: KWK-Anlagen, die von Kohle auf Gas umgerüstet werden und für die bereits ein Genehmigungsvorbescheid vorliegt oder die Bestellung wesentlicher Anlagenteile ausgelöst ist, dürfen nicht ordnungsrechtlich stillgelegt werden. Andernfalls wäre eine Versorgung der angeschlossenen Fernwärmekunden nicht mehr gewährleistet. Diese Situation wäre weder für die Kunden noch für die vertraglich an die Belieferung gebundenen Betreiber hinnehmbar.

Zudem wird das politische Ziel, Kohlekapazitäten zu reduzieren, durch eine Umrüstung zuverlässig erreicht. Anders als eine Stilllegung von Kondensationsanlagen dauert eine Umrüstung durch Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten allerdings mehrere Jahre. Eine ordnungsrechtliche Stilllegung mitten in einem solchen Prozess wäre kontraproduktiv und nicht erklärbar. Für KWK-Anlagen ist die vorgesehene Frist zwischen gesetzlicher Anordnung und Wirksamwerden des Verbots der Kohleverfeuerung mit 30 Monaten deshalb generell deutlich zu knapp bemessen (§ 46). Für KWK-Anlagen sollte diese Frist daher auf 60 Monate erhöht werden.

- **§ 39 Abs. 1 sollte um folgenden neuen Satz 2 ergänzt werden:**

Eine unzumutbare Härte der gesetzlichen Reduktion liegt vor, wenn hiervon eine KWK-Anlage betroffen ist, für deren Umrüstung von Kohle auf Gas zumindest ein Vorbescheid über einzelne Genehmigungsvoraussetzungen vorliegt oder für die wesentliche Anlagenteile beschafft oder verbindlich bestellt wurden.

- **§ 46 Abs. 2 Nr. 2 sollte wie folgt gefasst werden:**

[...] im Fall der gesetzlichen Anordnung nach § 35 30 Monate und soweit es sich um eine Anlage nach § 39 Abs. 1 Satz 2 handelt 60 Monate nach der Bekanntgabe der Anordnung der gesetzlichen Reduktion durch die Bundesnetzagentur, oder [...]

§ 25 Verhältnis der Steinkohleausschreibung zur Kapazitätsreserve

- Versorgungssicherheit sollte nicht durch eine Ausweitung marktferner Reserven gewährleistet werden.

Nach dem vorliegenden Gesetzentwurf dürfen Steinkohleanlagen, die einen Zuschlag nach § 22 erhalten haben, künftig an Beschaffungsverfahren nach § 13e des Energiewirtschaftsgesetzes in Verbindung mit der Kapazitätsreserveverordnung teilnehmen.

In den Ausschreibungen droht dadurch eine Verzerrung der Auktion. Anlagenbetreiber, die auf einen zukünftigen regulierten Weiterbetrieb in der Kapazitätsreserve spekulieren, werden in den Ausschreibungen andere Stilllegungsprämien kalkulieren.

Nach § 50 Abs. 4 darf das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie darüber hinaus u. a. eine Anpassung der Kapazitätsreserve vornehmen, um eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu verhindern. Dieses Vorgehen beeinflusst den Strommarkt und verhindert eine marktgetriebene Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Höchstpreise am Energy-only-Markt, die notwendige Preissignale in Investitionen für Kraftwerke mit gesicherter Erzeugungsleistung anreizen könnten, werden durch große marktferne Kapazitätsreserven verhindert oder abgeschwächt.

Auch bleibt vor dem Hintergrund, dass für Anlagen in der Kapazitätsreserve zukünftig CO₂-Emissionsgrenzen gelten werden (vgl. Artikel 22 der EU-Verordnung 2019/943 sowie Ausführungen zu § 25 in der Begründung) unklar, weshalb Steinkohleanlagen überhaupt für das Beschaffungsverfahren für die Kapazitätsreserve zugelassen sein sollen, da sie die erforderliche CO₂-Emissionsgrenze von 550 g CO₂/kWh nur dann kombiniert einhalten können, wenn sie in KWK betrieben werden – was für Reserven aber sinnlos ist. Grundsätzlich ist fraglich, inwiefern sie die dafür notwendigen technischen Voraussetzungen erfüllen. Dies gilt auch für die erforderlichen kurzen Anfahrzeiten. Hier sollte eine Klarstellung erfolgen.

Teil 4 Gesetzliche Reduktion der Steinkohleverstromung

- Verbindliche Regelungen zur ordnungsrechtlichen Stilllegung nach dem Ausschreibungszeitraum müssen zeitnah getroffen werden.
- Für ordnungsrechtliche Stilllegungen müssen angemessene Entschädigungen gezahlt werden.
- Angemessene Berücksichtigung von Steinkohlekraftwerken der jüngsten Generation (Inbetriebnahme ab 2010).
- Der Ausschreibungszeitraum sollte bis mindestens 2030 verlängert werden.
- Es bedarf transparenter und einheitlicher Regelungen für die Altersreihung.

Die Stilllegungsregelungen für Braunkohleanlagen nach Teil 5 stellen eine nicht zu rechtfertigende Ungleichbehandlung von Stromerzeugern dar. Während die Braunkohlebetreiber eine auskömmliche Entschädigung erhalten, sollen alle Steinkohlekraftwerke, die nach 2026 noch im Betrieb sind, schrittweise ohne jeden Ausgleich – enteignungsgleich – stillgelegt werden können. Die zwischen Bundesregierung und Betreibern vereinbarte späte Abschaltung emissionsintensiver Braunkohlekraftwerke verstärkt den wirtschaftlichen Druck auf Steinkohlekraftwerke zusätzlich. Um diese – auch juristisch – fragwürdige Regelung, zumindest für die älteren Anlagen aufzuheben, sollten faire Ausschreibungsbedingungen für die Stilllegung von Steinkohlekraftwerken auf den Weg gebracht werden, die eine Laufzeit bis zum Jahr 2030 haben.

Eine entschädigungslose Stilllegungsanordnung für Steinkohlekraftwerke ab 2026 ist verfassungsrechtlich bedenklich. Es muss zumindest sichergestellt sein, dass die in berechtigtem Vertrauen auf eine Gesetzeslage getätigten Investitionen in - im Vergleich zu Braunkohlekraftwerken wesentlich klimafreundlichere – Steinkohlekraftwerke vollständig entschädigt werden. Durch die im Gesetzentwurf enthaltenen Regelungen dürfte dies nicht für jeden Fall sichergestellt sein.

Die Regelungen dürften daher eine unverhältnismäßige und damit verfassungswidrige Inhalts- und Schrankenbestimmung (Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG) darstellen. Zudem dürfte die ungleiche Behandlung von Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken gegen den Gleichbehandlungsgrundsatz nach Art. 3 GG verstoßen. Aus den Zielvorgaben des Gesetzentwurfs, „Emissionen zu reduzieren und dabei eine sichere, preisgünstige, effiziente und klimaverträgliche Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zu gewährleisten“, lässt sich eine Rechtfertigung für eine Ungleichbehandlung jedenfalls nicht ableiten. Insofern besteht hier dringender Nachbesserungsbedarf.

Bei der gesetzlichen Reduktion gemäß §§ 27 ff. muss deshalb in jedem Fall eine Regelung aufgenommen werden, mit der auch für die Stilllegung im Rahmen der gesetzlichen Reduktion nach den Ausschreibungen angemessene Entschädigungen gezahlt werden.

Diese sollte anhand einer Entschädigungsformel über einen definierten Zeitraum ermittelt werden (zum Beispiel analog der Vergütungsformel für die Sicherheitsbereitschaft von Braunkohleanlagen oder der Entschädigungsformel für stillzulegende Braunkohleanlagen, wie sie noch als alte Anlage 3 im Referentenentwurf vom 22. Januar 2020 für die Länder- und Verbändeanhörung enthalten war). Hierbei sollte die Entschädigung anhand transparenter Kriterien berechnet werden. Dies kann ggf. auch im Wege einer Rechtsverordnung erfolgen.

Einen Sonderfall stellen die Steinkohleanlagen jüngster Generation (Inbetriebnahme ab 2010 dar, die bei Stilllegung in der ersten Hälfte der 30er Jahre weniger als 20 Jahre in Betrieb gewesen sein werden und noch hohe Restbuchwerte aufweisen. Die Betreiberunternehmen – darunter viele kommunale – haben, mit ausdrücklicher Unterstützung der Politik, zwischen 2005 und 2010 hohe Summen in den Bau neuer Kohlekraftwerke investiert. Für den Fremdfinanzierungsanteil dieser Investitionssummen wurden – wie für Kraftwerksprojekte allgemein üblich – lange Finanzierungslaufzeiten vereinbart. In vielen Fällen wurden von Kraftwerksbetreibern langfristige Stromlieferverträge abgeschlossen, aus denen über die Kreditlaufzeit die Finanzierungskosten erwirtschaftet werden. Diese Verträge würden durch vorzeitige Stilllegung der neuesten Blöcke hinfällig.

Eine gesetzlich forcierte Stilllegung vor Ablauf des Refinanzierungszeitraums dieser Anlagen führt unmittelbar zu einer wirtschaftlichen Schieflage, da einerseits die Finanzierungen noch nicht abgeschlossen sind und andererseits keine Möglichkeit mehr besteht, das eingesetzte Kapital zurück zu verdienen. Die Folge sind sofortige Abschreibungsbedarfe in dreistelliger Millionenhöhe bei den Betreiberunternehmen.

Um die Entwertung dieser Investitionen zum Stilllegungszeitpunkt adäquat zu kompensieren, sollte bei vorzeitiger Stilllegung eine Entschädigung gezahlt werden, die sich an der Laufzeit der Anlagen im Verhältnis zu einer pauschalierten Investitionssumme für neue Steinkohlekraftwerke orientiert. Diese sind regelmäßig Grundlage der Finanzierungsplanung der Anlagen und stellen damit das Minimum einer notwendigen Entschädigung dar.

- **§ 27 sollte um folgenden neuen Absatz 3 ergänzt werden:**

Die Betreiber von Steinkohleanlagen sind im Falle der Anordnung der gesetzlichen Reduktion angemessen zu entschädigen. Die Bundesregierung wird ermächtigt, in einer Verordnung, die der Zustimmung von Bundestag und Bundesrat bedarf, Einzelheiten der Berechnung einer angemessenen Entschädigung zu regeln.

§ 31 Investitionen in Steinkohleanlagen

- Der Zeitraum der Berücksichtigung von Investitionen sollte vergrößert werden und vom 1. Januar 2005 bis zum 31. Dezember 2019 gelten.
- Die Definition des Investitionsbegriffs sollte konkretisiert werden.

Es ist zu begrüßen, dass Investitionen in Steinkohleanlagen nach § 31 durch eine Anpassung des Datums der Inbetriebnahme (auf Grundlage des korrigierten Investitionswertes) berücksichtigt werden. Nach der Liberalisierung des Strommarktes werden im Kraftwerksbereich aus rationalen Gesichtspunkten nur Investitionen getätigt, wenn eine Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Dies ist insbesondere bei großen Investitionen nur mit langen Planungs- und Betrachtungshorizonten vereinbar, was wiederum ein gewisses Vertrauen in die Rahmenbedingungen erfordert. Insofern begrüßen wir es, dass nach § 31 bereits getätigte Investitionen einen Aufschub in der Stilllegungsreihenfolge bewirken können. Um die Verluste aus getätigten Investitionen möglichst gering zu halten, sollte die Zeitspanne nach § 31 Abs. 1 allerdings dahingehend vergrößert werden, dass alle Investitionen innerhalb der 15-jährigen Abschreibungsdauer nach § 31 Abs. 3 berücksichtigt werden können. Der Zeitraum in Absatz 1 sollte deswegen zu „zwischen dem 1. Januar **2005** und dem 31. Dezember 2019“ geändert werden.

Dennoch ist es aus Sicht des VKU notwendig, dass der Investitionsbegriff im Gesetzestext nachgeschärft wird. In der jetzigen Formulierung wird pauschal auf den Restbuchwert der Investition abgestellt. Dabei kann es sich prinzipiell um jede Investition handeln, die in der Bilanz des Betreibers der Steinkohleanlage als Anlagevermögen aktiviert worden ist.

Lediglich in der Begründung findet sich der Hinweis, dass die in Anrechnung gebrachte Maßnahme eine wesentliche Verbesserung gegenüber dem ursprünglichen Zustand der Anlage herbeigeführt haben muss. Die Klarstellung, dass es sich um eine effizienzsteigernde Maßnahme handeln muss, sollte im Gesetzestext erfolgen.

Nach § 33 soll die gesetzliche Reduktion nach einer kombinierten Altersreihung erfolgen, die einerseits das Anlagenalter und andererseits die Systemrelevanz der Kraftwerke berücksichtigt. Zwingend zu klären ist, wie dabei KWK-Anlagen mit bestehenden Wärmelieferverpflichtungen berücksichtigt werden. Für Kraftwerke der jüngsten Generation ist darüber hinaus zu beachten, dass die Inbetriebnahmezeitpunkte sehr nah beieinanderliegen. Während die Inbetriebnahmen damit teilweise nur wenige Monate auseinanderliegen, könnte sich der Zeitpunkt der Stilllegung auf Basis der Altersreihung ggf. um mehrere Jahre unterscheiden. Eine Stilllegungsreihenfolge allein anhand des Inbetriebnahmedatums erscheint somit nicht sachgerecht.

Über den Aspekt der Systemrelevanz kommt es darüber hinaus zu einer weiteren Verzerrung, die allein durch die Position im Netz bestimmt ist.

Dabei geht aus der Regelung nicht eindeutig hervor, ob bei Aussetzung der gesetzlichen Reduktion für einen einzelnen, systemrelevanten Block der nächstältere Block in der altersgereihten Kraftwerkliste gesetzlich zur Stilllegung gezwungen wird. Hier sollte eine Klarstellung erfolgen.

- **§ 31 Abs. 1 sollte wie folgt gefasst werden:**

Die Bundesnetzagentur berücksichtigt bei der Erstellung der Reihung nach § 29 Investitionen in eine Steinkohleanlage, die der Effizienz- oder Flexibilitätssteigerung dienen und deren Umfang in einem Wirtschaftsprüferat nachgewiesen worden ist und die im Zeitraum zwischen dem 1. Januar 2010 2005 und dem 31. Dezember 2019 nach den Bestimmungen des Handelsgesetzbuchs in der Bilanz des Anlagenbetreibers als Anlagevermögen aktiviert worden sind.

§ 49 Regelmäßige Überprüfung der Maßnahme

Zum festgelegten Stichtag (bzw. innerhalb einer festgelegten Frist) sollten die Ergebnisse der Überprüfung veröffentlicht werden.

§ 50 Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems und preisgünstige Versorgung mit Elektrizität

Es ist positiv und unterstützenswert, dass die Versorgungssicherheit zukünftig eine stärkere gesetzliche Verankerung erfahren soll. Die Berücksichtigung von besonderen historischen Wetter- und Lastjahren beim Versorgungssicherheits-Monitoring, die wesentliche Elemente eines von der KWSB empfohlenen, risikoorientierten Stresstests für die Versorgungssicherheit darstellen (Artikel 3 neuer Absatz 4a in § 51 EnWG), begrüßt der VKU ausdrücklich.

Es ist jedoch als kritisch zu erachten, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie nicht nur im Fall einer Gefährdung der Versorgungssicherheit Eingriffsmöglichkeiten in die Ausschreibungsmenge haben soll, sondern auch im Fall von hohen Strompreisen. Sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Preiswürdigkeit müssen in diesem Zusammenhang klarer und gesetzlich definiert werden, um willkürliches Vorgehen auszuschließen.

Artikel 6 Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes

Vorbemerkung

Um der KWK und ihrer Wärmeinfrastruktur die Rolle zukommen zu lassen, die ihr auch von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB) und der Fachwelt zugedacht wird, sehen wir noch erheblichen Handlungsbedarf im KWKG, um dieses tatsächlich zukunftsfest aufzustellen.

Mit den Regelungsvorschlägen des Gesetzentwurfs jenseits des Kohleersatzbonus wird im Großen und Ganzen ein Schritt in die richtige Richtung unternommen, auch wenn zahlreiche Detailregelungen weiter kritisch zu betrachten sind. Wir hätten es als hilfreich empfunden, den sehr konstruktiven Diskussionsprozess zur Zukunft der KWK fortzuführen und eine umfassende Reform des KWKG gründlich vorzubereiten. Das BMWi hat nun jedoch angekündigt, das KWKG in dieser Legislaturperiode nicht mehr – wie ursprünglich vorgesehen – umfassend novellieren zu wollen.

Vor dem Hintergrund des erforderlichen Ausbaus der KWK und der Wärmenetze und angesichts der mehrjährigen Realisierungszeiträume für die Umsetzung von Investitionsplänen ist es zwingend erforderlich, nachfolgende Regelungen in das Kohleausstiegsgesetz aufzunehmen bzw. die bereits enthaltenen Regelungen zu optimieren.

Zugleich ist weiterhin die Frage nach der **beihilferechtlichen Kategorisierung** des KWKG zwischen Bundesregierung und Kommission nicht geklärt. Eine beihilferechtliche Genehmigung liegt nur für Projekte, die bis Ende 2022 ans Netz gehen, vor. Es wäre zu begrüßen, wenn die Bundesregierung eine dauerhafte und belastbare Regelung findet, die es auch der EU-Kommission ermöglichen würde, das KWKG nicht mehr als Beihilfe anzusehen. Daher plädiert der VKU entschieden dafür, eine abschließende Einigung mit der EU-Kommission herbeizuführen, um die Gefahr der Rückforderung auszuschließen. Deshalb sollten die Gespräche mit der EU-Kommission mit Nachdruck geführt und über die Ergebnisse Transparenz hergestellt werden.

Alle Mittel der Bundesregierung zur Schaffung und Erhöhung von Investitionssicherheit sollten ausgeschöpft werden, um den gewünschten Umbau der Energieversorgung zuverlässig und versorgungssichernd mit Blick auf die Wärme- und die Stromversorgung zu erreichen.

Die Investitionssicherheit im Blick ist es als kritisch zu bewerten, dass durch das **Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)** nachträglich in die Wirtschaftlichkeit der politisch gewollten KWK-Anlagen, die nicht durch den europäischen Emissionshandel erfasst sind, eingegriffen wird. Auch die Wettbewerbssituation von neuen KWK-Anlagen verschlechtert sich gegenüber Heizkesseln erheblich.

Grund hierfür ist, dass die Belastung durch das BEHG für KWK-Anlagen gegenüber reinen Wärmeerzeugern ungleich höher ist.

Für die Bereitstellung der identischen Wärmemenge weisen sie aufgrund der zusätzlichen Stromerzeugung – obwohl diese hocheffizient erfolgt – einen höheren Brennstoffverbrauch auf, der durch das BEHG belastet wird. Entsprechend besteht zu Lasten des Klimaschutzes die Gefahr, dass vermehrt Kesselwärme KWK-Wärme verdrängt und die Realisierung von neuen KWK-Anlagen zusätzlich gehemmt wird.

Die zusätzlichen Belastungen durch das BEHG auf die Stromproduktion können die KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung nicht weitergeben, da sie nicht preissetzend an der Strombörse sind. Entsprechend gibt es auch hier keine Lenkungswirkung. Betroffen sind insbesondere KWK-Anlagen, die in den letzten Jahren einen Zuschlag in den Ausschreibungen erhalten haben. Es besteht Gefahr, dass gewonnene Gebote trotz Pönalisierung zurückgegeben werden und der Ausbau der KWK auch dadurch weiterhin stockt.

Folglich sollte in das BEHG oder eine zugehörige Rechtsverordnung ein Ausgleich für die Belastungen auf den KWK-Strom eingeführt werden, z. B. über eine kostenlose Zuteilung von Zertifikaten wie im europäischen Emissionshandel oder ggf. über eine Reduzierung der Zertifikatskosten (Abschlag).

Ferner ist es als kritisch zu bewerten, dass der Anschluss an Wärmenetze im Rahmen der durch das Klimakabinett neu eingeführten, öffentlichkeitswirksamen **Ölaustauschprämie** nicht gefördert wird. Zwar wird dies über KfW-Programme gefördert, jedoch zu deutlich schlechteren Konditionen. Somit ist ein grundlegend falsches Signal in den Markt gegeben worden. Dies kann nur zum Teil durch die in Aussicht gestellte Förderung im Rahmen der neuen „**Bundesförderung für effiziente Gebäude**“ geheilt werden, da es frühestens 2021 startet und nur auf nicht-öffentliche Wärmenetze (sog. Gebäudenetze) ausgerichtet ist. Bis zum Inkrafttreten der BEG sowie der bislang nur angekündigten „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ sind Wärmenetze demnach gegenüber der Objektversorgung weiterhin grundsätzlich im Nachteil.

Die „**Bundesförderung effiziente Wärmenetze**“ zur Verbesserung der Förderbedingungen für Wärmenetze und erneuerbare Fernwärmetechnologien, in die durch die Branche große Erwartungen gesetzt werden, sollte nun schnell auf den Weg gebracht werden.

Die Kernforderungen des VKU zum KWKG lassen sich in drei Bereiche gliedern:

- **Energieversorgungssystem stabil halten und weiter flexibilisieren:** Ausbau und Modernisierung von KWK-Anlagen über eine attraktive Grundvergütung anstoßen. Ausgleichend ist eine moderate Begrenzung der förderfähigen Stunden tragbar (§ 7 Abs. 1, § 8 Abs. 4; Details s. I.2., II.8.).
- **Wärmeerzeugung transformieren:** Erneuerbare und klimafreundliche Wärmeerzeugung mittels einer sachgerechten Ausgestaltung der vorgesehenen Boni anreizen (§§ 7a, 7b, 7c; Details s. II.5.-7.).

- **Wärmewende mit Wärmenetzen voranbringen:** Wärmenetzsysteme durch auskömmliche Förderkonditionen erheblich neu- und ausbauen sowie schrittweise transformieren und weiterhin flexible Kombinationen von Wärmequellen ermöglichen (§§ 18-23; Details s. I.5., I.6., II.9.).

Dies vorweggeschickt, möchten wir unter

- I. Regelungen, die bislang nicht im Gesetzentwurf enthalten, jedoch dringend erforderlich sind, vorschlagen und
- II. zu den bereits angelegten Regelungen, bei denen Nachbesserungsbedarf besteht, im Einzelnen zu Artikel 6 wie folgt Stellung nehmen:

I. Regelungen, die bislang nicht im Gesetzentwurf des Kohleausstiegsgesetzes enthalten sind

1. KWK-Ausbauziel, § 1 Absatz 1 KWKG-Entwurf

- Das KWK-Ausbauziel sollte auf 150 Terawattstunden im Jahr 2030 angehoben werden, um klare Investitionssignale zu setzen.

Das derzeitige KWK-Ausbauziel dürfte zeitnah erreicht werden. Vor diesem Hintergrund sollte mit einem KWK-Ausbauziel für 2030 sichergestellt werden, dass der wesentliche Teil der Residuallast durch die klimaschützende KWK gesichert wird.

Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit ist ein erheblicher Ausbau der effizienten und klimafreundlichen KWK notwendig. Dies belegen beispielsweise Gutachten von r2b consulting und BDI¹. Die Festlegung eines KWK-Ausbauziels für 2030 setzt klare Investitionssignale. Der VKU plädiert daher dafür, das ausgegebene KWK-Ausbauziel auf 150 Terawattstunden im Jahr 2030 anzuheben.

Die Erhöhung des strommengenbasierten KWK-Ausbauziels geht einher mit einer gesteigerten Fernwärmeauskopplung aus großen KWK-Anlagen. Diese verdrängt teilweise gebäudeintegrierte Wärmeversorgung. Als Folge kommt es zu einer Verschiebung der zugehörigen Treibhausgasemissionen vom Gebäudesektor, der der EU-Lastenteilungsverordnung unterliegt, in den Energiewirtschaftssektor. Dies gilt insbesondere für die Systeme mit mehr als 20 MW Feuerungswärmeleistung, da diese Anlagen ETS-pflichtig sind. Im Ergebnis schafft ein erhöhtes KWK-Ausbauziel die Grundlage für die finanzielle Entlastung der deutschen Haushalte durch die Vermeidung von Strafzahlungen aufgrund verfehlter THG-Emissionsminderungen im Gebäudesektor.

Bewertung der Stellungnahme des Bundesrates und der Gegenäußerung der Bundesregierung: Der VKU begrüßt, dass der Bundesrat eine Erweiterung des KWK-Ausbauziels bis zum Jahr 2030 fordert. Wir teilen nicht die Einschätzung der Bundesregierung, dass ein Ausbauziel keine Verbesserung hinsichtlich der Planungs- und Investitionssicherheit schafft, da ein Ausbauziel ein klares Signal an die Branche darstellt.

Mittelfristig sollte für das KWK-Ausbauziel vor dem Hintergrund der zunehmenden Sektorenkopplung und sich des daraus ergebenden Anstiegs des Strombedarfs ein Bezug zum Strombedarf gewählt werden, um einen möglichst hohen Anteil der klimaschützenden KWK am Residualstrombedarf sicherzustellen.

¹ r2b energy consulting (2019) beziffert den Zubau von Erdgas-KWK-Kapazitäten bis 2030 auf 17 GW. BDI (2018) nennt für den Zubau installierter gasbasierter Kraftwerksleistung eine Bandbreite von 25 bis 31 GW bis 2030.

Der VKU spricht sich dafür aus, dass die KWK als hocheffiziente und flexibel steuerbare Technologie unterstützend zum Ausbau der EE und begleitend zum Kohleausstieg mittelfristig den wesentlichen Teil der Residuallast abdeckt.

- **§ 1 Absatz 1 KWKG wird wie folgt geändert:**

Dieses Gesetz dient der Erhöhung der Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf 110 Terawattstunden bis zum Jahr 2020 sowie auf ~~120~~ 150 Terawattstunden bis zum Jahr ~~2025~~ 2030 im Interesse der Energieeinsparung sowie des Umwelt- und Klimaschutzes.

2. Grundvergütung für KWK-Anlagen, § 7 Abs. 1 KWKG-Entwurf

- Für neue, modernisierte und nachgerüstete KWK-Anlagen in der allgemeinen Versorgung außerhalb des Ausschreibungssegments sollten die Zuschläge für alle Anlagenklassen spätestens ab dem 1. Januar 2023 um 1 ct/kWh erhöht werden, um den Ausbau der KWK trotz veränderter Rahmenbedingungen zu ermöglichen und damit die Stabilität des Energieversorgungssystems auch zukünftig zu erhalten.

Mit einer Erhöhung der Grundvergütung wird der Ausbau der KWK trotz veränderter energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen ermöglicht. Dass dies dringend erforderlich ist, belegen mehrere Gutachten, u. a. Berechnungen von r2b consulting vor dem Hintergrund des Monitoringberichts zur Versorgungssicherheit des BMWi.²

Mit dem Ausbau der KWK wird die Grundlage gelegt, die Klimaschutzziele zu erreichen und zugleich eine sichere und sozialverträgliche Versorgung mit Strom und Wärme in einem Energiesystem mit hohem Anteil volatiler erneuerbarer Erzeugung sowie entsprechend sinkenden Einsatzzeiten der KWK-Anlagen (sofern kein Entsorgungsauftrag vorliegt) zu gewährleisten.

Der grundsätzliche Bedarf einer auskömmlicheren Grundvergütung kann unter anderem an den seit 2017 stark rückläufigen Zulassungen von KWK-Anlagen abgelesen werden.³ Dies kann u. a. auf die sehr niedrige Projektrendite für KWK-Neubauanlagen zurückgeführt werden. Hinzutreten Unsicherheiten im Marktumfeld, die es Marktakteuren erschweren, langfristige Investitionsentscheidungen zu treffen.

² ebd.

³ Vgl. BAFA-Statistik, Stand 31.12.2019

Der aktuelle KWK-Evaluierungsbericht weist für die relevanten Modellanlagen Projektrenditen aus, die deutlich unterhalb der zumeist in der allgemeinen Versorgung geforderten Renditeerwartungen liegen.⁴ Die erforderliche Ausbaudynamik kann sich entsprechend nicht entfalten. Dennoch wird mit dem vorliegenden Gesetzentwurf eine Anpassung der seit 2016 unveränderten Fördersätze unterlassen. Erschwerend kommt hinzu, dass die Realisierungskosten, insbesondere die Herstellerpreise und Baukosten für Anlagen der allgemeinen Versorgung, gegenüber den Annahmen der Gutachter aus 2017 deutlich gestiegen sind.

Zur Frage des Fördersatzes gehört auch die Frage der Auszahlungsmodalitäten. Diese sollten zusammen, u. a. unter Berücksichtigung der technischen Lebensdauer, behandelt werden. Aus beiden Komponenten resultiert der für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wesentliche Förderbetrag. Die derzeitig beabsichtigte Begrenzung der jährlichen Förderstunden auf 3.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr gemäß § 8 KWKG bedingt entsprechend ebenso eine Erhöhung des Fördersatzes, um eine Schlechterstellung zu vermeiden.

Im Ergebnis bedarf es, um zumindest die gestiegenen Realisierungskosten als auch die vorgesehene Begrenzung der Auszahlung der KWK-Förderung zu adressieren, einer Anhebung der Grundvergütung mit dem vorliegenden Gesetz.

KWK-Neubauanlagen müssen zudem ab 2023 auf eine wesentliche Erlös Komponente verzichten. Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, erhalten keine vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) mehr. Um trotzdem wirtschaftlich tragfähige Projekte realisieren zu können, bedarf es einer erhöhten Grundvergütung ab dem 1. Januar 2023.

Die veränderten Rahmenbedingungen sind auch an den Ausschreibungsergebnissen ablesbar. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert stieg innerhalb von zwei Jahren von 4,05 ct/kWh auf 5,12 Cent/kWh. Damit liegen die Zuschlagswerte deutlich über dem seit 2016 unveränderten gesetzlichen KWK-Zuschlag von 3,1 Cent/kWh, respektive inklusive ETS-Bonus bei 3,4 ct/kWh.

Der VKU plädiert abschließend dafür, die Zuschläge für neue, modernisierte und nachgerüstete KWK-Anlagen in der allgemeinen Versorgung außerhalb des Ausschreibungssegments (KWK-Anlagen kleiner 1 MW und größer 50 MW) für alle Anlagenklassen **um 1 ct/kWh ab dem 1. Januar 2023** zu erhöhen. Damit wird den wegfallenden vermiedenen Netznutzungsentgelten und den gestiegenen Realisierungskosten, die bereits heute den KWK-Ausbau hemmen, wirksam begegnet.

⁴ Die Projektrenditen des GuD 2 (100 MW) und GuD 3 (200 MW) betragen 1,5 % bzw. 4 % (Amortisationsdauer von 25 Jahren und mehr). Sie liegen damit deutlich unter den im Bericht genannten Renditeanforderungen von 6 bis 8 Prozent (Amortisationsdauern von 13 bis 17 Jahren, verbunden mit entsprechenden Risiken) Vgl. KWK-Evaluierungsbericht 2019, S. 83

Aufgrund der veränderten Rahmenbedingen bedarf es zudem einer Anpassung des Höchstpreises für die KWK-Ausschreibungen (s. Anmerkungen zu Artikel 7).

Im Vergleich zu den hohen Stilllegungsprämien, welche für die Braunkohle veranschlagt werden, können durch eine Anhebung der KWK-Grundvergütung mit einem vergleichsweise kleinen Budget Anreize gesetzt werden, den Marktanteil klimafreundlicher Technologien zu steigern.

- **In § 7 KWKG wird ein neuer Absatz eingefügt:**

Der Zuschlag für KWK-Strom nach Absatz 1 erhöht sich um weitere 1,0 Cent je Kilowattstunde für KWK-Anlagen, die nach dem 31.12.2022 in Dauerbetrieb genommen werden.

3. Ausschreibungsvolumen, § 8c KWKG-Entwurf

- Das jährliche Ausschreibungsvolumen sollte von 200 MW auf mindestens 800 MW erhöht werden, damit die KWK ihren Beitrag zur Stabilisierung des zukünftigen Energieversorgungssystems leisten kann. Die Anhebung könnte zur Sicherstellung eines ausreichenden Wettbewerbs schrittweise erfolgen.

Auch dieses Mal möchten wir voranstellen, dass uns das Ausschreibungssystem bei der KWK nicht als ein geeignetes Modell erscheint, um die Ausbauziele möglichst kosteneffizient zu erreichen.⁵

Wie die Analysen im KWK-Evaluierungsbericht zeigen⁶, werden durch das bestehende Fördersystem mit einer fixen Marktprämie sehr gute Wirkungen erzielt, die teils gleichwertig zu Ausschreibungen, teils sogar flexibler sind. Daher könnten die Ausschreibungen im KWKG auf mittelfristige Sicht vollständig abgeschafft werden. Zumal entfällt der Grund für ihre Einführung, eine Auflage zur EU-beihilferechtlichen Genehmigung, sofern das KWKG auch nicht mehr durch die EU-Kommission als Beihilfe gewertet wird.

Abgesehen von dieser grundsätzlichen Thematik, ist die Begrenzung der jährlichen Ausschreibungsmenge auf 200 MW einer der limitierenden Faktoren für den KWK-Ausbau. Dieser Zubau ist erforderlich, um das Energiesystem auch bei hohen Anteilen fluktuierender EE-Stromerzeugung zu stabilisieren. Daher sollte die Ausschreibungsmenge angehoben werden. Wird der in den r2b-Analysen ausgewiesene Zubau von 17 GW bis 2030, d. h. 1,7 GW pro Jahr, und der durchschnittliche Anteil des Ausschreibungssegments an dem gesamten KWK-Zubau von 2009 bis 2016, der rund 36 Prozent beträgt, zugrunde gelegt, ergibt sich eine zuzubauende Leistung von 612 MW pro Jahr. Da zukünftig mit einer stärkeren Dezentralisierung und steigendem Strombedarf zu rechnen ist, ist von einem erhöhten Bedarf an Anlagen im Ausschreibungssegment auszugehen.

⁵ Vgl. VKU-Stellungnahme zum Bericht zur Evaluierung der KWK, S. 25 f.

⁶ Vgl. Prognos et al. (2019): Evaluierung der KWK, S. 181 f. und 199 ff.

Im Ergebnis erscheint eine Erhöhung der Ausschreibungsmenge auf mindestens 800 MW pro Jahr angezeigt. Diese könnte zur Sicherstellung eines ausreichenden Wettbewerbs schrittweise erfolgen.

Neben der Volumenerhöhung bedarf es auch der Anpassung des Höchstpreises, wie in den Anmerkungen zu Artikel 7 beschrieben wird.

- **§ 8c Satz 1 sollte wie folgt gefasst werden:**

Das Ausschreibungsvolumen für die Ausschreibungen nach den §§ 8a und 8b beträgt pro Kalenderjahr ~~200~~ 800 Megawatt elektrische KWK-Leistung.

4. Fördergegenstand und Zulassung von Wärmenetzen, § 18 Abs. 4 und § 20 Abs. 2 und 3 KWKG-Entwurf

- Netzmaßnahmen zur Anbindung von erneuerbaren Wärmeerzeugungsanlagen an bestehende Wärmenetze und damit oftmals einhergehende Maßnahmen zur Anpassung des Temperaturniveaus sollten förderfähig sein, um die Transformation der Wärmenetze voranzutreiben.
- Die Nachweisfrist für das Effizienzkriterium und die Abgabefrist für Förderanträge sollte verlängert werden.

Um Wärmenetze fit für die Wärmewende zu machen, müssen sie modernisiert und so umgebaut werden, dass sie für die Einspeisung erneuerbarer Energien und Abwärme noch besser geeignet sind.

Im Fokus stehen dabei häufig die Anpassung des Temperaturniveaus im Wärmenetz – sofern dies erforderlich ist – und die Umstellung des Wärmenetzes von Dampf auf Heißwasser. Darüber hinaus muss die Wärmenetzinfrastruktur an neue Erzeugungsströme angepasst werden. Die Umbaumaßnahmen umfassen insbesondere Netzverstärkungen, Verbindungstrassen und den Anschluss dezentral gelegener Standorte mit EE- und Abwärmepotentialen über Transportnetze.

Netzmaßnahmen zur Anbindung von erneuerbaren Wärmeerzeugungsanlagen an bestehende Wärmenetze sind derzeit nicht durch § 18 Abs. 4 KWKG förderfähig. Dies behindert die Wärmewende.

Zudem sollten Maßnahmen zur Absenkung der Netztemperatur und zur Umsetzung technischer Veränderungen in Heißwassernetzen – z. B. der Austausch der Hausanschluss- oder Hausübergabestationen – zukünftig über die Netzförderung (§§ 18-21) gefördert werden, solange keine wirksamen Anreize über das bislang nur angekündigte Modul der „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ zur Bestandstransformation existieren.

Ferner ist die Umstellung von Heißdampf auf Heißwasser derzeit nur förderfähig, insofern eine Erhöhung der Transportkapazität erfolgt. Durch die reine Netzumstellung erfolgt jedoch keine Erhöhung der Transportkapazität. Die Forderung wirkt somit hemmend in Bezug auf die Netzumstellung. Eine Förderung von Maßnahmen zur Dampfnetzumstellung ist erforderlich, da diese Projekte hohe Netzumstellkosten verursachen und in den meisten Fällen wirtschaftlich nicht darstellbar sind. Derartige Netzumstellungen sind zwingend erforderlich für eine zukunftsfähige ökologische Fernwärmeversorgung. Deshalb sollte der zweite Halbsatz in § 18 Abs. 4 Nr. 4 KWKG gestrichen werden.

Bewertung der Stellungnahme des Bundesrates und der Gegenäußerung der Bundesregierung: Wir begrüßen, dass sich der Bundesrat für die Streichung der Bedingung ausspricht. Die Bundesregierung verweist darauf, dass der Umbau von Bestandsnetzen zukünftig über die Bundesförderung effiziente Wärmenetze gefördert werden soll. Aus Sicht des VKU steht dem jedoch nicht eine Förderung über das KWKG entgegen, zumal es sich nur um eine minimale Anpassung eines bestehenden Fördertatbestands handelt und vom besagten Förderprogramm weder Details noch der Startzeitpunkt bekannt sind.

Darüber hinaus ist eine Verlängerung der Nachweisfrist in § 20 Abs. 2 für das Effizienzkriterium gemäß § 18 Abs. 1 Nr. 2 um zwei Jahre auf künftig 60 Monate (statt bisher 36 Monate) sowie eine Verlängerung der Abgabefrist für die Förderanträge Netzausbau in § 20 Abs. 3 um 6 Monate (d. h. Abgabefrist künftig bis zum Jahresende des Folgejahres nach Inbetriebnahme) erforderlich.

- **§ 18 Abs. 4 sollte um folgende neue Nummern 5 und 6 ergänzt werden:**
 5. Netzmaßnahmen zur Anbindung von erneuerbaren Wärmeerzeugungsanlagen und Abwärmequellen an bestehende Wärmenetze
 6. Netzmaßnahmen zur bedarfsgerechten Anpassung des Temperaturniveaus im Teil- bzw. Gesamtnetz und zur Umsetzung technischer Veränderungen in Heißwassernetzen
- **§ 18 Abs. 4 Nr. 4 sollte wie folgt gefasst werden:**

[Dem zuschlagberechtigten Ausbau eines Wärmenetzes gleichgestellt sind]

 4. der Umbau der bestehenden Wärmenetze für die Umstellung von Heißdampf auf Heißwasser, ~~sofern dies zu einer Erhöhung der transportierbaren Wärmemenge um mindestens 50 Prozent im betreffenden Trassenabschnitt führt.~~
- **§ 20 Abs. 2 Satz 2 sollte wie folgt gefasst werden:**

Liegen im Zeitpunkt der Antragstellung noch keine gemessenen Werte vor, so genügen vorläufig prognostizierte Werte, sofern der Nachweis nach Ablauf von ~~36~~ 60 Monaten anhand von gemessenen Werten nachgereicht wird.

- **§ 20 Abs. 3 Satz 1 sollte wie folgt gefasst werden:**

Der Antrag auf Zulassung ist nach der Inbetriebnahme des neuen oder ausgebauten Wärmenetzes bis zum ~~1. Juli~~ Ende des Kalenderjahres zu stellen, das auf die Inbetriebnahme folgt.

5. Fördersatz für Wärmenetze und Wärmespeicher, § 19 Abs. 1 und §23 Abs. 1 KWKG-Entwurf

- Der Fördersatz von Wärmenetzen und Wärmespeichern sollte auf 50 Prozent erhöht werden, um die politisch gewollte Ausbaudynamik zu entfalten.
- Das maximale Fördervolumen pro Projekt sollte aus den gleichen Gründen verdoppelt werden.

Wir begrüßen ausdrücklich, dass die Förderung für Wärmenetze nun unabhängig von dem Durchmesser ausgestaltet und die förderfähigen Investitionskosten auch bei einem höheren Durchmesser von 30 auf 40 Prozent erhöht werden sollen. Dies trägt auch der Tatsache Rechnung, dass z. B. die Umstellung auf niedrigere Netztemperaturen größere Durchmesser zwingend erfordert.

Die Erhöhung ist jedoch zu gering, um die politisch gewollte Ausbaudynamik zu entfalten. Diese ist jedoch zur Erreichung der Klimaschutzziele im Gebäudebereich zwingend erforderlich. Denn: Wärmenetze bieten die einzige Möglichkeit, erneuerbare Energien und Abwärme im großen Stil in die Wärmeversorgung von Ballungsräumen zu integrieren. Wärmenetze sind daher weder per se als fossile noch per se als erneuerbare Infrastruktur zu begreifen. Sie sind unabdingbar, da durch Integration unterschiedlicher CO₂-armer Wärmequellen eine schrittweise Dekarbonisierung der Wärmeversorgung möglich ist, was bei gebäudeweiser Versorgung nicht zu realisieren wäre.

Mit den bisherigen Fördersätzen wurden im Wesentlichen seit 2008 nur Nachverdichtungen und geringfügige Erweiterungen (Arrondierung) in bestehenden Fernwärmestrukturen angereizt. Tatsächlich neugebaut wurden nur kleine Wärmenetze. Auch das Förderprogramm „Wärmenetze 4.0“, nun ein weiteres Modul der „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“, hat trotz Förderquoten von 40 bis 50 Prozent seit 2017 nur zu einer Handvoll Umsetzungsvorhaben geführt.

Zur Erreichung der Klimaschutzziele ist jedoch ein erheblicher Neu- und Ausbau auch großer Wärmenetze erforderlich. Um das Wärmenetzpotenzial zu erschließen, ist ein zusätzlicher Netzausbau von 85.000 km bis zum Jahr 2030 notwendig.

Dies stellt eine Steigerung um den Faktor 6 bis 7 gegenüber dem bestehenden Netzausbau dar.⁷ Selbst eine Verdoppelung von 25.000 km auf 50.000 km macht einen massiven Neu- und Ausbau der Wärmenetze erforderlich.

Dies geht mit hohem betriebswirtschaftlichem Risiko für die kommunalen Wärmenetzbetreiber einher. Es handelt sich um langfristige Investitionen, die sich erst in Jahrzehnten amortisieren. Die Wirtschaftlichkeit hängt maßgeblich davon ab, wie schnell die neuen Netze gebaut und die neuen Kunden in langfristig ausreichender Anzahl (Leistung/Wärmemenge) – mit Wärme beliefert werden können. Auch vor dem Hintergrund zunehmender Eingriffe der Politik in den Wärmemarkt steigen für kommunale Unternehmen die Risiken zu investieren.

Hieraus ergibt sich, dass ein wirksamer Anreiz zum Neu- und Ausbau der Wärmenetze und zur Erschließung benötigter Wärmequellen in den Kommunen nur entstehen kann, wenn die höheren Risiken über eine Förderquote von mindestens 50 Prozent minimiert werden können. Entsprechend bedarf es einer Erhöhung der Wärmenetzförderung auf 50 Prozent in § 19 Abs. 1.

Wärmespeicher stellen eine wichtige Flexibilitätsoption für Wärmeerzeuger dar. Um die politisch geforderte Flexibilisierung – intendiert u. a. über die Begrenzung der Anlagenförderstunden – zu verstärken, sollte analog zur Wärmenetzförderung auch die Förderung der Wärmespeicher auf 50 Prozent in § 23 Abs. 1 erhöht werden.

Angesichts weiterer Programme zur Förderung leitungsgebundener Wärmeversorgungskonzepte erscheint ein Fördersatz von mindestens 50 Prozent angemessen. Beispielsweise lagen die Fördersätze der Programme ZIP 1 und 2 in den 70er und 80er Jahren, die nach der Ölkrise den Wärmenetzausbau vorantrieben, zwischen 50 und 70 Prozent. Auch das derzeit in Entwicklung befindliche Modul der „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“ zur Bestandstransformation sieht Fördersätze von deutlich mehr als 50 Prozent vor.

Das maximale Fördervolumen von derzeit 20 Mio. Euro pro Projekt bei Wärmenetzen (§ 19 Abs. 1) und 10 Mio. Euro pro Projekt bei Wärmespeichern (§ 23 Abs. 1) gilt es zu verdoppeln. Insbesondere die Umsetzung größerer Netzprojekte könnten an dieser Hürde scheitern. Zum Beispiel ist die Zusammenlegung von mehreren Netzen, welches u. a. einen flexibleren Anlagenbetrieb erlaubt, sehr kostenintensiv.

Auf mittlere Sicht erscheint es sinnvoll, die projektbezogene Begrenzung vollständig zu streichen, da Anlagen, Netze und Speicher im Rahmen einer zukünftig anzustrebenden Systemförderung noch stärker zusammenwachsen. Das Finanzierungsbudget für das KWKG als Ganzes erscheint als Regulatorisch ausreichend.

⁷ Vgl. Fraunhofer IEE (2019): ENTWICKLUNG DER GEBÄUDEWÄRME UND RÜCKKOPPLUNG MIT DEM ENERGIESYSTEM IN -95 % THG-KLIMAZIELSZENARIEN, S. 96

Im Bereich Wärmenetzförderung fordert der VKU zudem, dass es bei dem Mindestanteil einer Kombination aus KWK-Wärme, EE-Wärme und Abwärme in Wärmenetzen bei einem Gleichlauf zwischen europäischer und nationaler Rechtsetzung bleibt (§ 18 Abs. 1). Die beabsichtigte Erhöhung des Mindestanteils von 50 auf 75 Prozent lehnen wir daher entschieden ab, wie wir im Abschnitt zu den im Gesetzentwurf angelegten Regelungen ausführen.

- **§ 19 Absatz 1 Satz 2 und 3 sollte durch folgenden Satz ersetzt werden:**
Der Zuschlag beträgt ~~40~~ 50 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten des Neu- oder Ausbaus.
- **§ 19 Absatz 1 letzter Satz sollte wie folgt gefasst werden:**
Der Zuschlag darf insgesamt ~~20~~ 40 Millionen Euro je Projekt nicht überschreiten.
- **§ 23 Absatz 1 Satz 2 und 3 sollte durch folgenden Satz ersetzt werden:**
Der Zuschlag beträgt 50 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten des Neu- oder Ausbaus.
- **§ 23 Absatz 1 Satz 3 (in der geltenden Fassung Satz 4) sollte wie folgt gefasst werden:**
Der Zuschlag nach Satz 1 darf insgesamt ~~10~~ 20 Millionen Euro je Projekt nicht überschreiten.

6. Finanzierungsbudget des KWKG, § 29 KWKG-Entwurf

- Der Grenzwert für die maximal zulässige Summe der Zuschlagszahlungen sollte von 1,5 auf 2,5 Mrd. Euro pro Jahr erhöht werden, um die Gefahr eines Abrisses des Ausbaus der KWK und Wärmenetze aufgrund fehlender Fördermittel zu vermeiden.

Das jährliche Finanzierungsbudget des KWKG von 1,5 Mrd. Euro pro Jahr ist für die Transformation der Wärmeversorgung, die zur Erreichung der Klimaziele zwingend erforderlich ist, nicht ausreichend.

Gründe hierfür sind die im Gesetzentwurf vorgeschlagenen Boni und die erforderliche Anhebung der Förderung von Anlagen, Wärmenetzen und Wärmespeichern.

Zahlreiche Boni sind als Einmalzahlung ausgestaltet. Dies entspricht nicht der bisherigen KWKG-Systematik von arbeitsbezogenen und damit kontinuierlich ausgezahlten Zuschlägen. Entsprechend führen die Boni zu einem jährlich stärker schwankenden Förderbedarf. Zudem wird das Niveau aufgrund der zusätzlichen Förderelemente steigen.

Die bisherigen Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen diese Effekte jedoch noch nicht.

Die aktuelle Prognose etwa sieht für 2020 Zuschlagszahlungen von 1,1 Mrd. Euro vor. Die Budgetgrenze von 1,5 Mrd. Euro dürfte jedoch schneller erreicht werden als gedacht und könnte in einzelnen Jahren deutlich überschritten werden.

Auch weitere Akteure sehen eine Anhebung des Finanzierungsbudgets als notwendig an. Zum Beispiel fordert Agora die Anhebung auf 2,5 Mrd. Euro pro Jahr.⁸

Bewertung der Stellungnahme des Bundesrates und der Gegenäußerung der Bundesregierung: Der Bundesrat sieht, vor dem Hintergrund derzeit unzureichender Neubauanreize für KWK-Anlagen und mit Blick auf die erforderlichen Investitionen zum Ausbau der KWK und Fernwärme, ein jährliches Fördervolumen von mindestens 2 Mrd. Euro als erforderlich an. Hingegen sieht die Bundesregierung die Anhebung zum jetzigen Zeitpunkt als nicht erforderlich an. Einzig positiv daran ist, dass sie die Anhebung nicht grundsätzlich ausschließt.

Aus unserer Sicht besteht ohne Anhebung die Gefahr, dass es zu einem Abriss des Neubaus von KWK-Anlagen und zugehöriger Wärmeinfrastruktur aufgrund fehlender Fördermittel kommen könnte. Dies könnte zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit beitragen und hätte einen erheblichen Vertrauensverlust in die KWKG-Förderung zur Folge.

Entsprechend sollte das jährliche Finanzierungsbudget des KWKG von derzeit 1,5 Mrd. Euro auf 2,5 Mrd. Euro erhöht werden.

Angesichts einer derzeitigen KWKG-Umlage von 0,226 ct/kWh (zum Vergleich: EEG-Umlage 6,756 ct/kWh) ist eine unverhältnismäßige Belastung der Stromverbraucher nicht zu konstatieren.

- **§ 29 Absatz 1 sollte wie gefolgt gefasst werden:**

Die Summe der Zuschlagszahlungen für KWK-Strom aus neuen und bestehenden KWK-Anlagen nach den §§ 6 bis 13 und 35 und für Wärme- und Kältenetze sowie für Wärme- und Kältespeicher nach den §§ 18 bis 25 und 35 darf einen Betrag von ~~1,5~~ 2,5 Milliarden Euro je Kalenderjahr nicht überschreiten.

⁸ Agora Energiewende & Agora Verkehrswende (2019): 15 Eckpunkte für das Klimaschutzgesetz, S. 22

II. Regelungen des Gesetzentwurfs des Kohleausstiegsgesetzes, bei denen Nachbesserungsbedarf besteht

1. Einbeziehung von unvermeidbarer Abwärme, § 2 Nummer 9a KWKG-Entwurf

- Im Rahmen des KWKG sollte jede Form von unvermeidbarer Abwärme den erneuerbaren Energien gleichgestellt werden.

In § 2 Nr. 9a KWKG-E wird die Begriffsdefinition für „innovative KWK-Systeme“ festgelegt. An diese knüpft der neue vorgeschlagene Bonus für innovative erneuerbare Wärme in § 7a KWKG-E an. Es ist nicht ersichtlich, weshalb unvermeidbare Abwärme im Rahmen des vorgeschlagenen Bonus nicht berücksichtigt werden soll. Bei Abwärme, die beispielsweise bei der Entsorgung von Siedlungsabfällen, Klärschlamm und Abwasser anfällt, handelt es sich um ein unvermeidbares Abfallprodukt. Da die CO₂-Emissionen dem kommunalen Entsorgungsauftrag zugeordnet sind, sind diese Wärmequellen klimaneutral.

Beispielsweise wird Abwasser in Entsorgungseinrichtungen in der Regel keine Wärmeenergie zugeführt. Es handelt sich mithin um ohnehin anfallende Wärme. Es ist nicht ersichtlich, weshalb in § 2 Nr. 9a KWKG-E eine Einschränkung auf gereinigtes Wasser von Kläranlagen vorgenommen wird. Dies gilt umso mehr, als die höchste Wärmeausbeute aus dem ungereinigten Abwasser gewonnen werden kann, da es unmittelbar beim Wärmeverbraucher anfällt und noch nicht eine Abkühlung durch die Kläranlage erfahren hat.

Bewertung der Stellungnahme des Bundesrates und der Gegenäußerung der Bundesregierung: Der Bundesrat fordert erfreulicherweise, Wärme aus Rechenzentren und aus Abwasser in die Begriffsbestimmung aufzunehmen. Die Gefahr eines möglichen Missbrauchs durch eine Beheizung des Klärprozesses auf fossiler Basis, wie sie in der Gegenäußerung vermutet wird, sollte nicht zu einem pauschalen Ausschluss von ungereinigtem Abwasser führen.

Abschließend regen wir an, in § 2 Nr. 9a KWKG-E statt „oder aus dem gereinigten Wasser von Kläranlagen“ die Formulierung „oder unvermeidbare Abwärme“ aufzunehmen. Der Begriff „innovativ“ sollte gestrichen werden.

Eine Doppelförderung, die sich z. B. durch die thermische Abfallverwertung mit einer KWK-Anlage in Form einer KWK-Grundvergütung und einem zusätzlichen EE-Wärmebonus ergeben könnte, gilt es zu berücksichtigen.

- **§ 2 Nr. 9a KWKG sollte wie folgt gefasst werden:**
„innovative KWK-Systeme“ besonders energieeffiziente und treibhausgasarme Systeme, in denen KWK-Anlagen in Verbindung mit hohen Anteilen von Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme KWK-Strom und Wärme bedarfsgerecht erzeugen oder umwandeln,

2. Verlängerung des KWKG bis Ende 2029, § 6 KWKG-Entwurf

- KWKG bis Ende 2030 verlängern, um Ausbau der KWK mit langen Vorlaufzeiten zu sichern.
- Der Prüfvorbehalt für KWK-Anlagen bis einschließlich 50 MW sollte gestrichen werden, um auch in diesem Segment die Investitionssituation zu verbessern.

Der VKU begrüßt, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie dem langjährigen Ansinnen nachgekommen ist und mit der Verlängerung der Förderung von KWK-Anlagen sowie von Wärmenetzen und -speichern bis Ende 2029 den Grundstein dafür gelegt hat, dass Wärmenetze und die gasbetriebene KWK ein zentraler Eckpfeiler eines zunehmend dekarbonisierten Energieversorgungssystems bleiben können. Es besteht in der Studienlandschaft und in der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung Einigkeit dahingehend, dass zur Einhaltung der Klimaziele noch lange Zeit ein erheblicher Bestand an Gas-KWK-Anlagen erforderlich ist, um Versorgungssicherheit in Strom und Wärme zu garantieren.

Allerdings sollte, wie dies auch die Kommission sowie das Evaluierungskonsortium empfohlen hatte, die Verlängerung bis Ende 2030 erfolgen. Der Neubau von KWK-Anlagen sowie die Modernisierung bedürfen langer Vorläufe, die durch eine ausreichende Laufzeit abgesichert werden sollten. Hier sollte das Jahr 2030 in jedem Fall noch einbezogen werden.

Die Verlängerung steht für KWK-Anlagen bis einschließlich 50 MW unter dem Vorbehalt einer Evaluierung in 2022. Der unklare Ausgang der Evaluierung führt zu weiteren Unsicherheiten und damit zu Investitionszurückhaltung. Es besteht die Gefahr, dass der weitere Ausbau in diesem wichtigen Anlagensegment bis zum Abschluss der Evaluierung vollständig ausbleibt. Erschwerend kommt hinzu, dass ein Vorliegen der Evaluationsergebnisse in 2022 bezweifelt werden kann. Die letzte Evaluierung wurde erst im April 2019 abgeschlossen, obwohl sie für 2017 gesetzlich vorgeschrieben war.

Der Prüfvorbehalt trifft KWK-Anlagen in der allgemeinen Versorgung als auch in der Objektversorgung, die für die dezentrale Strom- und Wärmewende zentral sind. Insbesondere Anlagen der allgemeinen Versorgung zwischen 1 MW und 50 MW werden häufig in Nahwärmenetzen eingesetzt. Sie sorgen für Akzeptanz für die Energiewende durch ihre Nähe zum Verbraucher, sozialverträgliche Wärmepreise und klimafreundliche Energieversorgung. Diese wäre durch den Prüfvorbehalt erheblich gefährdet.

Bewertung der Stellungnahme des Bundesrates und der Gegenäußerung der Bundesregierung: Der VKU begrüßt, dass der Bundesrat für die Streichung des Prüfvorbehalts plädiert. Die Bundesregierung hebt in ihrer Gegenäußerung hervor, dass insbesondere bei Anlagen bis 1 MW fraglich ist, ob sie ab 2030 zum Strommarkt passen und das zudem kürzere Planungsvorläufe bestehen, die eine langfristige Verlängerung nicht erfordern. Diese Argumente sind jedoch aus unserer Sicht nicht für das Segment zwischen 1 bis 50 MW zutreffend. Es ist daher nicht ersichtlich, warum diese Anlagen, die überwiegend zur allgemeinen Versorgung eingesetzt werden, ebenso unter dem Prüfvorbehalt stehen.

Für KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung (mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW) gilt zudem, dass sie die drohenden finanziellen Belastungen durch die EU-Lastenteilungsverordnung reduzieren (s. Anmerkungen zur Grundvergütung).

Der Prüfvorbehalt für Anlagen bis einschließlich 50 MW sollte gestrichen werden, um zumindest in dieser Hinsicht der Investitionsentscheidung zugrundeliegende Wirtschaftlichkeitsberechnungen auf eine valide Basis zu stellen.

Zumindest sollten Anlagen der allgemeinen Versorgung von dem Prüfvorbehalt ausgenommen werden. In Anbetracht des oben aufgeführten Beitrags dieser Anlagen ist dies sachgerechter als eine Segmentierung nach Anlagengröße.

- **In § 6 Abs. 1 Nr. 1 c), § 18 Abs. 1 Nr. 1 b) und § 22 Abs. 1 Nr. 1 b) KWKG ist die Angabe „31.12.2025“ durch die Angabe „31.12.2030“ zu ersetzen.**
- **Artikel 6 Nummer 5 Buchstabe b KAG ist zu streichen.**

3. Lockerung des Kumulierungsverbots, § 7 Abs. 5 KWKG-Entwurf

- Bei der Anrechnung investiver Zuschüsse auf die KWKG-Förderung müssen die höheren Kosten erneuerbarer Systeme berücksichtigt werden.

Ebenfalls grundsätzlich zu begrüßen, ist die Lockerung des Kumulierungsverbots in § 7 Abs. 5 KWKG-E. Das BMWi erkennt zurecht, dass bei einem Transformationsprozess der leitungsgebundenen Wärmeversorgung harte Ausschlüsse schädlich sind.

Die Integration erneuerbarer Wärmeerzeuger in bisher von KWK-dominierten Netzen ist ein komplexer Vorgang, der der gesonderten Förderung bedarf. Diese muss zwingend neben der Förderung nach dem KWKG möglich sein. Dass dabei keine Maßnahme doppelt gefördert wird, versteht sich von selbst. Allerdings könnte sich die Regelung des § 7 Abs. 5 Satz 3 KWKG-E insofern als hinderlich darstellen, als dass die investive Förderung (die ja gerade die höheren Kosten der Integration kompensieren soll) vollständig auf die Förderung nach dem KWKG angerechnet wird.

Letztlich führt dies dazu, dass der Förderbetrag für die Systemkomponenten in diesen Fällen insgesamt gleich hoch ist, unabhängig davon, ob das System erneuerbare Elemente enthält oder nicht. Der Sinn dieser Regelung ist nicht zu erkennen. Jedenfalls dürfte dies nicht geeignet sein, die kostenintensive Integration erneuerbarer Energien, etwa durch niedrige Temperaturniveaus in den Netzen, zu unterstützen.

Es wird deshalb angeregt, hier eine Formulierung zu wählen, die den höheren Kosten der erneuerbaren Systeme gerecht wird.

4. Pönalisierung der Stromproduktion bei negativen Preisen, § 7 Abs. 6 KWKG-Entwurf

- In Stunden mit negativen Preisen sollte die bestehende Regelung beibehalten werden, wonach der Zuschlag sich zeitlich verschiebt.
- Jedenfalls muss eine auskömmliche Übergangsfrist gewährt werden, um Flexibilisierungsmaßnahmen ergreifen zu können.
- Der Ausnahmereich sollte von einer Leistung von bis zu 50 kW auf eine KWK-Leistung von bis zu 100 kW ausgeweitet werden.

Problematisch und für die Transformation der Wärmenetze kontraproduktiv ist die vorgeschlagene Änderung der Zuschlagszahlung in Zeiten negativer Strompreise. Mit der nun vorgeschlagenen Regelung wird mit sofortiger Wirkung in die Betriebskalkulation der KWK-Anlagenbetreiber eingegriffen. Zwar ist es durchaus nachvollziehbar, dass eine Einspeisung von KWK-Strom in Zeiten negativer Strompreise vermieden werden sollte, dieser Anreiz ergibt sich jedoch bereits aus dem negativen Strompreis selbst und den Brennstoffkosten. Hier wird verkannt, dass KWK-Anlagen neben der Strom- auch die Wärmeerzeugung garantieren müssen und dafür meistens Brennstoffe einsetzen.

Es besteht Einigkeit dahingehend, dass KWK-Anlagen möglichst flexibel gefahren werden sollten. Dieses wird bereits von zahlreichen Anlagenbetreibern, durch die Anlagenkonzeption selbst als auch durch den Bau von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Einrichtungen vorangetrieben. Dies sollte entsprechend noch stärker angereizt werden. Eine direkte Anrechnung von entsprechenden Stunden auf die Förderdauer führt jedoch nicht zu einer Flexibilisierung durch den Anreiz einer zeitlich verlagerten Produktion, sondern mündet direkt in eine deutliche Erhöhung des Investitionsrisikos aufgrund einer drastisch verringerten Planungssicherheit – ein weiterer KWK-Ausbau wird gehemmt. Die jetzt vorgeschlagene Regelung würde dazu führen, dass KWK-Anlagenbetreiber sofort bestraft würden, da ihnen Zuschlagszahlungen in der Zukunft genommen werden, ohne dass diese Gelegenheit haben, sich darauf einzustellen. Damit wird das Vertrauen dieser Betreiber massiv verletzt.

Hier ist jedenfalls eine Übergangsfrist bis Ende 2025 vorzusehen, die es den Anlagenbetreibern ermöglicht – unterstützt durch die sehr begrüßenswerte Verbesserung der Förderung durch das KWKG und die angekündigte Bundesförderung für effiziente Wärmenetze – die Flexibilisierungsmaßnahmen in ihren Netzen zeitnah umzusetzen.

Kritisch ist zu sehen, dass der Aufwand für Betreiber von kleinen Erzeugungsanlagen sehr hoch ist, da sie eine tagesscharfe Prognose der Strompreise für die Dispatch-Planung benötigen würden. Die neu eingeführte Ausnahmeregelung für KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 50 kW ist zu begrüßen, da die derzeit geltende Regelung zu einem erheblichen administrativen Aufwand bei den Stromnetzbetreibern bei der Abwicklung der KWK-Zuschläge geführt hat. Die Ausnahme sollte zur Reduzierung des Abwicklungsaufwands auf Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 100 kW (statt bisher bis zu 50 kW) ausgeweitet werden. Somit wird auch eine Analogie zu den Regelungen zur Direktvermarktung nach § 4 Abs. 1 KWKG und zur Fernsteuerbarkeit nach § 9 Abs. 1 EEG i. V. m. § 10 Abs. 2 Nr. 6 KWKG hergestellt.

Bewertung der Stellungnahme des Bundesrates und der Gegenäußerung der Bundesregierung: Es ist zu begrüßen, dass auch der Bundesrat für die Erhöhung der Bagatellgrenze auf 100 kW plädiert. Die Bundesregierung lehnt dies ab, da sie den Aufwand für Anlagen über 50 kW als vertretbar ansieht. Unverständlich ist, dass die Bundesregierung die Negative-Strompreis-Regelung als solches zum Zwecke der Synchronisation mit dem EEG neuregeln will, dies jedoch bei der Ausnahmeregelung nicht für nötig erachtet.

- **Der bisherige § 7 Abs. 7 Satz 2 wird unverändert § 7 Abs. 6 Satz 2 und sollte wie folgt ergänzt werden:**

Sätze 1 und 2 sind nicht anzuwenden auf KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis zu 100 Kilowatt.

- **Der neu einzufügende § 15 Abs. 4 Satz 3 sollte wie folgt ergänzt werden:**

Die Sätze 1 und 2 sind nicht anzuwenden auf KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu ~~50~~ 100 Kilowatt.

- **Andernfalls sollte § 35 Abs. 15 wie folgt ergänzt werden:**

§ 7 Absatz 7 Satz 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung ist bis zum 31. Dezember 2025 anzuwenden.

5. Bonus für innovative erneuerbare Wärme, § 7a KWKG-Entwurf

- Ein Bonus für den Einsatz innovativer erneuerbarer Wärme in einem KWK-System sollte auch für Bestandssysteme und KWK-Anlagen kleiner 1 MW gelten.
- Auch die erneuerbare Wärme aus erneuerbaren Brennstoffen sollte beim EE-Wärme-Bonus berücksichtigt werden.
- Abwärme sollte wie erneuerbare Wärme gefördert werden.
- Ein Bonus sollte bereits ab einem Anteil von 5 Prozent im Wärmenetz gezahlt werden.
- Der Bezug zu den Innovationsausschreibungen sollte gestrichen werden.

Mit der Einführung eines Bonus für innovative erneuerbare Wärme macht der Gesetzentwurf einen großen Schritt in Richtung einer stärker systemorientierten Betrachtung der Wärmenetzsysteme. Dies ist ausdrücklich zu begrüßen und entspricht dem mit der Branche im Diskussionsprozess „Strom 2030“ erarbeiteten Zielmodell eines wärmenetzbasiereten Strom-Wärme-Systems, in dem das Wärmenetz Wärme aus verschiedenen Quellen – von KWK-Wärme über EE-Wärme bis Abwärme – einsammelt. Um dieses Zielmodell auch für bestehende Wärmenetze erreichbar zu machen, ist ein schrittweiser Transformationsprozess erforderlich.

Vor diesem Hintergrund ist es höchst kritisch, dass der vorgeschlagene Bonus lediglich Fälle adressiert, in denen KWK-Anlagen (über 1 MW) neu errichtet bzw. modernisiert werden. Das Abstellen über § 7a Abs. 4 KWKG-E auf die entsprechende Regelung in § 24 Abs. 1 Satz 3 Nr. 1 Buchstaben a und b KWKG-Ausschreibungsverordnung (KWKAusV) ist nicht nachvollziehbar und sollte gestrichen werden.

Wärmenetze, die von bestehenden KWK-Anlagen gespeist werden, haben ansonsten hieraus keinen Anreiz zur Integration erneuerbarer Energien, da damit die – wirtschaftlich ggf. nicht sinnvolle – Errichtung einer weiteren KWK-Anlage oder Modernisierung der bestehenden KWK-Anlage einhergehen müsste. Dies sieht auch der Bundesrat so. Diese Regelung steht auch einer schrittweisen Erhöhung der EE-Wärmemenge über den sukzessiven Zubau weiterer EE-Wärmeerzeuger im Rahmen eines iKWK-Systems entgegen, falls dies nach einer erstmaligen Bonusinanspruchnahme durch eine neue oder modernisierte KWK-Anlage eine Errichtung bzw. Modernisierung weiterer KWK-Anlagen bedürfte.

Bewertung der Stellungnahme des Bundesrates und der Gegenäußerung der Bundesregierung: Es ist positiv, dass auch der Bundesrat die Ausweitung auf Bestandssysteme fordert. Die Bundesregierung lehnt dies mit Verweis auf eine schwierige Umsetzbarkeit ab.

Auch die bislang noch vorgesehene Fabrikneuheit für die Komponente zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme, § 7a Abs. 4 KWKG-E i. V. m. § 24 Abs. 1 Nr. 2a) KWKAusV, beschränkt die Transformation bestehender Wärmenetzsysteme.

Sie verhindert beim vorgeschlagenen EE-Wärme-Bonus, als auch bei den iKWK-Ausschreibungen, beispielsweise die Integration bestehender Bohrlöcher und Kohlegruben in innovative erneuerbare Wärmekonzepte. Gerade in den neuen Bundesländern gibt es noch eine Vielzahl bestehender Bohrungen, die für die Integration von EE-Wärme genutzt werden könnten. Auf den Bezug in § 7a Abs. 4 KWKG-E auf § 24 Abs. 1 Satz 3 Nr. 2 Buchstabe a KWKAusV sollte deshalb verzichtet werden.

Es ist nicht ersichtlich, weshalb erneuerbare Wärme, die etwa aus fester Biomasse erzeugt wird, im Rahmen des vorgeschlagenen Bonus nicht berücksichtigt werden soll. In der derzeitigen Ausgestaltung wird dies durch den Verweis in § 7a Abs. 4 KWKG-E auf die Legaldefinition der KWK-Ausschreibungsverordnung verhindert. Dies stellt aber durchaus eine attraktive Variante zur Integration erneuerbarer Energien in die Wärme dar, wenn die Voraussetzungen für Geothermie oder Flächenpotentiale für Solarthermie fehlen. Zumal insbesondere Solarthermieanlagen zeitweise asymmetrisch zum Wärmebedarf produzieren. Der Einsatz fester Biomasse zur Abdeckung von Lastspitzen in der Heizperiode bietet sich hier als Ergänzung an.

Gleichzeitig stellt sich die Frage, wie vorliegend mit der Integration unvermeidbarer Abwärme, etwa aus kommunalen Entsorgungseinrichtungen und Industrie- sowie Gewerbebetrieben, umgegangen wird. Gerade dort, wo große Wärmenetze bestehen, sind häufig weitere Abwärmequellen zu finden, deren Nutzung unbedingt auch angereizt werden sollte. Wie zu § 2 niedergelegt, regen wir deshalb an, unvermeidbare Abwärme mit erneuerbaren Energien gleichzustellen. Hinsichtlich der Abwärme aus der thermischen Abfallbehandlung (und z. B. Monoklärschlamm Entsorgung) plädieren wir dafür, dass zumindest der biogene Anteil des Abfalls als erneuerbar gilt, wie etwa in der RED II definiert, und entsprechend vollständig auf die Anteile des EE-Wärmebonus angerechnet wird.

Insgesamt sollte mit dem EE-Wärme-Bonus die Integration jeder treibhausgasarmen Wärmequelle gefördert werden. Hieraus ergibt sich abschließend, dass der Begriff „innovativ“ sowie die Inbezugnahme in § 7a Abs. 4 KWKG-E auf § 2 Nr. 12 der KWKAusV gestrichen werden sollte.

Zudem stellt sich – gerade für große KWK-Anlagen, etwa große Kohleersatzanlagen – die Frage, weshalb eine erneuerbare Erzeugung erst ab einer Größenordnung von 10 Prozent gefördert wird. Gerade zu Beginn der Transformation kann auch ein Einstieg über geringere erneuerbare Erzeugung durchaus sinnvoll sein. Insofern regen wir an, § 7a Abs. 1 Satz 2 KWKG-E dahingehend anzupassen, dass bereits ab einem Anteil von 5 Prozent mit dem EE-Wärme-Bonus begonnen wird. Damit könnte ein wirksamer Anreiz für den Einstieg in den Umstieg gesetzt werden.

Es sollte klargestellt werden, dass im Rahmen der vorgesehenen Evaluierung nicht nachträglich der EE-Wärme-Bonus für bereits in Betrieb genommene Komponenten geändert wird. Angesichts der Tatsache, dass zahlreiche EE-Technologien investitionsintensiv sind, bedarf es hier für die Anlagenbetreiber einer möglichst großen Investitionssicherheit.

Schließlich ist fragwürdig, warum – zusätzlich zu der Beschränkung auf Anlagen der allgemeinen Versorgung – eine Größengrenze (mehr als 1 MW) eingeführt wird. Die Orientierung an der Untergrenze des Ausschreibungssegments ist nicht nachvollziehbar, da es hier gerade nicht um Ausschreibungen, sondern um gesetzlich festgelegte Zuschläge geht. Auf die Begrenzung in § 7a Abs. 1 Satz 1 KWKG-E sollte deshalb verzichtet werden.

- **§ 7a Abs. 1 Satz 1 KWKG-E sollte wie folgt gefasst werden:**

Der Zuschlag für KWK-Strom nach § 7 Absatz 1 oder nach § 8a in Verbindung mit der KWK-Ausschreibungsverordnung erhöht sich ab dem 1. Januar 2020 pro Kalenderjahr für neue, modernisierte oder nachgerüstete KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 Megawatt der allgemeinen Versorgung, die nach dem 1. Januar 2010 in Betrieb Dauerbetrieb gegangen sind bzw. wieder in Dauerbetrieb genommen wurden, abhängig von dem Anteil erneuerbarer Wärme an der Referenzwärme, die die Komponente zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme in einem Kalenderjahr in das öffentliche Wärmenetz einspeist, in das auch die KWK-Anlage die erzeugte Nutzwärme einspeist oder in ein hiermit über einen Wärmetauscher oder sonst hydraulisch verbundenes, weiteres öffentliches Wärmenetz oder Teilnetz.

- **§ 7a Abs. 1 Satz 2 KWKG-E sollte wie folgt gefasst werden:**

[...] Der Zuschlag ~~beträgt~~ erhöht sich um:

- 1. 0,8 Cent pro Kilowattstunde für mindestens ~~105~~ Prozent ~~innovativer~~ erneuerbarer Wärme an der Referenzwärme*
- 2. 1,2 Cent pro Kilowattstunde für mindestens ~~15~~10 Prozent ~~innovativer~~ erneuerbarer Wärme an der Referenzwärme,*
- 3. 1,8 Cent pro Kilowattstunde für mindestens ~~20~~15 Prozent ~~innovativer~~ erneuerbarer Wärme an der Referenzwärme,*
- 4. 2,3 Cent pro Kilowattstunde für mindestens ~~25~~20 Prozent ~~innovativer~~ erneuerbarer Wärme an der Referenzwärme,*
- 5. 3,0 Cent pro Kilowattstunde für mindestens ~~30~~25 Prozent ~~innovativer~~ erneuerbarer Wärme an der Referenzwärme,*
- 6. 3,8 Cent pro Kilowattstunde für mindestens ~~35~~30 Prozent ~~innovativer~~ erneuerbarer Wärme an der Referenzwärme,*
- 7. 4,7 Cent pro Kilowattstunde für mindestens ~~40~~35 Prozent ~~innovativer~~ erneuerbarer Wärme an der Referenzwärme,*
- 8. 5,7 Cent pro Kilowattstunde für mindestens ~~45~~40 Prozent ~~innovativer~~ erneuerbarer Wärme an der Referenzwärme, ~~oder~~*
- 9. 6,4 Cent pro Kilowattstunde für mindestens 45 Prozent erneuerbarer Wärme an der Referenzwärme, oder*

~~9.10.~~ 7,0 Cent pro Kilowattstunde für mindestens 50 Prozent ~~innovativer~~-erneuerbarer Wärme an der Referenzwärme.

- **§ 7a Abs. 4 KWKG-E sollte wie folgt gefasst werden:**

§ 2 Nummer ~~12~~, 13, 16, § 19 Absatz 3 mit Ausnahme von Satz 1 Nummer 3, Absatz 7, § 20 Absatz 3 und § 24 mit Ausnahme von Absatz 1 Satz 3 Nummer 1 Buchstaben a und b, Nummer 2 Buchstaben a und b und Nummer 5 der KWKG-Ausschreibungsverordnung sind entsprechend anzuwenden.

6. Bonus für elektrische Wärmeerzeuger, § 7b KWKG-Entwurf

- Ein Bonus für den netzdienlichen Einsatz eines elektrischen Wärmeerzeugers in einem KWK-System sollte auch für Bestandssysteme und KWK-Anlagen kleiner 1 MW gelten.
- Ein Bonus sollte auch bei einer geringeren Dimensionierung von mindestens 25 Prozent der Wärmeleistung der KWK-Anlage gezahlt werden.
- Der Bonus sollte auf mindestens 150 Euro/kW thermischer Leistung erhöht werden.

Die Flexibilisierung der Wärmenetzsysteme sollte grundsätzlich durch wettbewerbliche Anreize und die geeignete Kombination der jeweiligen Infrastrukturen angeregt werden. Es wäre dem vorgeschlagenen Power-to-Heat-Bonus vorzuziehen, wenn der Strom für den Betrieb von PtH-Anlagen und Großwärmepumpen bei einer Überschusssituation im Stromnetz von den Letztverbraucherabgaben befreit werden würde.

Der vorgesehene Power-to-Heat-Bonus ist ein hilfreicher Ansatz zur Unterstützung der Flexibilisierung. Dieser Bonus ist geeignet, die Netzdienlichkeit des Einsatzes der KWK-Anlagen, insbesondere in Verbindung mit Wärmespeichern, weiter voranzubringen. Fraglich erscheint jedoch, weshalb dies – analog zum EE-Wärme-Bonus – nur dann gelten soll, wenn eine KWK-Anlage neu errichtet oder modernisiert wird. Gerade auch bei Bestandsanlagen ist die Nachrüstung eines elektrischen Wärmeerzeugers eine sinnvolle Investition, wodurch die Sektorenkopplung flexibilisiert werden kann. Insofern ist die Förderung auch auf Bestandsanlagen zu erweitern.

Schließlich ist das Erfordernis, den elektrischen Wärmeerzeuger so zu dimensionieren, dass er die komplette Wärmeleistung der KWK-Anlage ersetzt, zwar erstrebenswert, wird aber bei größeren KWK-Anlagen häufig an den räumlichen Voraussetzungen und insbesondere an den technischen Anbindungsmöglichkeiten der Verteilnetzbetreiber – insbesondere für die elektrische Anbindung durch Schaltanlage und Transformatoren – scheitern.

Netzseitig dürfte jedoch auch schon eine geringere Dimensionierung großer Anlagen einen positiven Effekt haben, insbesondere in den wärmeseitigen Schwachlastphasen, so dass wir über eine Anpassung von § 7b Abs. 1 Nr. 1 anregen, bereits ab einer Dimensionierung von 25 Prozent der Wärmeleistung der KWK-Anlage einen – gegebenenfalls reduzierten – Bonus auszuzahlen. Für größere KWK-Anlagen sollte erwogen werden, auch bei einer geringeren Dimensionierung der PtH-Anlage von etwa 10 %, eine Förderung zu zahlen.

Bewertung der Stellungnahme des Bundesrates und der Gegenäußerung der Bundesregierung: Der Bundesrat unterstützt erfreulicherweise die Forderung nach einer Mindestdimensionierung von 25 Prozent. Er sieht die Gefahr, dass ansonsten die Realisierungsoptionen für KWK-Betreiber deutlich eingeschränkt werden und die Realisierungswahrscheinlichkeit sinkt. Die Bundesregierung sorgt sich in ihrer Gegenäußerung hingegen, dass die Wärmeversorgung bei einer geringeren Dimensionierung nicht gesichert wäre. Dem kann entgegengehalten werden, dass diese sowieso über vorhandene Spitzenlastkessel, Redundanzenanlagen und Wärmespeicher abgesichert wird.

Es muss zudem für Dampfsammelschienenanlagen verdeutlicht werden, dass sich die Fördervoraussetzungen (z. B. dass die Power-to-Heat-Anlage 100 Prozent der maximalen Wärmeleistung der KWK-Anlage decken können muss) nicht auf die gesamte Sammelschiene beziehen. Andernfalls wäre es Betreibern solcher Anlagen faktisch unmöglich, eine so groß dimensionierte Power-to-Heat-Anlage zu errichten.

Nicht nachvollziehbar ist, warum eine Größengrenze von 1 MW eingezogen wird. Aus Sicht des VKU ist jede Flexibilisierung, die sich auf die Einspeisung in ein Netz der allgemeinen Versorgung auswirkt, vorteilhaft. Die Größenbeschränkung sollte deshalb in § 7b Abs. 1 entfallen.

Positiv bewertet der VKU, dass der Bonus nunmehr über eine leistungsbezogene Einmalzahlung gewährt werden soll. Dies ist systematisch sachgerecht, da der elektrische Wärmeerzeuger dazu dient, in Zeiten zum Einsatz zu kommen, in denen die KWK-Anlage keine Wärme bereitstellt.

Hinsichtlich der Höhe erscheint uns die vorgeschlagene Zahlung von 70 Euro/kW thermischer Leistung des elektrischen Wärmeerzeugers für Power-to-Heat-Anlagen als zu gering. Sie fällt sogar geringer aus, als die bislang vorgeschlagene arbeitsbezogene Förderung von 0,3 ct/kWh KWK-Strom. Dies entspricht bei 30.000 VBH 90 €/kW elektrischer Leistung. Die Änderung der Bezugsgröße tut der Aussage keinen Abbruch, da die elektrische und thermische Leistung bei PtH-Anlagen ähnlich hoch ist. Die nun im Vorschlag enthaltende Absenkung ist nicht nachvollziehbar. Aktuell ist eine Zahlung von mindestens 150 Euro/kW thermischer Leistung die hierfür notwendige Dimension. Wir regen daher an, in § 7b Abs. 2 Satz 1 KWKG-E die Angabe „70“ durch die Angabe „150“ zu ersetzen.

Bewertung der Stellungnahme des Bundesrates und der Gegenäußerung der Bundesregierung: Der Bundesrat sieht wirksame Anreizeffekte erst ab 180 Euro/kW. Er verweist darauf, dass im Gesetzentwurf insbesondere die Kosten zur stromseitigen Anbindung und Versorgung der elektrischen Wärmespeicher nicht berücksichtigt wurden. Die Bundesregierung geht auf dieses Argument nicht ein und lehnt den Vorschlag ab.

Zudem wäre es sinnvoll, klarzustellen, dass der elektrische Wärmeerzeuger nicht zwangsläufig am Standort der KWK-Anlage errichtet werden muss. Grund hierfür ist, dass eine PtH-Anlage, die ins gleiche Wärmenetz einspeist aber an einem anderen Standort errichtet wird, denselben Zweck erfüllen kann. Auch könnte die Errichtung an einem anderen Standort stromnetzseitig technisch günstiger darstellbar sein.

- **§ 7b Abs. 1 KWKG-E sollte wie folgt gefasst werden:**
Betreiber von ~~neuen oder~~ modernisierten oder nachgerüsteten KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 Megawatt der allgemeinen Versorgung, die nach dem 1. Januar 2010 in Dauerbetrieb gegangen sind bzw. wieder in Dauerbetrieb genommen wurden, haben gegenüber dem Netzbetreiber, mit dessen Netz ihre KWK-Anlagen unmittelbar oder mittelbar verbunden sind, einen Anspruch auf Zahlung eines Bonus zusätzlich zum Zuschlag nach § 7 Absatz 1 oder § 8a in Verbindung mit der KWK-Ausschreibungsverordnung, wenn
 1. die Anlage technisch dazu in der Lage ist, mindestens 25 Prozent der die Wärmeleistung, die aus dem KWK-Prozess maximal ausgekoppelt werden kann, mit einem mit der Anlage verbundenen ~~fabrikneuen~~ elektrischen Wärmeerzeuger zu erzeugen,
 2. ~~sich der Standort der KWK-Anlage nicht in der Südregion nach der Anlage befindet~~
 - und
 3. ~~2.~~ der Anlagenbetreiber seine Mitteilungspflicht nach § 7e erfüllt hat.
- **§ 7b Abs. 2 Satz 1 KWKG-E sollte wie folgt gefasst werden:**
Der Bonus nach Absatz 1 beträgt ~~70~~ 150 Euro je Kilowatt thermischer Leistung des elektrischen Wärmeerzeugers, der nicht am Standort der KWK-Anlage errichtet werden muss. Der Bonus nach Absatz 1 ist nicht für innovative KWK-Systeme anzuwenden, die über einen wirksamen Zuschlag aus einer Ausschreibung nach § 8b verfügen, der nicht nach § 16 der KWK-Ausschreibungsverordnung vollständig entwertet wurde.

7. Kohleersatzbonus, § 7c KWKG-Entwurf

- Der Kohleersatzbonus muss deutlich erhöht werden.
- Es sollten sowohl neue als auch modernisierte und nachgerüstete Anlagen förderfähig sein.
- Der Kohleersatzbonus sollte auf die gesamte elektrische KWK-Leistung der Ersatzanlage bezogen werden.

- Der Entfall der vermiedenen Netznutzungsentgelte für die Ersatzanlage ist zu kompensieren.
- Flankierend sollte die Grundförderung erhöht werden.
- Die Fristenregelung für die Abschaltung der bestehenden und die Inbetriebnahme der neuen Anlage sollte praxisgerecht gestaltet werden.

Unbefriedigend und in Widerspruch zu den Aussagen der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung sind die vorgeschlagenen Regelungen zur Neufassung des Kohleersatzbonus. Auch wenn grundsätzlich die Einführung einer kapazitiven Förderung ausgesprochen sinnvoll ist und begrüßt wird, entspricht die Ausgestaltung der Höhe nicht ansatzweise der von der Kommission geforderten attraktiven Ausgestaltung der Förderung. Der in § 7c Abs. 1 KWKG-E vorgesehene Kohleersatzbonus liegt letztlich in exakt derselben Höhe wie der bisherige Bonus, nur, dass dieser nun auf einmal ausgezahlt wird und sich somit gewisse Barwertvorteile ergeben, die jedoch nicht ansatzweise ausreichen, um Anlagenbetreiber zur Stilllegung ihrer Anlagen zu veranlassen. Diese minimale Verbesserung dürfte angesichts der bisher ausbleibenden Nutzung des Kohleersatzbonus kaum Anreize setzen.

Eine Umstellung mit Hilfe des Kohleersatzbonus ist letztlich vor allem dann vorteilhaft, wenn sie gegenüber dem alternativen Weiterbetrieb der bestehenden Kohle-KWK-Anlage finanziell attraktiv ist. Gutachterliche Berechnungen zeigen auf Basis von Strommarktmodellierungen jedoch, dass sich die Wirtschaftlichkeit der Kohle-KWK gegenüber der Ersatz-Gas-KWK bis Anfang der 2030er Jahre überproportional stark erhöht.

Um den daraus entstehenden Fehlbedarf der Anlagenbetreiber zumindest ansatzweise auszugleichen, ist es aus Sicht des VKU erforderlich, den Kohleersatzbonus substantiell zu erhöhen.

Sofern ein einheitlicher Bonussatz gewählt wird, ist dieser auf wenigstens 450 Euro je kW (Faktor 2,5) bei der bestehenden Bezugsgröße anzuheben (entspricht 1,5 ct/kWh über 30.000 Vollbenutzungsstunden) und zusätzlich der Bestandsschutz der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) auf die Ersatzanlage zu übertragen. Dies begründet sich damit, dass nach jetzigem Stand die systemdienlichen vermiedenen Netznutzungsentgelte zwar für die bestehende Anlage weitergezahlt, bei der Ersatzanlage aber entfallen würden. Wird eine alte Kohle-KWK-Anlage durch eine neue Gas-KWK-Anlage ersetzt, bleibt die Vermeidungsleistung (Reduktion des Netzausbaubedarfs durch lastnahe Erzeugung) weiterhin bestehen. Es wäre deshalb sachgerecht, den Anspruch der bisherigen Anlage auf vermiedene Netznutzungsentgelte auf die neue Anlage zu übertragen.

Statt eines einheitlichen Fördersatzes wäre auch ein nach dem Alter der Altanlage gestuftes Bonus-Modell, das eine Unterförderung bei neueren und eine Überförderung älterer Kraftwerke verhindern könnte, denkbar. Mit Blick auf den Anlagenpark wären hier aus Sicht des VKU vier Stufen sinnvoll.

Um insbesondere auch neuere Anlagen zu adressieren, ist eine weitere Erhöhung, insbesondere auch der Grundvergütung, erforderlich. Ein deutlich erhöhter Kohleersatzbonus und eine attraktivere Grundvergütung wären geeignet, einen größeren Beitrag zum Kohleausstieg von KWK-Anlagen zu erreichen.

Grundsätzlich nicht nachvollziehbar ist, warum der Kohleersatzbonus ausschließlich für neue Ersatzanlagen gelten soll. Die Modernisierung oder Nachrüstung bestehender Anlagen, die Kohleanlagen ersetzen könnten, wird damit verhindert. Gerade Modernisierungen bieten jedoch Potentiale, um einen reibungslosen Übergang bei beengten Kraftwerksstandorten zu ermöglichen. Die Diskriminierung von Modernisierungen ist nicht sachgerecht. Der vorliegende Vorschlag stellt zudem eine Abweichung von der bisherigen und noch geltenden Regelung des Kohleersatzbonus dar, die Neubau, Modernisierung und Nachrüstung gleichermaßen adressiert hat. Eine Begründung bleibt der Kabinettsentwurf schuldig.

Energiewirtschaftlich macht es keinen Unterschied, ob die Kohleanlage durch eine neue oder modernisierte bzw. nachgerüstete Anlage ersetzt wird, sodass auch die entgangenen Deckungsbeiträge im Vergleich zum Weiterbetrieb der Kohleanlage die gleichen sind. Bei einer Modernisierung werden hochinvestive wesentliche effizienzbestimmende Komponenten des Kraftwerks ersetzt, sodass die Effizienz mit der von Neuanlagen gleichzusetzen ist. Ein ganz erheblicher Vorteil einer Modernisierung ist zudem die Zeitersparnis von bis zu vier Jahren gegenüber einem Neubau. Dies liegt z.B. an der Nutzung vorhandener Gebäude, geringer Baufeldfreimachung und insbesondere eines deutlich kürzeren und vorhersehbareren Genehmigungsverfahrens. Die CO₂-Emissionen werden – wie bei einem Neubau – erheblich und durch die Zeitersparnis deutlich früher gesenkt.

Bewertung der Stellungnahme des Bundesrates und der Gegenäußerung der Bundesregierung: Der Bundesrat fordert die Öffnung für Modernisierungen und Nachrüstungen. Die Bundesregierung sieht hingegen die Gefahr, dass eine Öffnung dazu führen würde, dass „unterm Strich weniger Leistung dem Stromsystem zur Verfügung steht“. Diese Argumentation blendet jedoch die Wärmeseite aus. Sowohl eine neugebaute Ersatzanlage als auch eine modernisierte Ersatzanlage wird weiterhin den Bedarf der Wärmesenke decken müssen und wird entsprechend vorrangig darauf ausgelegt. Aufgrund der Anforderungen an Flexibilität, Luftreinheit und Klimaschutz wird dies nach aktuellem Stand vermehrt über BHKW-Lösungen realisiert. Die geringere Stromkennziffer der BHKW führt somit technisch bedingt zu einer geringeren elektrischen Leistung der Ersatzanlage gegenüber der Kohleanlage. Um dem Ziel der Bundesregierung einer stromseitigen Leistungserhaltung Genüge zu tun, könnte der Ersatz durch eine Modernisierung an diese Bedingung geknüpft werden. Auch mit Blick auf den Neubau erscheint es vor diesem Hintergrund sinnvoll, den Bonus für die gesamte elektrische KWK-Leistung der Ersatzanlage auszuzahlen (s. u.).

Aktuell wird der Kohleersatzbonus nur für den KWK-Strom des KWK-Leistungsanteils der Ersatzanlage gezahlt, der die elektrische KWK-Leistung einer bestehenden Kohle-KWK-Anlage ersetzt. Maßgeblich für die Auslegung der Anlage ist jedoch i. d. R. die auskoppelbare Wärmeleistung, die zur Deckung der Wärmesenken erforderlich ist. Diese hängt unmittelbar mit der gesamten elektrischen KWK-Leistung zusammen. Deswegen sollte die gesamte elektrische KWK-Leistung der Ersatzanlage gefördert werden. Den Verlust von Deckungsbeiträgen durch die Stilllegung des Kondensationsteils der Kohleanlage gilt es, über eine angemessene Höhe des Kohleersatzbonus zu kompensieren.

Vor diesem Hintergrund ist auch die Einschränkung bei Biomasse in § 7c Abs. 3 KWKG-E zu betrachten, nach der der Kohleersatzbonus nur gewährt wird, wenn im Förderzeitraum der Grundförderung ausschließlich biogene Rest- und Abfallstoffe eingesetzt werden. Um Rechtssicherheit zu schaffen, bitten wir um Klarstellung, welche Stoffe hiervon erfasst werden. Nach unserer Auffassung fallen die Gebrauchtholzsortimente A1 und A2 der Altholzverordnung (AltholzV vom 15.08.2002) darunter. Dies ist erfreulich, wenngleich die vorgeschlagene Höhe des Kohleersatzbonus kaum Anreize für eine Umstellung auf Altholz bietet.

Der Gesetzentwurf sieht in § 7c Abs. 1 lediglich einen Zeitraum von 12 Monaten zwischen Stilllegung der Kohleanlage und Inbetriebnahme der Ersatzanlage, und vice versa, vor. Dieser kurze Zeitraum für Genehmigung, Bau und Inbetriebnahme der Ersatzanlage wird Unwägbarkeiten, die verzögernd auf die Inbetriebnahme der Ersatzanlage wirken und ggf. die Versorgungssicherheit bei der Wärmebereitstellung gefährden, nicht gerecht. Auch stellt dies eine unnötige Einschränkung dar, die viele Neubauprojekte, insbesondere in verdichteten Ballungsräumen, gefährdet.

Im Fall etwa, dass der Kohleblock erst abgerissen werden muss, bevor die ersetzende Gas-KWK-Anlage errichtet werden kann, könnte die Platzsituation in manchen Kraftwerken den Kohleausstieg am gleichen Standort über den Kohleersatzbonus verhindern bzw. erschweren. Jedenfalls in diesen Fällen der Ersetzung am selben Standort sollte die Frist in § 7c Abs. 1 Satz 3 KWKG-E auf wenigstens 36 Monate verlängert werden. Weiterhin ist klarzustellen, dass bei Ersatz einer Kohleanlage durch mehrere KWK-Anlagen, ggf. in Verbindung mit nur zeitverzögert umsetzbaren erneuerbaren oder elektrischen Wärmeerzeugern gemäß § 7a/b KWKG-E, entweder eine längere Frist (36 Monate) vorzusehen ist oder aber, dass die zwölf Monate erst nach Inbetriebsetzung der letzten Ersatzanlage zu laufen beginnen.

Eine Sondersituation besteht für systemrelevante Kraftwerke, die per Gesetz nicht stillgelegt werden dürfen und in die Netzreserve überführt werden. Hier hat der Betreiber keinen Einfluss mehr auf den Betrieb und den Zeitpunkt der endgültigen Stilllegung. Er muss also den Wärmeersatz bereits bei Eintritt der alten Anlage in die Netzreserve vorhalten bzw. kann den Inbetriebnahmezeitpunkt nicht auf die Stilllegung abstimmen. Für diesen Fall muss die Frist ausgesetzt werden.

Bewertung der Stellungnahme des Bundesrates und der Gegenäußerung der Bundesregierung: Der Bundesrat unterstützt in seiner Stellungnahme die Verlängerung der Stilllegungsfrist auf 24 Monate. Für systemrelevante Kraftwerke fordert er, dass ein Stilllegungsverbot einer endgültigen Stilllegung gleichzusetzen ist. Diesen Vorschlag will die Bundesregierung gemäß ihrer Gegenäußerung prüfen. Die Verlängerung der Stilllegungsfrist lehnt die Bundesregierung hingegen mit Verweis auf eine verzögerte Stilllegung ab. Aus unserer Sicht ist jedoch eine über den Kohleersatzbonus angereizte, ggf. ein Jahr später erfolgende Stilllegung besser als eine Stilllegung zum spätmöglichen Zeitpunkt aufgrund eines nicht praxistauglichen Kohleersatzbonus.

Schließlich verändert der Gesetzentwurf die bestehende Regelung zum Kohleersatzbonus dahingehend, dass die bisherige Flexibilität zur Umstellung von Kohle auf einen klimafreundlicheren Brennstoff innerhalb eines Unternehmens reduziert wird, indem es nur noch auf die Einspeisung in dasselbe Wärmenetz ankommt. Mit dem Ziel, möglichst viel Kohle über den Kohleersatzbonus zu substituieren, sollte ergänzend übergangsweise auch die bisherige Regelung weiter Bestand haben, verbunden mit einer Stichtagsregelung (z. B. Inkrafttreten des KWKG 2016), die eine nachträgliche Übertragung von Altanlagen von einem Unternehmen zu einem anderen und damit Mitnahmeeffekte ausschließen würde.

In diesem Zusammenhang wäre auch eine zusätzliche Klarstellung im Gesetz sinnvoll, dass sowohl mehrere kleine Kohle- durch eine größere Ersatzanlage und umgekehrt eine größere Kohleanlage durch mehrere kleinere KWK-Anlagen an verschiedenen Orten (zum Beispiel auch im Kontext veränderter, dezentraler Versorgungskonzepte oder aufgrund von Platzmangel) ersetzt und der Kohleersatzbonus entsprechend flexibel eingesetzt werden kann. Gerade hierfür ist die zeitlich gestreckte Übertragbarkeit wesentlich. Auch ist der anteilige Ersatz einer Kohleanlage durch die Einbindung oder Modernisierung einer bestehenden KWK-Anlage möglich und sollte gefördert werden.

- **§ 7c Abs. 1 Satz 1 sollte wie folgt gefasst werden:**

Betreiber von neuen, modernisierten oder nachgerüsteten KWK-Anlagen haben gegenüber dem Netzbetreiber, mit dessen Netz ihre KWK-Anlagen unmittelbar oder mittelbar verbunden sind, einen Anspruch auf Zahlung eines Bonus zusätzlich zum Zuschlag nach § 7 Absatz 1, § 8a oder § 8b in Verbindung mit der KWK-Ausschreibungsverordnung, wenn die KWK-Anlage oder das innovative KWK-System eine bestehende KWK-Anlage ersetzt, die Strom auf Basis von Stein- oder Braunkohle gewinnt.

- **§ 7c Abs. 1 Satz 2 sollte wie folgt gefasst werden:**

Der Bonus beträgt ~~180~~ 450 Euro je Kilowatt der gesamten elektrischen ~~elektrischer~~ KWK-Leistung der Ersatzanlage ~~des KWK-Leistungsanteils, der die elektrische KWK-Leistung einer bestehenden KWK-Anlage ersetzt.~~

- **§ 7c Abs. 1 Satz 3 sollte wie folgt gefasst werden:**

Ein Ersatz im Sinne der Sätze 1 und 2 liegt vor, wenn die bestehende KWK-Anlage

- 1. innerhalb von zwölf Monaten oder 36 Monaten in Fällen, in denen es technisch nicht möglich ist, die Anlage innerhalb dieses Zeitraums zu ersetzen, vor oder nach Aufnahme des Dauerbetriebs der neuen, modernisierten oder nachgerüsteten KWK-Anlage, frühestens aber nach dem 1. Januar 2016, endgültig stillgelegt wird oder als systemrelevante Anlage weiter betrieben wird, wobei für die Zwölfmonatsfrist die Inbetriebsetzung der letzten Ersatzanlage maßgebend ist und*
- 2. die bestehende KWK-Anlage seit dem 31. Dezember 2015 mehrheitlich im Eigentum desselben Unternehmens steht, das die neue, modernisierte oder nachgerüstete KWK-Anlage betreibt oder*
- 3. die neue, modernisierte oder nachgerüstete KWK-Anlage in dasselbe Wärmenetz einspeist, in das die bestehende KWK-Anlage eingespeist hat.*

- **Mögliche Bestandsschutzregelung für vermiedene Netzentgelte:**

Ersetzt eine neue, modernisierte oder nachgerüstete KWK-Anlage oder ein innovatives KWK-System eine bestehende KWK-Anlage, die Strom auf Basis von Stein- oder Braunkohle gewinnt, ist hinsichtlich der Ansprüche auf Zahlung vermiedener Netzentgelte gemäß § 18 Stromnetzentgeltverordnung der Inbetriebnahmezeitpunkt der kohlebetriebenen Anlage maßgeblich.

8. Begrenzung der jährlich förderfähigen Stunden, § 8 Abs. 4 KWKG-Entwurf

- Die Begrenzung sollte auf 4.000 Vollbenutzungsstunden angehoben werden und erst ab 2023 gelten, sofern ausgleichend und zeitgleich die Förderung für Anlagen und Wärmespeicher erhöht wird.
- Heizkraftwerke mit Entsorgungsauftrag sollten eine Ausnahmeregelung erhalten.

Die vorgesehene Begrenzung der Förderung auf jährlich 3.500 Vollbenutzungsstunden ist zwar grundsätzlich nachvollziehbar, allerdings sollte die jährliche Förderung nicht losgelöst von der Frage der Grundförderung insgesamt adressiert werden. Der Evaluierungsbericht hat deutlich ausgewiesen, dass der überwiegende Teil der potentiellen Neuanlagen derzeit keine Projektrenditen erzielen, die den Anforderungen selbst der kommunalen Wirtschaft entsprechen.

Da aber Gas-(KWK)-Anlagen in allen Szenarien in einem zukünftigen Energieversorgungssystem eine entscheidende Rolle spielen, bedarf es einer auskömmlichen Neubauförderung, die geeignet ist, Anreize zum Neubau zu setzen. Hierzu gehört neben der Frage des Fördersatzes auch die Frage der Auszahlungsmodalitäten. Diese sollten zusammen behandelt werden. Dabei gilt es auch, die technische Lebensdauer der Anlagen zu beachten.

Zum Beispiel reicht bei KWK-Anlagen, die etwa die Wärmeversorgung von Quartieren kontinuierlich aufrechterhalten müssen, oftmals die Lebensdauer nicht aus, um die künftig auf rund neun Jahre (insgesamt 30.000 VBH) gestreckte Förderdauer vollständig in Anspruch nehmen zu können.

Dies gilt umso mehr für kleine Anlagen bis 50 kW, die die förderfähigen 60.000 VBH erst vollständig nach über – i. d. R. nicht realisierbaren – 17 Jahren aufgebraucht hätten. Die beabsichtigte jährliche Begrenzung kommt demnach faktisch einer Absenkung der Grundförderung gleich.

Dementsprechend ist es sachgerecht, die Förderung auf jährlich 4.000 Vollbenutzungsstunden zu begrenzen, wenn zugleich die Grundvergütung und Speicherförderung erhöht wird. Dies sollte zeitgleich ab 2023 erfolgen. Auf diese Weise wird Flexibilität angereizt und damit einhergehende Kosten für Anlagenbetrieb und Wärmespeicherung werden durch eine höhere Förderung teilweise finanziert.

In jedem Fall müssen KWKG-geförderte Heizkraftwerke, die primär einem ganzjährigen Entsorgungsauftrag nachkommen, wie Müllheizkraftwerke, zwingend von der Begrenzung ausgenommen werden. Gleiches sollte für KWK-Prozesse mit hohen CO₂-Einsparungen gelten, bei denen die Anlagen zwangsläufig durchlaufen und nicht flexibel betrieben werden können, etwa wenn Kokereigas genutzt wird, das ansonsten abgefackelt werden würde.

Auch Anlagen, die bereits einen Vorbescheid haben, sollten die Wahlmöglichkeit haben, ob das geltende KWKG-Regime oder das neue KWKG Anwendung finden soll.

- **§ 8 Abs. 4 sollte wie folgt gefasst werden:**
„Pro Kalenderjahr wird der Zuschlag für bis zu ~~3.500~~ 4.000 Vollbenutzungsstunden gezahlt. Satz 1 findet ab dem 1. Januar 2023 Anwendung.“
- **§ 7 Abs. 1, § 19 Abs. 1 und § 23 Abs. 1 werden wie im Abschnitt zur Grundvergütung für Anlagen und der Fördersätze für Wärmenetze und Wärmespeicher beschrieben gefasst.**

9. Mindestanteile in Wärmenetzen, § 18 Abs. 1 KWKG-Entwurf

- Bei dem Mindestanteil einer Kombination aus KWK-Wärme, EE-Wärme und Abwärme in Wärmenetzen sollte es beim Gleichlauf zwischen europäischer und nationaler Rechtsetzung bleiben.

Die Absenkung des Mindestanteils für KWK-Wärme auf 10 Prozent (statt bisher 25 Prozent) wird unterstützt. Dies trägt der zukünftig angestrebten Realität immer höherer Anteile erneuerbarer Wärme und Abwärme in den Wärmenetzsystemen Rechnung.

Kritisch ist dagegen die Erhöhung des Mindestanteils bei einer Kombination aus KWK-Wärme, EE-Wärme und Abwärme auf 75 Prozent. Damit wird unnötigerweise der Gleichlauf zwischen europäischem und nationalem Recht verlassen. Jedenfalls muss eine Übergangsregelung eingeführt werden, die kurz vor dem Abschluss stehende Projekte sichert. Auch sollte klargestellt werden, dass Projekte, die bereits einen KWK-Vorbescheid erhalten haben, umfassend gegen nachträgliche Verschlechterungen geschützt werden.

Bewertung der Stellungnahme des Bundesrates und der Gegenäußerung der Bundesregierung: Wir teilen die Einschätzung des Bundesrates, dass die Anhebung den erforderlichen Ausbau von Wärmenetzen und die Flexibilisierung der Wärmeerzeugung deutlich einschränken könnte. Entsprechend begrüßen wir, dass der Bundesrat mit Verweis auf die EU-Richtlinie fordert, die aktuelle Regelung beizubehalten. Wir bedauern, dass die Bundesregierung dieser Argumentation nicht folgt.

- **§ 18 Abs. 1 Nr. 2 Buchstabe b sollte nicht geändert werden.**

10. Evaluierungen, § 34 KWKG-Entwurf

- Die erste Evaluierung des KWKG sollte weiterhin im Jahr 2021 erfolgen, sofern der vorgesehene Prüfvorbehalt für KWK-Anlagen bis einschließlich 50 MW bestehen bleibt.

Die Verschiebung der Evaluierung auf das Jahr 2022 (statt bisher 2021) ist problematisch, sofern der im Gesetzentwurf vorgesehene Prüfvorbehalt in § 6 für KWK-Anlagen bis einschließlich 50 MW bestehen bleibt. Grund hierfür ist, dass möglichst zeitnah Klarheit über die Förderung von KWK-Anlagen (insbesondere bis einschließlich 50 MW) ab 2026 herrschen sollte. Viele Energieversorger arbeiten aktuell an Versorgungskonzepten, die auch dezentralere Strukturen und damit kleinere Anlagen beinhalten. Auch diese Betreiber haben erhebliche zeitliche Vorläufe zu realisieren, sodass eine möglichst zeitnahe Klarheit über die Förderbedingungen nach 2025 bestehen sollte. Auch sollten 2021 ausreichend Erfahrungen mit den Ausschreibungen vorliegen, um hier über eine Neuausrichtung der Förderung entscheiden zu können.

- **Für den Fall, dass der Prüfvorbehalt - entgegen dem VKU-Vorschlag – bestehen bleibt, sollte § 34 Absatz 2 Satz 1 Satzteil vor Nummer 1 wie gefolgt gefasst werden:**
Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie führt im Jahr 2017 sowie im Jahr 2021 als auch im Jahr 2025 und im Jahr 2029 eine umfassende Evaluierung der Entwicklung der KWK-Stromerzeugung in Deutschland durch, insbesondere mit Blick auf [...]

11. Übergangsregelung, § 35 Abs. 19 KWKG-Entwurf

- Die vorgesehene Übergangsregelung bietet keinen Vertrauensschutz für bereits weit fortgeschrittene KWK- und Wärmenetzprojekte.

§ 7 Abs. 1 als auch Abs. 6 (Abs. 7 in der derzeit geltenden KWKG-Fassung), § 8 Absatz 4 und § 18 KWKG-E sollten für bereits weit fortgeschrittene Projekte in der bis zum 31.12.2019 geltenden Fassung anwendbar bleiben. Hierzu sollte in Anlehnung an § 35 Abs. 16 KWKG eine entsprechende Übergangsregelung geschaffen werden, die insbesondere bei einem bis zum 31.12.2019 beantragten Vorbescheid Vertrauensschutz gewährt. Sollte der Kohleersatzbonus bei Modernisierungsprojekten entfallen (vgl. § 7c Abs. 1 KWKG-E), wäre über die Übergangsregelung sicherzustellen, dass für Modernisierungsprojekte mit einem Vorbescheid der Kohleersatzbonus gewährt wird.

- **In § 35 sollte folgende Übergangsregelung aufgenommen werden:**

Für Anlagen und Wärmenetze, die neu erbaut, modernisiert oder nachgerüstet werden sollen, für die bis zum 31.12.2019 ein entsprechender Vorbescheid beantragt wurde, gelten § 7 Absätze 1, 6 und 7, § 8 Absatz 4 und § 18 in der bis zum 31.12.2019 geltenden Fassung.

- **Für den Fall, dass Modernisierungsprojekte – entgegen dem VKU-Vorschlag – nicht in den Anwendungsbereich des § 7c Abs. 1 KWKG-E fallen sollten, sollte in § 35 folgende Regelung aufgenommen werden:**

Für modernisierte Anlagen, für die bis zum 31.12.2019 ein Vorbescheid erteilt wurde, gilt § 7c Absatz 1 entsprechend.

Artikel 7 Änderung der KWK-Ausschreibungsverordnung

Höchstwert, § 5 KWKAusV

- Die Höchstwerte sollten um jeweils 1 ct/kWh erhöht werden, um den geänderten Rahmenbedingungen gerecht zu werden.

Aus unserer Sicht sind die Höchstwerte (Höchstpreise) der Ausschreibungen zu niedrig, da sich die Rahmenbedingungen seit Festlegung der Höchstwerte im Jahr 2017 verändert haben, wie in der Vorbemerkung und im Abschnitt zur Grundvergütung bereits dargestellt wurde.

Dies ist an den Ausschreibungsergebnissen ablesbar. Zum Beispiel stieg der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert innerhalb von zwei Jahren von 4,05 auf 5,12 Cent/kWh, also um 1,07 ct/kWh. Noch stärker stieg der höchste noch bezuschlagte Gebotswert. Er stieg um 1,85 ct/kWh von 4,99 ct/kWh auf 6,84 ct/kWh. Der maximal zulässige Zuschlagswert, der Höchstwert von 7 ct/kWh, ist damit fast erreicht. Ähnliches gilt auch für die Ausschreibungen für innovative KWK-Systeme (iKWK).

Es ist anzunehmen, dass der Höchstpreis bei der letzten Ausschreibung für KWK-Anlagen Anfang Dezember 2019 bereits begrenzend gewirkt hätte, da die Belastung durch das BEHG (s. Vorbemerkungen) noch nicht in den Geboten eingepreist werden konnte. Insbesondere die Anhebung des Startpreises von 10 auf 25 Euro/t für das kommende Jahr als auch der nachfolgende Anstieg des nationalen CO₂-Preises konnte nicht valide eingepreist werden. Die daraus folgende jährlich steigende Belastung sollte auch bei der Anpassung der Höchstwerte beachtet werden, da sie auch bei der damaligen Festlegung der Höchstwerte nicht absehbar war.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die dargestellten Entwicklungen einen erhöhten Förderbedarf aufzeigen – im und außerhalb des Ausschreibungssegments.

Aufgrund dessen sollte mit dem Kohleausstiegsgesetz der Höchstwert für KWK-Anlagen im Ausschreibungssegment (zwischen 1 und 50 MW) von 7 auf 8 ct/kWh und der Höchstwert für die iKWK-Ausschreibungen von 12 auf 13 ct/kWh erhöht werden. Ein Abwarten auf die Evaluierung der KWKAusV, die nun mit dem Gesetzentwurf um vier Jahre auf das Jahr 2025 verschoben werden soll, wäre für den Ausbau der KWK ein schwerwiegendes Hindernis.

- **§ 5 sollte wie folgt gefasst werden:**

(1) Der Höchstwert in den Ausschreibungen beträgt für

1. KWK-Anlagen ~~7,0~~8,0 Cent pro Kilowattstunde KWK-Strom und

2. innovative KWK-Systeme ~~12,0~~13,0 Cent pro Kilowattstunde KWK-Strom.

Artikel 9 Beihilferechtlicher Vorbehalt

Artikel 9 formuliert den beihilferechtlichen Vorbehalt zur Umsetzung der Steinkohleaus-schreibungen. Ohne eine frühzeitige beihilferechtliche Genehmigung aller aus diesem Ge-setz entstehenden Entschädigungszahlungen an die Betreiber von Kohlekraftwerken gibt es für ihre Umsetzung dementsprechend keinerlei Rechtssicherheit. Die beihilferechtliche Genehmigung muss entsprechend schnellstmöglich von der Bundesregierung verhandelt und nachgewiesen werden. Zusätzlich kritisch ist, dass es für ein ordnungsrechtliches Vor-gehen im Zweifel keiner beihilferechtlichen Genehmigung bedarf. Die beihilferechtliche Regelung des KWKG ist ebenso wesentlich wie auch die EU-Absicherung der perspekti-visch aufwachsenden Reserven.

Fachliche Ansprechpartner:

Fabian Schmitz-Grethlein

Bereichsleiter Energiesystem und Energieerzeugung

Fon +49(0)30.58580-380

schmitz-grethlein@vku.de

Jan Wullenweber

Fachgebietsleiter Wärmemarkt

Fon +49(0)30.58580-388

wullenweber@vku.de

Annika Herzhoff

Referentin für Strommarktdesign
und Klimapolitik

Fon +49(0)30.58580-389

herzhoff@vku.de



Berlin, 19. Mai 2018

Deutscher Industrie- und Handelskammertag

Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz) - Kabinettsfassung

A. Das Wichtigste in Kürze

- Unbefriedigend sind die Regelungen zu den beiden Kompensationsinstrumenten, mit denen der Strompreisanstieg aufgefangen werden soll. Mit den beiden „Kann-Bestimmungen“ wird der KWSB nicht gefolgt. Die beiden Instrumente sind Bestandteil des Kompromisses und sollten daher verbindlich umgesetzt werden. Eine Verknüpfung mit der vorgesehenen Überprüfung im Jahr 2022 ist möglich.
- Es ist richtig, dass ein engmaschiges Monitoring der Auswirkungen des Ausstiegs aus der Kohleverstromung etabliert wird. Allerdings fehlen dabei die Verknüpfung mit dem Monitoring der Strukturentwicklung im Strukturstärkungsgesetz, dem Fortschritt beim Netzausbau und beim Ausbau erneuerbarer Energien auf 65 Prozent an der Bruttostromerzeugung.
- Während Braunkohlekraftwerke für die Stilllegung zumindest bis 2030 entschädigt werden sollen, gilt für Steinkohle ab 2024 der Grundsatz: keine Entschädigung. Der DIHK hält dieses Vorgehen für zweifelhaft. Die Investitionssicherheit am Standort Deutschland wird so auch über die Energieversorgung hinaus untergraben.
- Positiv zu bewerten ist, dass die Grundpfeiler der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) mit dem vorliegenden Entwurf im Gesetz angelegt sind. Der Ausstiegspfad aus der Kohleverstromung folgt bis 2030 im Wesentlichen den Empfehlungen.
- Es sollte allerdings keinen gemeinsamen Stilllegungspfad von Stein- und Braunkohle geben, da Steinkohleanlagen nach 2030 sonst sehr rasch vom Netz gehen müssten, was Probleme für Strompreise sowie Versorgungs- und Systemsicherheit erwarten lässt. Die Empfehlung der KWSB beinhalten auch keinen gemeinsamen Pfad für diese beiden Technologien.
- Der ab 2026 geltende Grundsatz der entschädigungslosen Stilllegungen bei der Steinkohle entspricht nicht den Empfehlungen der KWSB. Zudem geht davon ein schlechtes Signal für die Investitionssicherheit weit über den Energiesektor in Deutschland hinaus aus.
- Besonders problematisch ist der Grundsatz der Entschädigungsfreiheit ab 2026 für die acht Blöcke der jüngsten Steinkohlegeneration. Eine erfolgreiche Teilnahme an den

Auktionen bis 2026 ist aufgrund der geringen Laufzeiten (11 bis 13 Jahre) unwahrscheinlich, da die Opportunitätskosten über denen älterer Anlagen liegen.

- Die KWSB hat eine Gleichbehandlung zwischen den Kohle-KWK-Anlagen in der Industrie und in der allgemeinen Versorgung empfohlen. Mit Blick auf KWK-Anlagen zwischen 1 und 50 MW, die in die Ausschreibung müssen, wird dies nicht eingehalten. Der Kohleersatzbonus kann bei solchen Anlagen nur in Anspruch genommen werden, wenn der Strom vollständig in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Dadurch würde allerdings das Eigenerzeugungsprivileg entfallen. Zudem passt die Begrenzung der Förderung auf 3.500 Vollbenutzungsstunden nicht zum Profil von Industrieanlagen. Die Opportunitätskosten in der Industrie liegen daher deutlich über denen von Anlagen in der allgemeinen Versorgung. Daher werden sie sich in den Ausschreibungen nicht durchsetzen können. Den Wegfall von Industrie-KWK-Anlagen kann sich der Standort Deutschland mit Blick auf die Versorgungs- und Systemsicherheit nicht leisten. Für Süddeutschland gilt das in erhöhtem Maße. Der Kohleersatzbonus sollte daher auch von Anlagen direkt in Anspruch genommen werden können, die ganz oder teilweise zur Eigenerzeugung eingesetzt werden.
- Mit Ausnahme des Kohleersatzbonus sollten die weiteren Änderungen am KWKG in einer eigenständigen Novelle behandelt werden. Auch hier wird mit dem vorliegenden Entwurf in die Planungs- und Investitionssicherheit von Unternehmen eingegriffen.
- Der Kohleersatzbonus sollte, wie von der KWSB vorgesehen, auch für Industriekraftwerke nutzbar sein, wenn der Strom selbst verbraucht wird. Die Perspektive für Objekt- und Industrie-KWK fehlt in den Änderungen des KWKG vollständig. Auch werden die Auswirkungen auf solche Anlagen, die nicht im Europäischen Emissionshandel sind, durch das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) nicht berücksichtigt.
- So lange nicht mit der EU-Kommission geklärt ist, ob das KWKG und die Netzreserve einer beihilferechtlichen Notifizierung bedürfen, bieten die Regelungen keine Sicherheit für Unternehmen. Diese Klarheit sollte rasch herbeigeführt werden.

B. Relevanz für die deutsche Wirtschaft

Die deutsche Wirtschaft ist in vielfältiger Weise von diesem Gesetz betroffen: Zunächst die Betreiber von Kohlekraftwerken durch die Regelungen zum Auslaufen der Kohleverstromung. Durch die Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) sind auch viele aktuelle und potenzielle Betreiber von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen direkt adressiert.

Das Kohleausstiegsgesetz und die Novellen der anderen Gesetze haben Auswirkungen auf die Strompreise, so dass die deutsche Wirtschaft in Gänze vom Referentenentwurf betroffen ist. Deutschland ist bereits das Land in Europa mit den höchsten Strompreisen für fast alle Verbrauchergruppen. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung wird die Endkundenpreise, die die Unternehmen bezahlen müssen, weiter ansteigen lassen. Es ist zudem davon auszugehen, dass es zu weiteren Strompreissteigerungen durch eine höhere KWK-Umlage kommt, die nicht kompensiert wird.

Die Aussage des Entwurfs, dass nennenswerte Auswirkungen auf Einzelpreise, das allgemeine Preisniveau oder das Verbraucherpreisniveau nicht zu erwarten sind, teilt der DIHK daher nicht. Relevant für die deutsche Wirtschaft ist das Gesetz auch insofern, als es Wechselwirkungen mit den Themen System- und Versorgungssicherheit gibt. Der Standort Deutschland kann sich Zweifel an diesen Stellen nicht leisten.

Des Weiteren wird teils entschädigungslos in unternehmerisches Eigentum eingegriffen. Dies wird Auswirkungen auf die Investitionssicherheit der deutschen Wirtschaft insgesamt haben. Dies gilt umso mehr, als davon auszugehen ist, dass entschädigungslose Eingriffe in Anlagen stattfinden werden, die zum Zeitpunkt der gesetzlichen Stilllegung noch nicht abgeschrieben sein werden.

C. Allgemeine Einführung

Die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) hat in einem Kraftakt einen von allen gesellschaftlichen Gruppen getragenen Kompromiss gefunden. Die Empfehlungen der Kommission zum Zeitplan des Ausstiegs aus der Kohleverstromung und zu den Überprüfungszeitpunkten werden im Wesentlichen umgesetzt, so dass der DIHK den vorliegenden Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes bei diesen Punkten grundsätzlich positiv bewertet. Wie bereits unter B. dargelegt, ist von einem Anstieg der Strompreise im Zuge des Ausstiegs aus der Kohleverstromung auszugehen (vgl. auch Aurora Energy 2019: Auswirkungen der Schließung von Kohlekraftwerken auf den deutschen Strommarkt). Entgegen der Empfehlungen der KWSB sind die beiden Kompensationsinstrumente Zuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten aus dem Bundehaushalt und zusätzliches Entlastungsinstrument für die energieintensive Industrie nur als „Kann-Vorschrift“ enthalten. In vorher bekannt gewordenen Entwürfen stand an diesen Stellen hingegen eine „Ist-Vorschrift“. Sollte diese nicht wieder aufgenommen werden, ist dies aus Sicht der gewerblichen Wirtschaft eine Aufkündigung des Kompromisses von Seiten der Bundesregierung.

Für Betreiber von Steinkohlekraftwerken stecken im Gesetzestext viele Unwägbarkeiten: Die schrittweise Stilllegung von Kraftwerken über Auktionen und Altersreihung verändert die Netztopologie mit Stilllegung, so dass es für Kraftwerksbetreiber kaum vorhersehbar ist, welche Kraftwerke wirklich als nächstes über die staatliche Stilllegung aus dem Markt ausscheiden. Wesentlich ist, dass bestehende Kraftwerksreserven derzeit bestimmte Leistungen zur Stabilisierung des Netzes nicht bereitstellen: Schwarzstartfähigkeit, Blindleistung und die erzwungene Umrüstung auf Phasenschieber werden ggf. nur regional bereitgestellt. Damit haben diese Eingriffe auch Auswirkungen auf Gaskraftwerke in ganz Deutschland.

Es erstaunt, dass bei der Prüfung der Alternativen (Kapitel C) eine vollständig durchverhandelte Lösung für die Steinkohle analog zur Braunkohle gar nicht in Betracht gezogen wurde. Gleiches gilt für den Punkt, wie von der KWSB empfohlen, bis 2030 Stilllegungen durch Ausschreibungen für die Steinkohlekraftwerke vorzusehen. Im Gesetz werden entschädigungsfreie Stilllegungen bei der Steinkohle zum Grundsatz erhoben. Der DIHK sieht dieses Vorgehen kritisch und rechnet mit einer Klagewelle von Betreibern von Steinkohlekraftwerken. Rechtsfrieden wird durch dieses Vorgehen jedenfalls nicht hergestellt. Es entsteht auch eine Ungleichbehandlung mit Betreibern von Braunkohlekraftwerken, die für Stilllegungen zumindest bis 2030 entschädigt werden. Auch nach 2030 werden Steinkohlekraftwerksbetreibern Erlöse entgehen. Nach einer Analyse von frontier economics beläuft sich allein der Schaden für das Steinkohlkraftwerk Lünen auf knapp 600 Mio. Euro. Setzt man diese Summe auch für die anderen jungen Steinkohlekraftwerke an, ergibt sich ein Schaden für die Betreiber von über 4 Mrd. Euro.

Aus Sicht des DIHK ist es auch nicht damit getan, aus der Kohleverstromung auszusteigen, ohne den Bau neuer Anlagen massiv zu beschleunigen. Diesem Gesetz sollte daher ein begleitendes spezifisches Planungsbeschleunigungsgesetz an die Seite gestellt werden. Mit Blick auf derzeit übliche Planungszeiträume steht ansonsten zu befürchten, dass wesentliche Investitionsmaßnahmen, die unmittelbar den Auswirkungen des Kohleausstiegsgesetzes geschuldet sind, nicht über das Planungsstadium hinauskommen. Für die breite Öffentlichkeit ist das Kohleausstiegsgesetz in der jetzigen Form abstrakt. Erst in den konkreten Planungsstadien, wenn die jeweilige Betroffenheit sichtbar

wird, setzt der bekannte „Nimby“-Effekt ein. Im Strukturstärkungsgesetz besteht die Möglichkeit, neben der Beschleunigung bei der Verkehrsinfrastruktur dies zumindest auch auf die Errichtung neuer Stromerzeugungsanlagen zu erstrecken.

Dies gilt insbesondere für den Spezialfall von fünf Unternehmen im rheinischen Revier, die mit Briketts aus dem Hambacher Tagebau versorgt werden. Die Versorgung endet allerdings 2022. Aufgrund der Beschaffenheit der Braunkohle aus diesem Tagebau sind diese Briketts auch nicht substituierbar. Da für die Umrüstung auf einen anderen Brennstoff (Umrüstungskosten ca. 40 Mio. Euro in Summe) nur noch wenig Zeit bleibt, sollte in solchen dringenden Fällen eine Beschleunigung gewährt werden. Gleiches gilt auch bei Stilllegungen von Kohle-KWK-Anlagen, in denen die Zeit zur Umstellung gering ist. Die Wärmeversorgung sollte in jedem Fall nicht gefährdet werden. Wenn es keine Beschleunigung solcher Prozesse gibt, sollten Kohlekraftwerke auch erst zu einem späteren Zeitpunkt geschlossen werden.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat einen KWK-Dialogprozess aufgesetzt, der die kommende KWKG-Novelle vorbereiten sollte. Die nun mit dem vorliegenden Entwurf von der Bundesregierung vorgeschlagenen Änderungen wurden hingegen mit der Branche zum Teil nicht besprochen. Ein solches Vorgehen erstaunt. Aus Sicht des DIHK wäre es sinnvoller gewesen, abgesehen von den Regelungen zum Kohleersatzbonus, weitere Änderungen im Rahmen einer eigenständigen Novelle vorzunehmen, wie es auch von Seiten des BMWi vorgesehen war. Zumal die Perspektiven von Industrie- und Objekt-KWK völlig außen vor bleiben. Zudem sind die sog. Log-in-Effekte solcher Anlagen deutlich geringer, da Amortisation und technische Lebensdauer geringer sind als bei Anlagen in der allgemeinen Versorgung. Im Zuge der Einführung der nationalen CO₂-Bepreisung wird die Wirtschaftlichkeit aller fossilen KWK-Anlagen unter 20 MW Feuerungsleistung massiv verschlechtert. Der Entwurf zur Änderung des KWKG bietet hierauf keine Antwort.

In Artikel 9 wird ein beihilferechtlicher Genehmigungsvorbehalt verankert. Die Bundesregierung sollte so rasch wie möglich zu einem Konsens mit Brüssel kommen, um den Unternehmen Rechtssicherheit zu bieten.

D. Details - Besonderer Teil

D.1 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Die Bundesregierung sieht einen Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft durch die Bestimmungen dieses Gesetzes einmalig von 624.716 Euro und jährlich von 112.315 Euro. Ein Behördenmitarbeiter im mittleren Dienst wird mit 117.989 Euro pro Jahr bewertet. Für die gesamte deutsche Wirtschaft ergibt sich damit ein zusätzlicher Personalbedarf von etwa einer Stelle mit Ausnahme des Einführungsjahrs. Allein für das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle werden aufgrund der zusätzlichen Anträge für die neuen Boni im KWKG fünf Stellen veranschlagt. Dazu kommen rund 43 zusätzliche Stellen bei der Bundesnetzagentur. Die zusätzliche Stelle in der Wirtschaft würde damit rund 48 zusätzliche Stellen in nachgeordneten Behörden nach sich ziehen. Dies hat aus Sicht des DIHK nichts mit der Praxis zu tun. Vielmehr ist davon auszugehen, dass der Erfüllungsaufwand der Wirtschaft um ein Vielfaches über dem im Gesetz genannten liegen wird. Der DIHK bittet darum, dies entsprechend zu ändern und einen realistischen Erfüllungsaufwand abzubilden.

D.2 Kohleverstromungsbeendigungsgesetz

Anwendungsbereich (§ 1)

Der Anwendungsbereich des Gesetzes ist deutlich weiter als in diesem Paragraphen angegeben. Es bezieht sich z. B. auch für die Braunkohletagebaue. Dies sollte entsprechend klargestellt werden.

Zweck und Ziele des Gesetzes (§2)

In Absatz 2 wird festgehalten, dass die Reduzierung der Kohleverstromung möglichst stetig erfolgen soll. Dieses Postulat ist aus Gründen der Versorgungssicherheit und der Effekte auf die Strompreise richtig. Allerdings sollte dabei jede Technologie einzeln betrachtet werden, so wie es der Bericht der KWSB auch getan hat. Ein gemeinsamer Stilllegungspfad von Braun- und Steinkohle war in der KWSB hingegen kein Thema. Schon aufgrund der Verknüpfung der Braunkohlekraftwerke mit den Tagebauen ist eine andere Herangehensweise als bei der Steinkohle notwendig. Dies sollte im Umkehrschluss aber nicht dazu führen, dass die Steinkohle als Lückenfüller für die Braunkohle herhält. Eine solche Funktion ist nicht Gegenstand der Empfehlungen der KWSB.

Zielniveau und Zieldaten (§ 4)

Bisher galt in den Entwürfen des Gesetzes für die Zielerreichung des jeweiligen Jahres der 31.12. als Stichtag. Dies soll nun für 2023 und 2024 auf den 1. Juli und für die Jahre bis 2037 auf den 1. April vorgezogen werden. Dies ist aus Sicht des DIHK nicht sachgerecht, da die Ziele immer erst mit Ablauf des Jahres erreicht werden sollen. Daher sollte der Stichtag weiterhin der 31.12. sein. Unabhängig von der Einigung zur Stilllegung von Braunkohlekraftwerken sollten Steinkohleanlagen zwischen 2023 und 2030 im Umfang von jeweils ca. 1 GW im Jahr stillgelegt werden. Dadurch wird erreicht, dass die installierte Leistung aller Anlagen in diesem Zeitraum von 15 auf 8 GW sinkt. Die Berechnung der Ausschreibungsmengen sollte sich allein anhand des separaten Reduktionspfads beziehen.

Erreichung des Zielniveaus durch Ausschreibungen (§ 5)

Der Entwurf der Bundesregierung sieht vor, dass bis 2026 Stilllegungen von Kraftwerken per Ausschreibung ermittelt werden sollen. Die Empfehlungen der KWSB schließen ein solches Vorgehen nicht per se aus, auch wenn der DIHK im Einklang mit dem Abschlussbericht der KWSB eine Nutzung dieses Instruments bis 2030 bevorzugen würde.

Aus der Härtefallregelung nach § 39 geht hervor, dass ein finanzieller Ausgleich im Rahmen der gesetzlichen Reduktion nur dann gewährt wird, wenn dieser eine „unzumutbare Härte“ darstellt. In der Gesetzesbegründung wird weiter ausgeführt: „Bei einem solchen Härtefall handelt es sich um eine atypische Situation, die vom gesetzlichen Normalfall abweicht.“ Daraus lässt sich schließen, dass im gesetzlichen Normalfall keine Entschädigung für die Betreiber von stillzulegenden Anlagen vorgesehen sind. Fehlende Entschädigungen bei gesetzlicher Stilllegung untergraben die Investitionssicherheit für Unternehmen auch über die Betreiber von Steinkohlekraftwerken hinaus und sollten daher vermieden werden. Eine Stilllegung ohne Entschädigung ab 2027 entspricht auch nicht den Empfehlungen der KWSB. Es ist zudem auch für die Zeit nach 2030 mit Deckungsbeiträgen für Steinkohlekraftwerke zu rechnen.

Ermittlung des Ausgangsniveaus (§ 7)

Der DIHK unterstützt die im Gesetz vorgesehene Ermittlung des Ausgangsniveaus für die Ausschreibungsmenge. Positiv hervorzuheben ist, dass Anlagen, die den Kohleersatzbonus in Anspruch nehmen, sich nicht an Ausschreibungen beteiligen können. Problematisch ist in diesem Zusammenhang allerdings, dass Steinkohleanlagen, die ganz oder überwiegend zur Eigenversorgung genutzt werden und eine installierte Leistung zwischen 1 und 50 MW aufweisen, den Kohleersatzbonus de facto nicht in Anspruch nehmen können und ihnen damit die Wahlmöglichkeit vorenthalten wird. Hintergrund ist, dass der Kohleersatzbonus in diesem Segment nur Anlagen gewährt wird, die einen Zuschlag in einer Ausschreibung erhalten haben und den Strom vollständig in ein Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen. Dadurch erhalten diese Anlagen zwar den Kohleersatzbonus – sofern sie in einer Ausschreibung Erfolg hatten – verlieren aber die reduzierte EEG-Umlage, da der selbst erzeugte Strom nicht mehr selbst verbraucht wird. Zudem ist die Wärmeauskopplung bei Industrieanlagen in der Regel deutlich höher als bei Anlagen in der allgemeinen Versorgung. Die Opportunitätskosten solcher Anlage dürften aus diesen Gründen regelmäßig über den Geboten von Anlagen in der allgemeinen Versorgung liegen.

Teilnahme von Anlagen an der Ausschreibung (§ 12)

Nach Absatz 1 Nummer 8 müssen Kraftwerksbetreiber, wenn sie einen Zuschlag in der Ausschreibung erhalten haben, auf Verlangen des Übertragungsnetzbetreibers Generatoren so umzurüsten, dass sie zu einem Betriebsmittel für Systemdienstleistungen umzurüsten. Dies stellt einen weitreichenden Eingriff in das Eigentum des Kraftwerksbetreibers dar. Schließlich kann er sein Grundstück dann nur in Teilen für andere Zwecke nutzen. Bislang ist dieser Eingriff unbefristet. Er sollte nach Auffassung des DIHK zumindest befristet werden und lediglich das letzte Mittel darstellen.

Kraftwerke in Süddeutschland sollen nach Absatz 3 von der Teilnahme an der Ausschreibungsrunde 2020 ausgeschlossen werden; dies wird in der Begründung mit der absehbaren Feststellung der Systemrelevanz im Falle einer Bezuschlagung begründet, die offenbar vermieden werden soll.

Dadurch verringert sich der Wettbewerb, was zu einem ineffizienterem Ausschreibungsergebnis führen kann. Aufgrund des schleppenden Netzausbaus werden voraussichtlich auch nach 2020 in den weiteren Ausschreibungsrunden Kraftwerke als systemrelevant eingestuft. Ob wie die Bundesregierung schreibt, „bis Mitte der 2020er-Jahre wichtige Hochspannungsgleichstromleitungen fertiggestellt“ sind, bleibt abzuwarten. Aus diesem Grund erschließt sich der Ausschluss süddeutscher Anlagen in der Auktion 2020 nicht.

Zuschlagsverfahren (§ 18)

Sind Auktionen überzeichnet, erfolgt die Reihung der Gebote nicht allein nach dem tatsächlichen Gebotswert. Vielmehr soll der Gebotswert durch die durchschnittlichen Emissionen des Kraftwerks der letzten drei Jahre geteilt werden. Dies ist auf der einen Seite verständlich, um möglichst viele Emissionen möglichst frühzeitig vom Markt zu nehmen. Auf der anderen Seite ist es problematisch, da Leistung und keine Emissionsmenge ausgeschrieben wird. Von einer Überzeichnung der Auktionen ist aufgrund der ansonsten drohenden entschädigungslosen Stilllegung der Anlagen auszugehen.

Die KWSB hatte sich bewusst für den Weg entschieden, auf die Leistung abzustellen, da die Emissionen z. B. nichts über die Effizienz eines Kraftwerks aussagen. So können längere Ausfallzeiten oder aus Sicht des Kraftwerks schlechte Marktbedingungen zu einem geringen Ausstoß von Emissionen bei ineffizienten Kraftwerken führen. Diese würden dann weiterlaufen. Effizientere Kraftwerke stillzulegen ist aus Sicht des DIHK nicht sinnvoll und würde voraussichtlich auch die Stilllegungskosten erhöhen. Daher sollte auf diesen Punkt verzichtet bzw. die Verwendung eines anderen Emissionskriteriums geprüft werden. Dies gilt umso mehr, als Anlagen in der Industrie aufgrund der höheren Wärmeauskopplung als Anlagen in der allgemeinen Versorgung und der damit einhergehenden höheren Opportunitätskosten benachteiligt werden.

Anlagen, die in bestimmten Regionen stehen, erhalten einen Netzfaktor als Zuschlag zum Gebot, d. h. sie werden im Auktionsverfahren benachteiligt. Da sie somit bei der Ausschreibung mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht zum Zug kommen werden, droht eine entschädigungslose Stilllegung, wenn diese Anlage aus Netzsicht nicht mehr systemrelevant ist. Anlagen stützen das Stromversorgungssystem und sollen daher auf eine Entschädigung verzichten. Aus Sicht des DIHK sollte dieses Vorgehen überdacht werden.

Höchstpreis (§ 19)

Unverständlich ist, warum, anders als bei den Ausschreibungen für erneuerbare Energien und KWK-Anlagen, ein über dem Höchstwert liegender Gebotswert nicht direkt zu einem Ausschluss des Kraftwerks führt. Es sollte eine einheitliche Regelungspraxis für alle Ausschreibungen geben. Auch aus der Begründung geht hervor, dass dies das mildere Mittel gegenüber dem Ausschluss darstellt. Wenn die Bundesregierung dieser Auffassung ist, sollte das für alle Ausschreibungen Anwendung finden.

Die Höchstpreise weisen eine sehr starke Degression auf. Sie sollten so ausgestaltet werden, dass eine freiwillige Stilllegung der Kraftwerke erfolgen kann. Dies setzt eine angemessene Berücksichtigung der Stilllegungs- und Opportunitätskosten der Betreiber bei der Festlegung des Höchstpreises

voraus. So bewirkt das Zusammenspiel aus den jetzt vorgeschlagenen, zu niedrigen Höchstpreisen und grundsätzlich entschädigungslosen Stilllegungen ab 2024 bzw. 2027, dass das Prinzip der Freiwilligkeit konterkariert wird. Betreiber können sich dadurch gezwungen sehen, unterhalb ihrer Kosten zu bieten.

Aufgrund der Degression werden zudem Betreiber neuerer Anlagen mit höheren Opportunitätskosten benachteiligt. Die KWSB hatte empfohlen, für Anlagen, die jünger als 25 Jahre sind, die Degression des Höchstwerts auszusetzen. Für Stilllegungen im Jahr 2026 beträgt der Höchstpreis in den Auktionen 49 Euro/kW installierter Leistung. Das sind weniger als 10 Prozent der durchschnittlichen Entschädigung für Braunkohlekraftwerke (rund 500 Euro/kW).

Verfahren bei Unterzeichnung der Ausschreibungen (§ 20)

Der DIHK plädiert dafür, auf die geplante gesetzliche Stilllegung ab 2024 zu verzichten, wenn Ausschreibungen unterzeichnet sein sollten. Sollte die Bundesregierung an ihrer Auffassung festhalten, dass Steinkohlekraftwerke grundsätzlich keine Entschädigung bekommen, wird dies dazu führen, dass die Ausschreibungsmengen in den Jahren 2024 bis 2026 überzeichnet sind.

Verhältnis der Steinkohleausschreibung zur Kapazitätsreserveverordnung (§ 25)

Der DIHK unterstützt, dass Anlagen, die einen Zuschlag in einer Auktion erhalten haben, an Ausschreibungen im Rahmen der Kapazitätsreserveverordnung teilnehmen dürfen. Dadurch wird ein hohes Maß an Wettbewerb und damit eine preisgünstige Beschaffung in diesem Absicherungssegment des deutschen Strommarkts ermöglicht. Die Bundesregierung folgt hiermit den Empfehlungen der KWSB.

Gewährleistung der Netzsicherheit bei der Ausschreibung (§ 26)

Nach Absatz 3 darf ein Netzbetreiber die Umrüstung einer Steinkohleanlage verlangen, wenn diese systemrelevant ist, aber endgültig abgeschaltet werden soll. Da Anlagen in der Netzreserve nur sehr wenige Stunden im Jahr laufen und auch nicht am Markt eingesetzt werden, hält der DIHK diese Maßnahme nicht für notwendig, da Kraftwerke in dieser Reserve abgeschaltet werden müssen (sofern eine endgültige Stilllegungsanzeige vorliegt), wenn sie den Status der Systemrelevanz nach erfolgtem Netzausbau verlieren. Aufgrund der geringen Laufzeiten der Netzreserve ist auch nicht von signifikanten Emissionen solcher Anlagen auszugehen. Zudem dürften sich die Vermeidungskosten einer solchen Umrüstung auf ein Vielfaches des derzeitigen Preises im europäischen Emissionshandelssystem belaufen.

In diesem Zusammenhang ist nicht eindeutig, ob die nach § 18 bezuschlagten Anlagen, für die nachträglich die Systemrelevanz festgestellt wird, in der Netzreserve weiterbetrieben werden sollen oder ob ein neues Netzsegment geschaffen wird. Auch der Umbau der Anlagen, der sich auf die Nutzung als Phasenschieber bezieht, ist ein neuer Sonderfall für die Netzreserve. Bei der Netzreserve ist zudem unklar, ob sie nach dem Urteil des EuGHs zum EEG 2012 weiterhin einer beihilferechtlichen Genehmigung bedarf.

Absatz 2 sieht vor, dass die Systemrelevanzprüfungen durch die Übertragungsnetzbetreiber auch Alternativen zum Weiterbetrieb der Steinkohleanlagen unter Berücksichtigung technischer Aspekte,

erforderlicher Vorlaufzeiten sowie erwarteter Kosten beinhalten sollen. Derartige Alternativenprüfungen können den Untersuchungsaufwand der Systemrelevanzprüfungen signifikant erhöhen und erscheinen redundant zu der ohnehin bestehenden Anforderung, die Bemessung der Netzreserve am Redispatchbedarf auszurichten. Die Motivation für diese Alternativenprüfung liegt darin, die Vorhaltung von Kraftwerken als Netzreserve möglichst zu vermeiden, wenn diese ausschließlich zu Zwecken der Spannungsstabilität benötigt werden. Die Forderung nach Alternativenprüfungen ist daher sachgerecht in § 26 Absatz 3 zu verorten.

Verfahren der Reihung durch die Bundesnetzagentur (§ 29)

Nach § 29 werden die Steinkohlekraftwerke von der Bundesnetzagentur nach ihrem Inbetriebnahmedatum gereiht. Investitionen in Kraftwerke werden richtiger Weise nach § 31 bei der Reihung berücksichtigt. Kraftwerke nach dem Alter zu reihen, um dadurch eine Abschaltreihenfolge zu bekommen, ist grundsätzlich verständlich. Schließlich ist davon auszugehen, dass jüngere Kraftwerke höhere Wirkungsgrade aufweisen und Kohle damit effizienter nutzen. Allerdings berücksichtigt die Reihung allein nach dem Alter nicht, ob ein Kraftwerk auskoppelt oder nicht. Dies sollte ebenfalls in die Reihung einfließen.

Problematisch ist die Altersreihung insbesondere bei den neuesten Steinkohlekraftwerken, die zwischen dem 1. Dezember 2013 und dem 30. Oktober 2015 ans Netz gegangen sind. Es handelt sich dabei um acht Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke mit einer installierten Leistung von rund 6,2 GW, die alle der gleichen Generation angehören und daher ungefähr denselben Wirkungsgrad von ca. 46 Prozent aufweisen. Sprich: Die Kraftwerke weisen alle dieselbe Effizienz auf. Eine sinnvolle Anwendung der Altersreihung nach § 29 und damit der Stilllegung dieser Anlagen ab 2030 erscheint daher nicht möglich. Problematisch ist zudem, dass die kombinierte Altersreihung es erlaubt, Kraftwerke aufgrund ihrer Systemrelevanz länger am Markt zu lassen und dafür deutlich jüngere Kraftwerke abzuschalten, die aus Netzsicht nicht relevant ist. Zwar ist es richtig, dass Steinkohlekraftwerke erst abgeschaltet werden, wenn sie nicht (mehr) systemrelevant sind. Jüngere Kraftwerke aber dafür zu bestrafen, dass der Netzausbau nicht rechtzeitig umgesetzt werden konnte, erscheint allerdings ebenfalls nicht zielführend. Daher sollten aus Sicht des DIHK systemrelevante Kraftwerke in der Reihung so behandelt werden, als seien sie bereits abgeschaltet worden.

Langfristige Netzanalyse und Netzsicherheit (§ 34)

Es ist richtig, dass die Auswirkungen des Ausstiegs aus der Kohleverstromung auf die Versorgungs- und Systemsicherheit auch in langfristiger Perspektive eng überwacht werden. Der DIHK hält es für richtig und notwendig, dass bei Zweifeln an der Versorgungs- und Systemsicherheit Abschaltanordnungen verschoben werden sollen.

Die in Absatz 1 vorgesehenen langfristigen Analysen, die im November 2020 vorzulegen sind, sollen untersuchen, welche Auswirkungen die gesetzliche Reduktion der Stein- und Braunkohleverstromung auf die Bewirtschaftung von Netzengpässen, auf die Frequenzhaltung, die Spannungshaltung und auf die Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus haben. Langfristige Netzanalysen mit dieser Zielsetzung bereits im laufenden Jahr bergen allerdings die Gefahr einer großen Unschärfe, weil wesentliche Parameter (z. B. die Reihung der Stilllegung) zu diesem

Zeitpunkt nicht bekannt sind. Ferner ist auch der Netzausbau den bekannten Unsicherheiten unterworfen.

Die begleitenden Netzanalysen nach Absatz 2 stellen hohe technische Anforderungen an die Zusammenarbeit zwischen Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreibern. Die Analysen sollten analog zum aktuell geltenden EnWG sowie der NetzResV durch die ÜNB erstellt und anschließend von der Bundesnetzagentur geprüft und genehmigt werden. Hintergrund ist, dass die Systemverantwortung den ÜNB obliegt und nur sie alle relevanten Daten und Informationen zum Netzausbau und -betrieb (z. B. Abschaltplanungen und Inbetriebnahmetermine von Netzausbaumaßnahmen u. a.) vorliegen haben und sich bei den Analysen auch auf die Erkenntnisse aus anderen, ähnlich gelagerten Analysen stützen können.

Anordnung der gesetzlichen Reduzierung und deren Aussetzung (§ 35)

Es ist grundsätzlich richtig, dass gesetzliche Stilllegungen von Steinkohlekraftwerken ausgesetzt werden, wenn diese für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromsystems notwendig sind. Mit Absatz 2, Satz 4 wird dieser Grundsatz jedoch wieder durchbrochen. Anlagen können trotz ihrer Notwendigkeit zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit stillgelegt werden, um das Ziel von 8 GW Steinkohle im Jahr 2030 zu erreichen bzw. im Jahr 2038 eine vollständige Stilllegung aller Anlagen zu erreichen. Mit dieser Regelung wird das Vertrauen der Unternehmen erschüttert, dass Versorgungs- und Systemsicherheit ein zum Klimaschutz gleichrangiges Gut ist. Denn: Offensichtlich gibt die Bundesregierung dem Klimaschutz Vorrang. Der DIHK plädiert an dieser Stelle dafür, dass Kraftwerke auch im Hinblick auf 2030 und 2038 erst abgeschaltet werden, wenn klar ist, dass damit keine Probleme für die Versorgungs- und Systemsicherheit entstehen.

Verhältnis der gesetzlichen Reduktion der Steinkohleverstromung zur Kapazitätsreserve (§ 36)

Der DIHK hält es für sinnvoll, dass Steinkohlekraftwerke an der Kapazitätsreserve teilnehmen können, auch wenn eine gesetzliche Abschaltung bereits angeordnet ist.

Gewährleistung der Netzsicherheit bei der gesetzlichen Reduzierung (§ 37)

Bei den Fristen für die Systemrelevanzprüfung durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nach den jährlichen Stilllegungsanordnungen sollte – u. a. auch zur Vermeidung von Doppelprüfungen und unnötigem Mehraufwand – darauf geachtet werden, dass die Termine der Systemrelevanzprüfung synchron laufen zu den bereits jährlich stattfindenden Systemanalysen der ÜNB gem. § 3 Abs. 2 der NetzResV. Dies ist bereits in § 26 Abs. 2 Nr. 2 ab der dritten Runde im Ausschreibungsverfahren vorgesehen. Ferner sollte darauf geachtet werden, dass den ÜNB und auch der Bundesnetzagentur ausreichend Zeit zur Verfügung steht, die Szenarien abzustimmen und die Rechnungen durchzuführen. Ein zeitliches Vorziehen der Eingangsdatenabstimmung und eine Verlängerung des Berechnungszeitraums Systemanalyse gem. § 3 Abs. 2 der NetzResV von drei auf vier Monate empfiehlt sich daher.

Steinkohle-Kleinanlagen (§ 38) und Braunkohle-Kleinanlagen (§ 44)

Die Freistellung von Kleinanlagen von Ordnungsrecht bis 2030 ist ausdrücklich zu begrüßen und entspricht den Empfehlungen der KWSB. An den Standorten, wo für eine Umstellung auf Gas die

notwendige Gasinfrastruktur nicht vorhanden ist, sollten auch nach 2030 Ausnahmeregelungen gelten. Im Segment bis 150 MW befinden sich vor allem industrielle Anlagen, die überwiegend zur Eigenversorgung genutzt werden und Wärme auskoppeln. Die Umstellung dieser Kraftwerke kann beschleunigt werden, wenn auch solche Anlagen den Kohleersatzbonus des KWKG in Anspruch nehmen können. Andernfalls ist davon auszugehen, dass viele Anlagen nicht ersetzt werden. Im Hinblick auf die abnehmende Kraftwerksleistung ist es aus Sicht des DIHK daher nicht sinnvoll, auf solche Anlagen zu verzichten (s. auch Ausführungen zum KWKG).

Kleinere Braunkohleanlagen bis 150 MW sind nicht Teil des verhandelten Ausstiegs aus der Braunkohle. Für sie sollen dieselben Regelungen angewendet werden wie für kleinere Steinkohleanlagen. Es ist aufgrund der höheren Emissionen solcher Anlagen und der in der Regel längeren spezifischen Laufzeiten davon auszugehen, dass diese Anlagen dann 2030 rasch stillgelegt werden, wenn der gesetzliche Reduktionspfad auch für Kleinanlagen greift. Zwar können auch Kleinanlagen an den Ausschreibungen bis 2026 teilnehmen, aufgrund der meist höheren Wärmeauskopplung bei industriellen Anlagen weisen diese Kraftwerke aber höhere Opportunitätskosten im Hinblick auf eine Stilllegung auf, zumal da es sich um Alt-Bestandsanlagen handelt und damit für den Selbstverbrauch des Stroms keine EEG-Umlage bezahlt wird. Daher plädiert der DIHK dafür, solche Anlagen besser im Ausschreibungsdesign zu berücksichtigen oder bessere Rahmenbedingungen im KWKG zu schaffen.

Für Kohle-Anlagen in der Industrie mit einer Feuerungsleistung unter 20 MW greift zudem ab 2023 die Bepreisung der Kohle durch das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG). Eine Umstellung solcher Anlagen auf Gas ist in den meisten Fällen nicht wirtschaftlich, so dass hier die Stilllegung ganzer Betriebe im Raum steht.

Aus Sicht des DIHK sollte zumindest klargestellt werden, dass das Verbot der Mitverbrennung von Kohle als Nebenenergieträger (§ 45) für Kleinanlagen frühestens im Jahr 2030 greifen sollte.

§ 39 Härtefälle

Grundsätzlich ist es richtig, dass Härtefälle im Gesetz durch eine Fristverlängerung für Stilllegungen berücksichtigt werden können. Allerdings bleibt unklar, was unter bereits begonnenen Umrüstungen zu verstehen ist oder ab wann eine unzumutbare Härte beginnt. Aus Sicht des DIHK sollte insbesondere die Sicherung der Wärmeversorgung einen Härtefall darstellen. Zudem können Anlagen nur umgerüstet werden, wenn ein Anschluss an das Gasnetz verfügbar ist. Dies dürfte nicht überall gegeben sein. Dies sollte im Rahmen des Paragrafen zu Härtefällen ebenfalls berücksichtigt werden.

Verbot der Kohleverfeuerung (§ 46)

Der Abschlussbericht der KWSB stellt klar, dass sich bei der Reduzierung von gekoppelten Kohlekraftwerkskapazitäten im Vergleich zu ungekoppelten Kohlekraftwerkskapazitäten aufgrund der lokalen Wärmeversorgung und industrieller Prozesswärmebereitstellung zwangsläufig unterschiedliche Herausforderungen ergeben, die auch differenziert betrachtet werden müssen. Um eine Gefährdung der Dampfversorgungssicherheit auszuschließen, bedarf es einer solchen differenzierten Betrachtung in § 46. Für Steinkohleanlagen, die auch der Wärme- oder Prozessdampfversorgung

dienen, sollte das Kohleverfeuerungsverbot erst greifen, wenn die Inbetriebnahme der Dampferzeugungsanlage, die die stillzulegende Anlage ersetzt, abgeschlossen ist. Ansonsten ist die Dampfversorgungssicherheit nicht gewährleistet.

Eine Frist von max. 30 Monaten ist für eine solche Umstellung grundsätzlich nicht ausreichend. Die notwendigen Schritte wie Genehmigungsverfahren, Ausschreibungsverfahren für den Bau der Anlage, technische Umsetzung, und Inbetriebnahme benötigen einen Zeitraum von vier bis fünf Jahren. Insbesondere der Zeitraum für die Genehmigung ist mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Alternativ sollte in § 46 klargestellt werden, dass bis zum Abschluss der Inbetriebnahme der Ersatzanlagen, die Steinkohleanlage für die Sicherstellung der Dampfversorgung eingesetzt werden darf, bis die Inbetriebnahme der Dampferzeugungsanlage, die die stillzulegende Anlage ersetzt, abgeschlossen ist. In diesem Fall sollte die Bußgeldvorschriften nach § 59 nicht zur Anwendung kommen. In jedem Fall sollte zudem gesetzlich verankert werden, dass die Genehmigungsanträge für Ersatz-Dampferzeugungskapazitäten für Steinkohleanlagen, die auch der Wärmeversorgung dienen, vorrangig behandelt werden.

Verständlich ist das Anliegen der Bundesregierung vor dem Hintergrund des Ausstiegs aus der Kohleverstromung, auch die Mitverfeuerung von Braun- und Steinkohle in Kraftwerken zu unterbinden. Unklar ist aber, warum dies bereits bis zum 31.12.2026 geschehen soll. Der DIHK hält eine solche Regelung nicht für sinnvoll. Die Mitverfeuerung sollte erst mit dem endgültigen Verbot der Kohleverstromung 2038 beendet werden. Für Kleinanlagen unter 150 MW sollte diese Regelung in jedem Fall erst ab 2030 greifen.

Regelmäßige Überprüfung der Maßnahme (§ 49) und Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems und preisgünstige Versorgung mit Elektrizität (§ 50)

Der DIHK bewertet positiv, dass die Überprüfungszeitpunkte wesentlich so gesetzt werden, wie von der KWSB empfohlen. Dass die erste Überprüfung bereits 2022 stattfinden soll, ist sinnvoll, um möglichen Gefährdungen der Versorgungssicherheit im Zuge des Ausstiegs aus der Kernkraft vorzubeugen. Die Überprüfung kann dazu führen, dass ab 2023 (vorerst) keine weiteren Auktionen durchgeführt werden können.

Der DIHK unterstützt, dass Versorgungssicherheit und wettbewerbsfähige Strompreise eine stärkere gesetzliche Verankerung erfahren sollen. In Verbindung mit der in Artikel 3 (neuer Absatz 4a in § 51 EnWG) vorgesehenen Berücksichtigung von besonderen historischen Wetter- und Lastjahren beim Monitoring der Versorgungssicherheit ist hier entlang der KWSB-Empfehlungen der Einstieg in einen risikoorientierten „Stresstest“ für die Versorgungssicherheit enthalten. Es fehlen allerdings zu beiden Dimensionen noch konkrete Zielwerte, ein reines Monitoring ist nicht ausreichend und entspricht auch nicht dem Verständnis der KWSB zu diesem Punkt. Dies gilt insbesondere für den Punkt zu den wettbewerbsfähigen Strompreisen. Der DIHK empfiehlt daher, diese im Rahmen einer Verordnung zu entwickeln, die die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundestages erlassen können soll.

Die Verantwortung für die Systemsicherheit ist klar bei den Übertragungsnetzbetreibern geregelt. Eine ebenso klare Zuweisung der Versorgungssicherheit sollte im EnWG geschaffen werden. Durch

Dritte nachweislich verursachte Schäden infolge eines Stromausfalls oder aufgrund mangelnder Qualität bei der Stromversorgung sollten angemessen entschädigt werden. Die heute im EnWG verankerte Regelung ist unzureichend und bedeutet für die Wirtschaft ein hohes finanzielles Risiko.

Beim Monitoring der Strompreisentwicklung ist eine alleinige Betrachtung des Börsenstrompreises weder sinnvoll noch zielführend. Entscheidend für die Wirtschaft sind nicht die Preise an der Börse, sondern der Endkundenpreis. Insbesondere bei den Netzentgelten sind in der Zukunft weitere Steigerungen zu erwarten. Dazu kann auch die Abschaltung der Kohlekraftwerke führen, indem Redispatchkosten steigen. Zudem haben erneuerbare Energien zwar einen dämpfenden Effekt auf den Börsenstrompreis, dies verursacht aber gleichzeitig höhere Förderkosten, da mit dem verkauften Grünstrom weniger Erlöse erzielt werden können. Auch werden neue Regenerative nur in Ausnahmefällen ohne Förderung errichtet und belasten damit die EEG-Umlage. Entscheidend ist für ein Monitoring der Strompreise der Vergleich mit internationalen Wettbewerbern. Dieser sollte regelmäßig mindestens alle zwei Jahre erfolgen.

In § 50 Absätze 2 und 4 sieht der Gesetzentwurf vor, dass das BMWi auf Basis wissenschaftlicher Untersuchungen und der genannten Kriterien prüft, ob eine preisgünstige Stromversorgung bei Fortschreiten des Kohleausstiegs gewährleistet werden kann. Dies sollte transparent mit interessierten Kreisen gespiegelt werden. Falls eine preisgünstige Stromversorgung nicht gegeben ist, sollen geeignete Maßnahmen ergriffen werden können. Eine geeignete Maßnahme ist beispielsweise eine Anpassung der Kapazitätsreserve. Für den Fall, dass die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems nicht gewährleistet ist, sollen die Ausschreibungen für ein Zieldatum ausgesetzt werden oder das Ausschreibungsvolumen reduziert werden. Der DIHK unterstützt diese Regelung ausdrücklich. Dies gilt auch für das Vorziehen dieser Überprüfung bis zum 31.12.2020 und der dann jährlichen Überprüfung.

§ 50 Absatz 4, Satz 1 Nummer 1 ist entsprechend anzuwenden, wenn das BMWi feststellt, dass die Indikatoren für die Entwicklung der Strompreise nach § 49 Absatz 1 überschritten werden oder eine Überschreitung der Indikatoren droht und die Maßnahmen nach Absatz 2 nicht ausreichen, um dies zu verhindern. Dies sollte auch auf Nummer 2 entsprechend angewandt werden. Außerdem sollte klargestellt werden, dass die Überprüfung der Entwicklung der Strompreise ebenfalls bis zum 31. Dezember 2020 (§ 50, Absatz 1) vorliegt.

Der DIHK ist der Auffassung, dass die Überprüfung, ob die Gasversorgungsnetze ausreichend ausgebaut und dimensioniert sind für die Umstellung von Kraftwerken auf Gas, zu spät vorgelegt werden soll. Sie sollte spätestens bis zum 31.12.2020 abgeschlossen sein, auch um Kohlekraftwerksbetreibern Planungssicherheit zu geben.

Der Gesetzentwurf sieht derzeit nur während der Ausschreibungsphase bis Ende 2026 eine Anpassung des Kohleausstiegspaths vor. Dies sollte aus Sicht des DIHK auch für die Zeit ab 2027 gelten, wenn die Kriterien und Indikatoren für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromsystems und/oder die Kriterien und Indikatoren beim Strompreis nicht eingehalten werden. Der DIHK schlägt daher vor, in § 50 Absatz 4, Satz 1 eine Nummer 3 anzufügen:

„3. reduziert die Bundesnetzagentur auch für den Zeitraum vom 1. Januar 2027 bis zur Beendigung der Steinkohleverstromung spätestens im Jahr 2038 die Stilllegungsmengen.“

In § 50, Absatz 4, Satz 2 müsste entsprechend eine Ergänzung vorgenommen werden:

„Satz 1 Nummern 1 - 3 sind entsprechend anzuwenden [...]“.

An zwei entscheidenden Punkten bleibt der Gesetzesentwurf hinter den Empfehlungen der KWSB zurück: Dies betrifft die Beschleunigung des Netzausbaus sowie die Fortschritte beim Ausbau erneuerbarer Energien. Konkret: Das Erreichen des Ziels von 65 Prozent erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030. Dem Ausstiegsfahrplan aus der Kohle sollte dringend ein Einstiegsfahrplan in erneuerbare Energien zur Seite sowie in Integrationstechnologien wie Speicher gestellt werden. Andernfalls sollte der Ausstieg aus der Kohleverstromung überdacht werden. Des Weiteren fehlt bei der Überprüfung der energiewirtschaftlichen Situation die Verknüpfung mit dem Strukturstärkungsgesetz und der dort angelegten Überprüfung. Die KWSB hat empfohlen, alle vier Dimensionen Preise, Klima, Versorgungssicherheit und Strukturentwicklung gemeinsam zu prüfen und bei Abweichungen entsprechende Maßnahmen zu ergreifen. Aus Sicht des DIHK sollte diese Verknüpfung dringend nachgeholt werden. Zur Strukturentwicklung gehört auch, die Entwicklung in den energieintensiven Branchen mit in den Blick zu nehmen.

Entlastung stromintensiver Betriebe (§ 50 Absatz 5)

Die KWSB hat ein besonderes beihilferechtskonformes Entlastungsinstrument für stromkostenintensive Unternehmen empfohlen, denen der Zuschuss aus dem Bundeshaushalt zu den Netzentgelten nicht bzw. wenig hilft, die Kostensteigerungen durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung aufzufangen.

In den bisherigen Entwürfen war dieses Instrument enthalten. Dies wurde im Referentenentwurf in eine Kann-Bestimmung abgeschwächt. Dies widerspricht den Empfehlungen der KWSB und sollte dringend geändert werden. Energieintensive Unternehmen müssen für Investitionen in langlebige Anlagen bereits heute wissen, ob sie mit einer Kompensation des Strompreisanstiegs rechnen können. Daher sollte die Förderrichtlinie bis 31.12.2020 vom BMWi erlassen werden. Als alleiniges Kriterium zur Inanspruchnahme dieser Entlastung sollte aus Sicht des DIHK die Nutzung eines Sondernetzentgelts nach § 19 Absatz 2 der StromNEV gelten. Weitere Kriterien sind hingegen nicht notwendig. Zudem sollte im Gesetz geregelt werden, aus welchem Topf die notwendigen Mittel für dieses Instrument zur Verfügung gestellt werden sollen.

Der Referentenentwurf spricht beim Ausgleichsmechanismus für energieintensive Betriebe von einem „angemessenen Zuschuss“. Dies ist eine missverständliche Formulierung, da es sich nicht um Zuschüsse handelt, sondern um einen Ausgleich von Belastungen wie bei der Besonderen Ausgleichsregel des EEG. Daher sollte von einem vollständigen Ausgleichsanspruch gesprochen werden.

Es ist davon auszugehen, dass sich der Ausstieg aus der Kohleverstromung nicht nur direkt auf den Börsenstrompreis auswirken wird, sondern auch einen Anstieg sowohl des CO₂-Preises durch die

Stilllegung von Zertifikaten als auch des Erdgaspreises durch den höheren Einsatz in Kraftwerken zur Folge haben wird. Um diese Entwicklungen berücksichtigen zu können, sollte der Halbsatz „unabhängig vom konkreten Vorliegen oder der Ausgestaltung eines Stromlieferungsverhältnisses“ in Satz 3 nach dem Wort „Börsenstrompreises“ eingefügt werden.

Im Übrigen weist der DIHK darauf hin, dass im Rahmen des Strukturstärkungsgesetzes auch Unternehmen direkt als förderfähig eingestuft werden sollten.

Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken und europäisches Recht

Laut Entwurf der Bundesregierung sollen einzelne Braunkohlekraftwerke in eine Sicherheitsbereitschaft überführt werden. Allerdings regelt Art. 22 Absatz 1 der Strombinnenmarktverordnung, dass Kapazitätsmechanismen in Form von strategischen Reserven über ein technologieneutrales, diskriminierungsfreies, wettbewerbliches Auswahlverfahren beschafft werden müssen. Des Weiteren muss auch die Vergütung grundsätzlich wettbewerblich bestimmt werden.

Sicherung der Versorgung mit regionalen Rohstoffen

Kohlekraftwerke haben bisher maßgebend zur Rohstoffversorgung der deutschen Gips- und Zementindustrie beigetragen. Die Flugasche wird als Zusatzstoff in der Zementindustrie verwendet und reduziert den Anteil an Zementklinkern. Der aus den Entschwefelungsanlagen stammende hochwertige REA-Gips stellt mit noch ca. 55 Prozent die wichtigste Rohstoffsäule dar. Da die Versorgung mit Gips-Rohstoffen direkt vom Kohleausstiegsgesetz betroffen ist, sollte - wie schon von der KWSB berücksichtigt und aufgrund der engen Zusammenhänge - auch dort die Gips-Rohstoffsicherung explizit angesprochen werden. In einer eigenständigen Gips-Rohstoffsicherungsklausel oder im Begründungstext sollte adressiert werden, dass dementsprechende Maßnahmen auf Ebene der Bundesländer umgesetzt werden sollten, um den wegfallenden REA-Gips durch eine zusätzliche Gewinnung von Naturgips, verstärkte Verwendung von Recyclaten und alternative Produkte ausgleichen zu können. Schließlich ist auch in den kommenden Jahren aufgrund der Bautätigkeit von einem wachsenden Bedarf auszugehen. Die derzeit praktizierte Einlagerung anfallenden REA-Gipses deckt den Bedarf nur temporär.

Der Bundesrat spricht sich daher folgerichtig für folgende Ergänzung in § 49 Absatz 1 Satz 2 – neu - KVVG aus:

„In diese Überprüfung bezieht sie Maßnahmen zur vorsorgenden Sicherung von Rohstoffen, die im Zuge der Kohleverstromung gewonnen werden, insbesondere Gips, ein.“

Der DIHK schließt sich dieser Formulierung an.

Überprüfung des Abschlussdatums (§ 51)

Die KWSB hat sich darauf verständigt, dass im Jahr 2032 überprüft werden soll, ob das Abschlussdatum auf das Jahr 2035 vorgezogen werden kann. Dabei sollte es auch bleiben. Eine frühere Überprüfung ergibt wenig Sinn, da sich wichtige Parameter, wie z. B. EU-Vorgaben, kurzfristig ändern können und daher Aussagen für Jahre im Voraus kaum möglich sind.

D.3 Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (Artikel 2)

Einführung eines Zuschusses aus dem Bundeshaushalt zu den Übertragungsnetzentgelten (§ 24a)

Der Ausstieg aus der Kohleverstromung wird die Strompreise steigen lassen, weil das Angebot dadurch verknappt wird. Daher hat die KWSB empfohlen, den Anstieg der Endkundenpreise für Strom über einen Bundeszuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten aufzufangen. Gegenüber früheren Entwürfen hat sich die Bundesregierung in der Kabinettsfassung allerdings für eine Kann-Bestimmung entschieden. Aus Sicht des DIHK stellt dies eine Verletzung des erzielten Kompromisses dar. Daher sollte zu den Formulierungen aus den vorangegangenen Entwürfen zurückgekehrt werden. Zudem sollte bereits in der Verordnungsermächtigung festgehalten werden, dass der Zuschuss aus dem Bundeshaushalt zu den Übertragungsnetzentgelten mindestens 2 Mrd. Euro betragen soll. Der endgültige Betrag sollte bis August 2022 bekannt sein, damit die Übertragungsnetzbetreiber diesen entsprechend einkalkulieren können. Eine nachträgliche Anpassung der Netzentgelte sollte vermieden werden.

Alternativ bietet sich auch eine Verknüpfung mit der Überprüfung im Jahr 2022 an. Eine solche könnte wie folgt im EnWG in §24a Abs. 2 umgesetzt werden (Ergänzungen in Rot):

„(2) Wenn im Rahmen der Überprüfung nach § 50 Absatz 1 und 2 des Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung ein Anstieg der Börsenstrompreise oder auch weiterer Strompreiskomponenten festgestellt wird, wird mit Wirkung ab dem Jahr 2023 ~~kann~~ ein angemessener Zuschuss, den der Bund für ein Kalenderjahr zu den Kosten der Übertragungsnetzbetreiber mit Regelverantwortung zahlt, für das jeweilige Kalenderjahr mindernd in die Ermittlung der bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelte einbezogen werden, die auf Grundlage der Rechtsverordnung nach § 24 Absatz 1 Satz 2 Nummer 4 Buchstabe b erfolgt; die Rechtsverordnung soll bis zum 31. Dezember 2022 entsprechend ergänzt werden.“

Meldepflicht der Netzbetreiber von Unternehmen mit mehr als 20 GWh Stromverbrauch (§ 12 Absatz 5)

Der Nutzen der in Artikel 2 enthaltenen Meldepflicht von Unternehmen mit einer Abnahme von mehr als 20 GWh pro Jahr durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur erschließt sich nicht. In der Regel sind Energieverbräuche wesentliche Wettbewerbsdaten und sollten nur aus einem zwingenden Grund an Behörden weitergegeben werden. Diese Regelung sollte daher gestrichen werden. Soweit Unternehmen an der Hoch- oder Höchstspannung angeschlossen sind, besteht über die Marktstammdatenregisterverordnung sowieso eine Eintragungspflicht. Daher kann diese Regelung im Sinne der Entbürokratisierung entfallen. Zumal ein Stromverbrauch von 20 GWh auch nichts über mögliche Flexibilitäten eines Unternehmens aussagen.

Bußgelder für Übertragungsnetzbetreiber (§ 95)

Der Entwurf zur Änderung von § 95 EnWG sieht vor, dass den Übertragungsnetzbetreibern in Fällen von vorsätzlich oder fahrlässig ausgeführten Handlungen, welche die garantierte Kapazität an den Gebotszonengrenzen temporär beschränken, Bußgelder in Höhe von 10 Prozent des Jahresumsatzes drohen. Da der Begriff „fahrlässig“ nicht hinreichend definiert ist, kann dies zur Folge

haben, dass damit Personal in den Schaltleitungen Entscheidungen im Spannungsfeld von System-sicherheit und Bußgeldern treffen muss. Dies hält der DIHK nicht für sachgerecht. Der DIHK emp-fiehlt daher, statt fahrlässig den Begriff „leichtfertig“ zu verwenden, wie es auch schon in § 95 Abs. 1c) EnWG der Fall ist. „Leichtfertig“ ist ein erhöhter Grad der Fahrlässigkeit und entspricht der „gro-ben Fahrlässigkeit“ des bürgerlichen Rechts. Eine Sanktion in Form einer Geldbuße nur bei vorsätz-lichem und leichtfertigem Handeln ist auch nach den europäischen Vorgaben zulässig: Nach Art. 66 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2019/943 legen die Mitgliedsstaaten fest, welche Sanktionen bei Ver-stoß gegen die Verordnung zu verhängen sind. Die Möglichkeit, eine Sanktion in Höhe von 10 Pro-zent des Jahresumsatzes zu verhängen, gilt nach dem eindeutigen Wortlaut des Art. 59 Abs. 3d) 2. Halbsatz der Richtlinie (EU) 2019/944 nur für Verstöße gegen die Richtlinie (EU) 2019/944 selbst. Es steht im Ermessen der Mitgliedsstaaten, wie die Vorgaben von Art. 59 Abs. 3d der Richtlinie (EU) 2019/944 in das nationale Recht umgesetzt werden und in welcher Form Sanktionen verhängt werden.

D.4 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)

Grundsätzliche Bemerkungen

Bundesregierung und EU-Kommission sind sich nach wie vor uneinig, ob das EuGH-Urteil zum EEG 2012 auf das derzeitige KWKG anwendbar ist und ob das KWKG damit weiterhin als Beihilfe anzusehen ist. Solange dies nicht geklärt ist, sind alle in der Novelle vorgeschlagenen Regelungen, die die Zeit nach 2022 betreffen, nicht rechtssicher und müssen ggf. wieder geändert werden. Mit Blick darauf, dass das KWKG ein wichtiges Instrument gerade auch bei der Frage des Ausstiegs aus der (Stein-)Kohleverstromung ist, ist das kein befriedigender Zustand. Die Bundesregierung sollte daher bei dieser Frage rasch eine Einigung mit der EU-Kommission erreichen.

Dem DIHK ist bewusst, dass eine Verlängerung des KWKG bis 2030 Teil der Einigung im Rahmen der KWSB ist. Die Wirtschaft wird dadurch allerdings auch in Zukunft in erheblichem Maße über die KWK-Umlage belastet. Durch die Einführung zahlreicher Boni, die die Novelle vorsieht, wird das KWKG zudem immer komplexer. Eine Erhöhung der Grundförderung, statt der Einführung dieser Boni könnte der effizientere Weg sein. Der Förderdeckel von 1,5 Mrd. Euro sollte in jedem Fall auch in Zukunft nicht angehoben werden, um die Belastungen für die Unternehmen nicht weiter zu erhöhen. Für Anlagen bis 50 MW hängt eine Verlängerung der Förderung an einer Evaluierung im Jahr 2022. Dies stellt gegenüber größeren Anlagen eine Diskriminierung dar.

Die KWSB hat in ihrem Abschlussbericht festgehalten, dass industrielle Kohle-KWK-Anlagen auch den Kohleersatzbonus in Anspruch nehmen können sollen. Dies ist für Anlagen zwischen 1 und 50 MW aber de facto nicht möglich. Für Anlagen unter 20 MW Feuerungsleistung greift zudem ab 2023 das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG). Dadurch werden solche Anlagen rasch unwirtschaftlich und die Stilllegung ganzer Betriebe ist nicht auszuschließen. Eine Umstellung auf Gas – sofern Gas anliegt – ist aber aufgrund des BEHG ebenfalls nicht wirtschaftlich. In Corona-Zeiten gilt dies umso mehr. Diese Problematik adressiert die KWKG-Novelle in keiner Weise.

Auch Gas-KWK-Anlagen in der Industrie- und Objektversorgung, die unter das BEHG fallen, sind in ihrer Wirtschaftlichkeit massiv bedroht. Auch hierfür bietet das KWKG in der vorliegenden Form keine Lösung. Wirtschaftliche Alternativen in Form CO₂-neutraler Brennstoffe sind selten gegeben. Eine Stilllegung solcher Anlagen würde nicht nur die deutschen CO₂-Emissionen erhöhen, sondern könnte – sofern sich solche Anlagen in Süddeutschland befinden – die Problematik der Netzengpässe weiter verschärfen. Der DIHK rät daher dringend, diese Aspekte in der KWKG-Novelle aufzugreifen.

Zum Kohleersatzbonus (§§ 7 und 7c)

Mit der in § 7 Abs. 1 vorgesehenen Regelung würden Bestandsanlagen, soweit sie der Eigenerzeugung dienen, von der KWK-Förderung ausgeschlossen, also insbesondere bei Modernisierungen und beim Kohleersatzbonus. Der DIHK plädiert aus Gründen des Vertrauens- und Bestandsschutzes dafür, die alte Regelung beizubehalten, da Vertrauens- und Bestandsschutz der Grund für die reduzierten EEG-Umlagen nach § 61e bis 61g und § 104 Absatz 4 EEG 2017 ist. Zudem würde eine solche Regelung zu einer weiteren Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit der betroffenen industriellen KWK-Anlagen führen und Modernisierungen würden unterbleiben. Insbesondere würde

der gewünschte und notwendige fuel-switch von Kohle zu Gas für diese Anlagen behindert. Die KWSB sieht die Nutzung des Kohleersatzbonus auch für Eigenerzeugungsanlagen vor.

Der DIHK unterstützt, dass die bisherige Arbeitsprämie auf eine Leistungsprämie umgestellt wird, weil dadurch das Preissignal des Strommarkts besser wirken kann und die Förderung den Unternehmen schneller zugutekommt. Aus Sicht des DIHK ist die Höhe auch im Hinblick auf die Grundförderung über das KWKG auskömmlich. Damit dürften in jedem Fall mehr als zehn Prozent der Investitionskosten gedeckt sein. Auch hat die KWSB keine Erhöhung der Prämie empfohlen. Zudem ist es sinnvoll, dass Anlagen künftig in dasselbe Wärmenetz einspeisen müssen, um den Bonus in Anspruch nehmen zu können. Dieser Bonus sollte auch für Anlagen gelten, die zur Eigenversorgung eingesetzt werden. Dies sehen auch die Empfehlungen der KWSB vor. Es erschließt sich nicht, dass Anlagen erst 1 kWh in ein Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen müssen, um den Bonus nutzen zu können. Eine solche Einspeisung kann zudem technisch unmöglich sein.

KWK-Anlagen zwischen 1 und 50 MWelektrisch dürfen nur in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen und eine Förderung in Anspruch nehmen, wenn sie einen Zuschlag in einer Ausschreibung erhalten haben. Nehmen sie diesen in Anspruch, verpflichten sie sich, den gesamten erzeugten Strom ins Netz der allgemeinen Versorgung einzuspeisen (Ausnahme Kraftwerkseigenverbrauch). Dadurch können sie allerdings ihr Eigenerzeugungsprivileg nicht mehr in Anspruch nehmen. Zudem haben Industrie-Anlagen in aller Regel eine deutlich höhere Wärmeauskopplung als öffentliche Anlagen. Dritte Hürde für die Industrie ist die Begrenzung der jährlichen Förderung auf 3.500 Benutzungsstunden. Industrielle Anlagen laufen meist mindestens 5.000 Stunden, denn hier gibt es oft eine sehr gleichmäßige Wärmesenke mit deutlich höheren Volllaststunden. Diese Regelung passt daher ebenfalls nicht zur Erzeugungsstruktur in der Industrie, so dass eine Einspeisung des Stroms in ein Netz der allgemeinen Versorgung nicht attraktiv ist. Aus den genannten Gründen werden die Gebote in aller Regel über denen der öffentlichen Anlagen liegen. De facto ist damit der Kohleersatzbonus für Industrie-KWK-Anlagen nicht nutzbar. Zumindest sollte eine Erweiterung der geförderten Volllastbenutzungsstunden über 3500 h hinaus, in Korrelation der Volllaststunden des industriellen Wärmelastprofils der Unternehmen möglich sein. Alternativ zur Nutzung des Kohleersatzbonus sollte eine Ausschreibung im Rahmen des KWKG für Hochtemperatur-KWK-Anlagen eingeführt werden, wie sie in § 33a Absatz 6 KWKG enthalten ist und bisher nicht vorgelegt wurde, obwohl sie bereits 2019 vorgelegt werden sollte.

Im Hinblick auf Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen mit mehreren Druckstufen, in denen sowohl Kohle- als auch Gasdampferzeuger zum Einsatz kommen, sollte bei der Berechnung der anteiligen elektrischen Kohle-Stilllegungsleistung beachtet werden, dass nur solche Dampferzeuger zur Berechnung des Leistungsanteils berücksichtigt werden, deren Dampf die jeweiligen Turbinen auch erreichen kann. Zudem sollte sichergestellt werden, dass die Berechnung der relevanten KWK-Leistung zur Bestimmung des Kohleersatzbonus auf Basis des Ist-Zustandes vor der Modernisierung erfolgt.

Regelung bei negativen Strompreisen (§ 7 Absatz 6)

Der DIHK hält es grundsätzlich für sachgerecht, dass die Regelung zu negativen Strompreisen für kleine KWK-Anlagen entfallen soll. Allerdings wäre eine Grenze von 100 kW angesichts der dann greifenden Direktvermarktungspflicht sinnvoller.

Bonus für innovative erneuerbare Wärme (§ 7a)

Der Referentenentwurf sieht vor, dass ein Wärmebonus für innovative erneuerbare Wärme eingeführt wird. Eine KWK-Anlage, die z. B. in ein Wärmenetz einspeist oder industrielle Prozesswärme bereitstellt, kann einen erhöhten KWK-Zuschlag auf den eingespeisten Strom erhalten, abhängig vom Anteil der EE-Wärme im "KWK-System". Der DIHK sieht es grundsätzlich kritisch, dass eine Förderung der Wärme, unabhängig von der eigentlichen KWK-Anlage, erfolgen soll, die über den Strompreis auf die Unternehmen gewälzt wird. Zudem erhöht sich dadurch die Strompreisbelastung der Wirtschaft weiter. Daher sollte eine solche Förderung nicht über den Strompreis gewälzt werden bzw. eine Reform des gesamten KWK-Finanzierungssystems angedacht werden. Stattdessen macht der Vorschlag der Bundesregierung die Notwendigkeit für den Einstieg in eine grundlegende Reform des Abgaben- und Umlagensystems im Energiebereich nochmals deutlich, da die europaweit höchsten Strompreise durch solche Maßnahmen weiter ansteigen. Konkret sollte eine Finanzierung über die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung (BEHG) erwogen werden. Der DIHK bittet die Bundesregierung in jedem Fall darum, die verfassungsrechtliche Unbedenklichkeit einer solchen Maßnahme zu prüfen, bevor ein solches System implementiert wird.

Unverständlich ist, warum Wärme aus der Verbrennung von EE-Brennstoffen den Bonus nicht erhalten soll. Dies ergibt sich mit dem Verweis auf die KWK-Ausschreibungsverordnung. In § 2 Nr. 12 wird dort festgelegt, dass erneuerbare Wärme nur dann „innovativ“ ist, wenn die verwendete Wärmetechnik eine Jahresarbeitszahl von mindestens 1,25 aufweist, d. h. aus einer Kilowattstunde eingesetzter Energie mindestens 1,25 Kilowattstunden Wärme produziert. Dies können Solarthermieanlagen, Wärmepumpen und Tiefe Geothermieanlagen erreichen, weil als Input nur der Hilfsstrom zum Betrieb der Pumpen etc. gezählt wird. Da bei Verbrennungsprozessen aber immer Energieverluste auftreten, zählt Wärme aus EE-Brennstoffen automatisch als „nicht-innovative“ erneuerbare Wärme im Sinne des KWKG und würde damit nicht über den EE-Wärme-Bonus gefördert. Für den Betreiber eines KWK-Systems (also Erdgas-KWK plus weitere Heiztechnologie) macht es deshalb keinen Unterschied, ob er seine Anlage oder seinen Kessel mit fossilen Brennstoffen feuert oder mit Biomasse, grünem oder blauem Wasserstoff etc. Dies hält der DIHK im Sinne der Technologieoffenheit nicht für sachgerecht, wenn die Bundesregierung an der Einführung des Wärmebonus festhalten möchte.

Um die Wärme aus EE-Brennstoffen förderfähig zu machen und einen gleichberechtigten Wettbewerb zwischen den verschiedenen Erneuerbaren Wärmetechnologien zu schaffen, sollte die Anforderung gestrichen werden, dass die EE-Wärme aus einer Technologie stammt, die mindestens eine Jahresarbeitszahl von 1,25 besitzt.

Durch die Einführung dieses zusätzlichen Förderinstruments ist davon auszugehen, dass das Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungen für innovative KWK-Systeme sinken wird. Ein Ausschreibungssegment und eine parallele Förderung sind aus Sicht des DIHK nicht sinnvoll. Zudem kann

eine Förderung bereits für Projekte mit einem EE-Anteil von 10 Prozent zu Mitnahmeeffekten führen und die Förderkosten erhöhen. Geringe Mengen erneuerbarer Wärme in ein KWK-System zu integrieren, hat nichts mit Innovation zu tun. Daher sollte eine Förderung erst bei höheren Anteilen greifen. Zumindest sollte ein Gleichlauf mit den Ausschreibungen für iKWK-Systeme erreicht werden. Die Fördersätze erscheinen zudem aus heutiger Sicht als hoch.

Wenn eine solche Förderung erneuerbarer Wärme in KWK-Systemen eingeführt wird, sollte sie auch für Anlagen in der Eigenversorgung nutzbar sein. Gerade im mittleren Temperatursegment der industriellen Prozesswärme kann der Einsatz erneuerbarer Energien einen Beitrag zur Einsparung von CO₂ leisten. In diesem Bereich harret auch noch die Verordnungsermächtigung zur Förderung von Hochtemperatur-KWK-Systemen ihrer Umsetzung.

Bonus für elektrische Wärmeerzeuger (§ 7b)

Der DIHK sieht die Einführung eines weiteren Bonus kritisch, da sich die Förderkosten und damit die Strompreise weiter erhöhen. Unverständlich ist insbesondere, warum KWK-Anlagen, die an einer Ausschreibung teilgenommen haben, dennoch den Bonus in Anspruch nehmen können sollen. Dies sollte zumindest ausgeschlossen werden, da die Kosten eines elektrischen Wärmeerzeugers in den Ausschreibungen eingepreist werden können. Zwar ist es verständlich, dass Anlagen südlich der Netzengpässe den Bonus nicht in Anspruch nehmen sollen, dies führt aber auf mittlere Sicht zu Wettbewerbsverzerrungen, wenn die notwendigen Stromnetze ausgebaut sind. Auch im Sinne der Gleichbehandlung der Unternehmen sollte daher auf diesen Bonus verzichtet werden.

Unklar ist in diesem Zusammenhang auch, wie die Bundesregierung auf die Fördersumme von 70 Euro je kW thermischer Leistung des elektrischen Wärmeerzeugers kommt. Die Gesetzesbegründung liefert dazu keine Anhaltspunkte. Aus Sicht des DIHK erscheint diese Förderung in Verbindung mit der Vorgabe, dass die maximale thermische Leistung ersetzt werden muss, als zu hoch. Zu den Hauptbetriebszeiten der KWK-Anlage im Winter steht selten günstiger Strom zur Verfügung, so dass sich die volle Ausnutzung des elektrischen Wärmeerzeugers selten ergibt. Sollte die Bundesregierung nicht auf diesen Bonus verzichten, sollte er zumindest gekürzt und der elektrische Wärmeerzeuger nicht die maximale thermische Leistung der KWK-Anlage ersetzen müssen.

Insbesondere wenn unter der Definition des elektrischen Wärmeerzeugers nicht nur Elektrokessel, sondern auch Heizpatronen sowie Elektrodenheizkessel gemeint sind, können 70 Euro je kW Zuschlag bis zu 100 Prozent der Investitionskosten decken. Selbst bei Erstellung eines neuen Elektrokessels werden bei Investitionskosten von 100 bis 300 Euro je kW (FfE 2014, Agora Energiewende 2014) noch Förderquoten von 23 bis 70 Prozent erreicht.

Südbonus (§ 7d)

Im Sinne der Gleichbehandlung sollte der Bonus in allen Regionen mit Netzengpässen gezahlt werden können. Unverständlich ist zudem, warum der Südbonus nicht auch für KWK-Eigenversorgungsanlagen gewährt wird. Die pauschale Feststellung, dass Eigenversorgungsanlagen dem Strommarkt nicht zur Verfügung stehen, trifft nicht zu. Wenn dem so wäre, dann müssten solche Anlagen ab 100 kW auch nicht fernsteuerbar durch den Netzbetreiber sein. Zudem helfen solche Anlagen, selbst wenn sie rein zur Eigenversorgung genutzt werden: Schließlich reduziert

sich der Strombedarf des Netzes der allgemeinen Versorgung, so dass Netzengpässe geringer ausfallen. Daher sollte der Anwendungsbereich des Bonus auch auf Eigenversorgungsanlagen erstreckt werden.

Der Referentenentwurf sieht vor, den Südbonus nur bis 2026 zu gewähren, weil dann laut Begründung der Netzausbau entscheidend vorangekommen sein wird. Damit wird der Bonus direkt wieder konterkariert, da von einer Inbetriebnahme aller Leitungen bis dahin nicht auszugehen ist und es selbst bei vorliegender Genehmigung und ausreichender Gasverfügbarkeit schwer wird, bis dahin eine KWK-Anlage zu errichten. Wenn die Bundesregierung diesen Bonus für sinnvoll hält, sollte der Bonus länger gewährt werden. Daher könnte die Befristung, z. B. anhand des Fortschritts beim Netzausbau, regelmäßig überprüft und der Bonus dann ggf. verlängert werden.

Grundsätzliche Begrenzung der jährlichen Förderung auf 3.500 Vollbenutzungsstunden (§ 8 Absatz 4)

Die KWK-Förderung soll nach dem Entwurf auf maximal 3.500 Vollbenutzungsstunden jährlich beschränkt und damit einhergehend zeitlich gestreckt werden. Auch soll eine flexiblere Fahrweise der Anlagen erreicht werden. Wird das Wärmelastprofil von Gebäuden betrachtet, so sind die genannten 3.500 Vollbenutzungsstunden bei der Deckung des Wärmebedarfs ausreichend. Bei industrieller Prozesswärme sieht das anders aus, denn hier gibt es oft eine sehr gleichmäßige Wärmesenke mit deutlich höheren Volllaststunden. Daher werden in den verschiedenen Evaluierungsberichten zur KWK auch für die Industrie durchschnittlich 5.000 Volllaststunden angegeben. Aus Sicht des DIHK sollte daher die Begrenzung auf 3.500 Stunden gestrichen werden. Ansonsten dürften viele KWK-Anlagen in der Industrie nicht ersetzt werden, da neben den Rahmenbedingungen der Eigenversorgung auch die Einspeisung in ein Netz der allgemeinen Versorgung wenig attraktiv wird.

Zumindest sollte eine Erweiterung der geförderten Volllastbenutzungsstunden über 3500 h hinaus, in Korrelation der Volllaststunden des industriellen Wärmelastprofils der Unternehmen möglich sein. Eine ex post vorgenommene Beschränkung der jährlich geförderten Vollbenutzungsstunden bedeutet, dass einer zuvor im Vertrauen auf geltendes Recht getroffenen Investitionsentscheidung die Grundlage entzogen würde und das Vertrauen der Kapitalgeber wäre nachhaltig erschüttert. Rendite und Kapitalrückflusszeit als Investitionskriterien werden von dieser Einschränkung rückwirkend deutlich negativ beeinflusst. Solche Anlagen sollten in jedem Fall von den vorgesehenen Beschränkungen ausgenommen bleiben. Daher sollten zumindest ausreichende Übergangsfristen in das Gesetz aufgenommen werden.

Zuschlagsberechtigter Neu- und Ausbau von Wärmenetzen (§ 18)

Der DIHK hält die Anhebung des Förderkriteriums von 50 auf 75 Prozent in § 18 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b im Zuge der Senkung der Treibhausgasemissionen für grundsätzlich richtig. Allerdings kann die deutliche Anhebung für laufende und geplante Projekte problematisch werden. Der DIHK bittet daher um einen angemessenen Übergangszeitraum, damit Investitionsentscheidungen nicht nachträglich entwertet werden. Alternativ dazu wäre auch eine Anhebung in mehreren kleineren Schritten denkbar.

Übergangsregelung (§ 35)

Die in § 35 vorgesehene Übergangsregelung, wonach die Regelungen des bestehenden KWKG nur auf solche Anlagen anzuwenden sind, die bis zum 31.12.2019 in Dauerbetrieb genommen worden sind, ist aus Sicht des DIHK zu kurz, um Vertrauensschutz zu gewähren. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass das KWKG in seiner aktuellen Form bis 2025 gilt und sich die Unternehmen darauf eingestellt haben. Eine angemessene Übergangsregelung ist auch erforderlich, da zum jetzigen Zeitpunkt nicht absehbar ist, bis wann das Gesetz tatsächlich in Kraft treten kann.

Diese Übergangsregelung könnte sich an der bestehenden Regelung in § 35 (16) KWKG orientieren, die mit der gleichen Intention verfasst wurde. Die Übergangsfrist sollte verlängert bzw. auch auf bereits beantragte Vorbescheide und weitere Merkmale eines fortgeschrittenen Projekts verweisen. Konkret sollte eine Übergangsregelung so aussehen, dass gegenüber den Regelungen des aktuellen KWKG keine Verschlechterungen für solche Anlagen vorgenommen werden, die bis zum 31.12.2025 in Dauerbetrieb genommen werden, oder für die zum Stichtag des Inkrafttretens des neuen KWKG entweder ein Zulassungsbescheid ergangen ist, ein Vorbescheid beantragt worden und dieser bei Zulassung nicht erloschen ist, eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz vorliegt oder eine verbindliche Bestellung der wesentlichen die Effizienz bestimmenden Anlagenteile erfolgt ist.

Der DIHK schlägt daher vor § 35 Abs. 19 wie folgt zu gestalten:

„§ 7 Absatz 1 und § 8 Absatz 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes in der am 31. Dezember 2019 geltenden Fassung sind anwendbar auf KWK-Anlagen, wenn

- 1. die KWK-Anlage vor dem 31. Dezember 2025 in Dauerbetrieb genommen worden ist,*
- 2. für das Vorhaben vor dem [Tag des Inkrafttretens des Gesetzes] ein Vorbescheid beantragt worden und dieser bei Zulassung nicht erloschen ist,*
- 3. für das Vorhaben vor dem [Tag des Inkrafttretens des Gesetzes] eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 08.04.2019 (BGBl. I S. 432) geändert worden ist, vorgelegen hat oder*
- 4. vor dem [Tag des Inkrafttretens des Gesetzes] eine verbindliche Bestellung der wesentlichen die Effizienz bestimmenden Anlagenteile im Sinn des § 2 Nummer 18 erfolgt ist.*

§ 18 und § 19 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes in der am 31. Dezember 2019 geltenden Fassung sind anwendbar auf Wärmenetze, die bis zum [Tag des Inkrafttretens des Gesetzes] in Dauerbetrieb genommen worden sind.“

Förderung für Wärmenetze vom Ausbau auf den Umbau lenken

Bei der Wärmenetzförderung liegt der Schwerpunkt nach wie vor beim Ausbau und nicht beim Umbau der Wärmenetze im Rahmen der Transformation hin zu erneuerbaren Energien. Hier sollte mit der Novelle des KWKG nachgebessert werden und der Umbau der Wärmenetze im Rahmen der Wärmewende zunehmend in den Fokus der Förderung gestellt werden. So ist eine hinderliche Bedingung die Erhöhung der Transportnetzkapazität, wohingegen künftig das Ziel in Umbaumaßnahmen für vermehrte Erneuerbaren-Einspeisung liegt. Dies betrifft insbesondere Maßnahmen zur

Temperaturabsenkung. Die entsprechende Neujustierung sollte unter Berücksichtigung des Förderprogramms für Wärmenetzsysteme 4.0 erfolgen.

D.5 Beihilferechtlicher Vorbehalt

Artikel 9 des Gesetzes formuliert einen beihilferechtlichen Vorbehalt. Dieser bezieht sich allerdings nur auf die Regelungen zur Entschädigung von Kraftwerksstilllegungen. Sollte die EU-Kommission Entschädigungen untersagen, wären entschädigungsfreie Stilllegungen weiterhin möglich. Daher sollte sich der Genehmigungsvorbehalt nach Ansicht des DIHK auf alle Regelungen erstrecken, die direkt mit der Stilllegung der Kraftwerke und der Tagebaue zusammenhängen. Überraschend ist, dass die Bundesregierung für die beiden Instrumente zur Kompensation des Strompreisanstiegs durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung keinen beihilferechtlichen Vorbehalt formuliert hat. Aus Sicht des DIHK handelt es sich um erlaubte Beihilfen, die notifiziert werden müssen. Der DIHK bittet die Bundesregierung um rasche Klärung dieses Punktes. Die KWSB spricht in ihrem Bericht die Thematik des Beihilferechts bei beiden Kompensationsmaßnahmen an.

E. Ansprechpartner

Dr. Sebastian Bolay
030/20308-2202
Bolay.sebastian@dihk.de

Till Bullmann
030/20308-2206
Bullmann.till@dihk.de

Jakob Flechtner
030/20308-2204
Flechtner.jakob@dihk.de

Bundesvereinigung der kommunalen Spitzenverbände



Bundesvereinigung der kommunalen Spitzenverbände · Hausvogteiplatz 1, 10117 Berlin

19.05.2020

Herrn
Klaus Ernst, MdB
Vorsitzender des Ausschusses für Wirtschaft und Energie
Deutscher Bundestag
Platz der Republik 1
11011 Berlin

Bearbeitet von
Tim Bagner (DST)
Telefon: +49 30 37711-610
E-Mail: tim.bagner@staedtetag.de

Dr. Torsten Mertins (DLT)
Telefon: +49 30 590097-311
E-Mail: torsten.mertins@landkreistag.de

per Mail: wirtschaftsausschuss@bundestag.de

Finn Brüning (DStGB)
Telefon: +49 30 77307-242
E-Mail: finn-christopher.bruening@dstgb.de

Aktenzeichen (DST): 75.06.54 D

Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz)

Sehr geehrter Herr Vorsitzender,
sehr geehrte Damen und Herren,

grundsätzlich begrüßen wir den Entwurf des Kohleausstiegsgesetz und die damit verbundene Umsetzung der Empfehlungen, die die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSB) erarbeitet hat. Der Ausstieg aus der Verstromung von Kohle sowie das Ende des Braunkohletagebaus ist klimapolitisch geboten. Der vorliegende Gesetzentwurf enthält jedoch erhebliche Benachteiligungen für den Bereich der Steinkohlekraftwerke, die sich auch auf die kommunalen Ebene auswirken. Die Kommunen und ihre Stadtwerke bzw. kommunale Energieunternehmen wollen und sollen sukzessiv aus der Kohleverfeuerung aussteigen und die Energieerzeugung mit Gas-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) oder anderen Wärmequellen (z. B. Abwärme) weiter ausbauen. Für diesen systemischen und technologischen Wandel braucht es einen rechtssicheren Gestaltungsrahmen und Investitionsanreize, die insbesondere im Bereich der KWK-Anlagen für die notwendige Transformation im Wärmebereich notwendig sind. Auch die kommunalen Spitzenverbände setzen sich entschlossen dafür ein, schrittweise aus der Kohleverfeuerung auszusteigen, die Klimaziele zu erreichen, aber auch die Versorgungssicherheit und gleichzeitig die Bezahlbarkeit von Energie zu gewährleisten.

Ausstieg aus der Steinkohleverstromung

Der vorliegende Gesetzentwurf will den Kohleausstieg organisieren und die Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSB) umsetzen. Bedauerlicherweise wird insbesondere im Bereich der Steinkohlekraftwerke zum Teil erheblich von den Empfehlungen der Kommission abgewichen. Eine eindeutige Empfehlung der Kohlekommission war es beispielsweise, Steinkohlekraftwerke nicht entschädigungslos stillzulegen. Überdies sah der Kommissionsbericht Sonderregelungen für Kraftwerke vor, die weniger als 25 Jahre in Betrieb gewesen sind. Demgegenüber sieht der Stilllegungspfad der Bundesregierung eine schnellere Stilllegung von effizienten

Steinkohlekraftwerken als bei den Braunkohlekraftwerken vor. Außerdem werden kategorisch Kraftwerke in bestimmten Regionen im Süden Deutschlands durch die beschränkte Teilnahmemöglichkeit an den Ausschreibungen benachteiligt. Der Gesetzentwurf bleibt also deutlich hinter dem Konsens der Kommission WSB zurück und schafft beim Umgang mit dem Kohleausstieg eine eindeutige Benachteiligung der Steinkohlekraftwerke im Verhältnis zu den Braunkohlekraftwerken.

Ausschreibungen zur Stilllegung

Den Vorschlag, nun bereits ab 2026 Steinkohlekraftwerke ohne finanzielle Entschädigung oder Kompensation stillzulegen, lehnen wir nachdrücklich ab. Es ist unakzeptabel, dass kommunales Eigentum ohne jegliche finanzielle Kompensation enteignet werden soll. Viele Kraftwerke wurden erst vor wenigen Jahren errichtet und sichern eine effiziente Strom- und Wärmeversorgung in den Städten und Gemeinden. Diese Kraftwerke emittieren überdies weniger CO₂ als Braunkohlekraftwerke. Aus unserer Sicht muss daher zwingend die Forderung der WSB-Kommission, ordnungsrechtliche Stilllegungen mit Entschädigungszahlungen zu verbinden, auch für Steinkohlekraftwerke gesetzlich verankert werden. Einen Kohleausstieg auf Kosten der kommunalen Versorgungsstrukturen darf es nicht geben. Nach derzeitigem Stand sind Ausschreibungen zur Stilllegung von Steinkohlekapazitäten nur für den Zeitraum von 2020 bis 2026 - unter Umständen bei unterzeichneten Auktionen auch schon 2024 vorgesehen. Diese nicht nachvollziehbare Festlegung weicht deutlich von den Empfehlungen der Kommission für „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSB) ab, die Ausschreibungen als wettbewerbliches Element bis 2030 vorsahen.

Weiter beeinträchtigt die Stilllegung nicht nur kommunales Eigentum, sondern gefährdet zusätzlich den Erfolg der Energiewende. Denn mit der Stilllegung drohen auch Rückschritte bei der Sektorkopplung. Der vorzeitige Umbau der Fernwärmenetze im Zuge der Stilllegung ist mit vorzeitigen großen finanziellen Investitionen verbunden, die die kommunale Wärmeversorgung in einigen Regionen verteuern wird.

Wir fordern aus diesem Grund eine Verlängerung des Auktionszeitraums bis 2030 und eine Erhöhung des Höchstpreises bei den Ausschreibungen. Dadurch ist einigermaßen gewährleistet, dass es zu keiner Schieflage kommunaler Unternehmen und Kommunen sowie zu Rückschritten beim Ausbau der kommunalen Wärmeversorgung kommen kann.

Darüber hinaus sind die Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer aller Steinkohlekraftwerke über das Anpassungsgeld abzusichern und zwar unabhängig von der Frage, ob die Stilllegung des Steinkohlekraftwerks ordnungsrechtlich oder durch ein Ausschreibungsergebnis veranlasst wird.

Keine Benachteiligung verschiedener Standorte

Außerdem ist es wichtig, dass es einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Ausschreibungen gibt. Nach § 12 Abs. 3 sind Steinkohlekraftwerke in der definierten Südregion von der ersten Ausschreibung im Jahr 2020 ausgenommen. Auch für die anderen Ausschreibungsrunden zur Stilllegung kann der Gesetzgeber durch die Bundesnetzagentur einschränkende Bedingungen festlegen, die eine Stilllegung mit finanzieller Kompensation erschweren dürfte. Die Rechtmäßigkeit dieser Regelung ist fragwürdig, da Betreiber von Steinkohlekraftwerken trotz gleichen Sachverhalts aus regionalen Gründen ungleich behandelt werden. Diese Einschränkungen benachteiligen die Städte und Gemeinden im Süden, da sie den Umstieg auf eine CO₂-arme Wärmeversorgung erschweren. Der Umstieg von Steinkohle auf andere Energieträger wird nur unzureichend angeregt. Die finanzielle Belastung des Umstiegs tragen maßgeblich die betroffenen Städte und Gemeinden.

Rückbau und Flächennachnutzung

An keiner Stelle im Gesetzentwurf ist geregelt, wie die Rückbaukosten im Zusammenhang mit ordnungsrechtlichen Stilllegungen zu betrachten sind. Die entsprechenden Vorschriften im Bundesimmissionsschutzgesetz sind derzeit nicht ausreichend, um die (finanziellen) Zuständigkeiten beim Rückbau der Kraftwerksstandorte eindeutig und befriedigend zu gestalten. Es ist aktuell davon

auszugehen, dass viele Kraftwerksbetreiber noch nicht über ausreichende Mittel für den Rückbau verfügen, da die Nutzungsdauer der Kraftwerke deutlich länger kalkuliert war als nun durch den Kohleausstieg vorgesehen. Insbesondere wurden Investitionen im Vertrauen auf einen zuverlässigen Rechtsrahmen getätigt und müssen erst wieder amortisiert werden.

Die finanzielle Ausgestaltung des Rückbaus darf nicht zu Lasten der Standortkommunen gehen. Auch dürfen die Rückbaukosten der Betreiber nicht durch die vorgesehenen Strukturhilfen aus dem Strukturförderungsgesetz finanziert werden. Weiterhin sollte parallel zum vorgesehenen Strukturstärkungsgesetz nachgebessert werden, dass die Strukturfördermittel für die Braunkohlereviere nicht für die Renaturierung der Tagebauflächen eingesetzt werden dürfen. Hier sind die Betreiber und nicht die kommunalen Gebietskörperschaften verantwortlich. Daher muss der Bund gemeinsam mit den Betreibern der Kraftwerke die finanzielle Absicherung der Rückbaukosten gewährleisten.

Zukunft der Kraft-Wärme-Kopplung

Wir begrüßen ausdrücklich die Bereitschaft, die Anwendbarkeit des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) bis 2030 zu verlängern. Das ist ein wichtiges Zeichen für die Zukunft der KWK-Technologie, die in vielen verschiedenen Anwendungen insbesondere im kommunalen Zusammenhang genutzt wird. Auch die finanziellen Anreize zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien im KWK-Segment und damit in der Wärmeversorgung sehen wir vom Ansatz her positiv.

Gleichwohl bewerten wir Teile der Vorschläge kritisch. Es fehlen immer noch die finanziellen Rahmenbedingungen, um bis zum Jahr 2030 auf 17 Gigawatt Leistung bei der Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis von Gas zu kommen. Insbesondere der vorgesehene Kohleumrüstungsbonus von 180 Euro/Kilowatt elektrische Leistung ist aus unserer Sicht und den Erfahrungen von kommunalen Versorgungsunternehmen zu gering bemessen. Auch dieser Vorschlag steht im Widerspruch zu den Aussagen der WSB-Kommission. Der Bonus dürfte in dieser Höhe keinen signifikanten Anreiz setzen, damit Kraftwerksbetreiber ihre Anlagen von Steinkohle auf beispielsweise Gas umrüsten. Die Voraussetzungen für den Einsatz klimafreundlicher Wärme müssen weiter verbessert werden. Dafür muss der bestehende Erneuerbare-Energien-Bonus auch für erneuerbare Brennstoffe sowie Abwärme geöffnet werden. Denkbar wäre aus unserer Sicht, einen gestaffelten Umrüstungsbonus einzuführen, der sich an der Anlageneffizienz bemisst. Je effizienter die neue Anlage sein wird, desto höher sollte der Bonus ausfallen. Dieser Weg würde ambitionierte Investitionen in moderne Kraftwerke auslösen. Der derzeitige Bonus ist zu gering, um Investitionen und Umrüstungen zu aktivieren.

Wichtig ist auch, dass Kraftwerke, die sich in einem Umstellungsprozess der Befeuersart befinden, nicht durch ordnungsrechtliche Stilllegungen gefährdet werden dürfen. Sollten die Ausschreibungen ab 2024 unterzeichnet sein, darf dies aus unserer Sicht nicht dazu führen, dass dann auf Steinkohle-KWK-Anlagen zurückgegriffen wird, bei denen der Umstellungsprozess stattfindet. Dies hätte erhebliche Auswirkungen auf die sichere Strom- und Wärmeversorgung in den Kommunen. Die Frist zur Umsetzung des Kohleverfeuerungsverbots sollte demnach erhöht werden, um dem langwierigen Prozess der Umrüstung gerecht zu werden.

Des Weiteren sollten mit dem Kohleausstiegsgesetz die Potenziale erneuerbarer Wärme mehr gefördert werden. Diese reichen von industrieller Prozesswärme, die künftig auch auf Basis umweltfreundlicher Wasserstofftechnologie entstehen könnte, bis hin zu mit erneuerbarem Strom betriebene Rechenzentren und Kläranlagen. Zudem ist eine konsequente und stärkere Unterstützung beim Aufbau erneuerbarer Wärmenetze in den Kommunen notwendig.

Aus unserer Sicht ist es im Interesse stabiler Strompreise geboten, das generelle Finanzierungskonzept für die KWK anzupassen. Die Förderung wird derzeit über eine Umlage auf den Strompreis finanziert. Auch im Zuge der Anpassungen der Förderung sowie erweiterter Bonusregelungen beim Kohleausstieg gehen wir davon aus, dass die Umlage steigt. In Kombination mit anderen steigenden

Umlagen (Netzentgelte) wird dies einen Effekt auf den Strompreis bei allen Endverbrauchern haben. Dies sollte abgedeckt oder durch eine andere Form der Förderung ohne Umlage verhindert werden.

Zudem sollte zur Vermeidung einer Erhöhung des Strompreises durch den Kohleausstieg, zur Förderung von umweltfreundlichem Strom und Wärme sowie zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft eine Umstrukturierung der staatlich induzierten Strompreisbestandteile in Angriff genommen werden.

Außerdem ist die Frage nach der beihilferechtlichen Einordnung des KWKG zwischen Bundesregierung und EU-Kommission noch immer nicht abschließend geklärt. Wir bitten die Bundesregierung daher, sich für eine zeitnahe formelle Bestätigung der EU einzusetzen, dass es sich beim KWKG nicht um eine Beihilfe handelt.

Vermiedene Netzentgelte

Die Bundesregierung sollte das Kohleausstiegsgesetz auch dazu nutzen, eine drohende Schlechterstellung von Betreibern, die von Kohle- auf Gas-KWK umstellen wollen, auszuräumen.

Verbrauchsnahe Energieerzeugungsanlagen erhalten für die Leistung, den Ausbaubedarf der Stromnetze zu verringern, ein Entgelt: die vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE). Das 2017 in Kraft getretene Netzentgeltmodernisierungsgesetz regelt, dass Anlagen, die ab 2023 in Betrieb gehen, für diese Leistung kein Entgelt in Form der vNNE mehr erhalten. Dieser Umstand sollte unbedingt noch einmal einer Prüfung unterzogen werden, da im Fall einer Umrüstung von Kohle- auf Gas-KWK eine neue Anlage am gleichen Standort die gleiche Vermeidungsleistung erbringt wie die alte. Daher sollte konsequenterweise der Anspruch auf vermiedene Netzentgelte von bestehenden Anlagen auf neue Anlagen am gleichen Standort übertragen werden können.

Ausbau erneuerbarer Energien

Neben den angesprochenen veränderungsbedürftigen Punkten sehen wir die ausbleibende Weichenstellung beim Ausbau erneuerbarer Energien sehr kritisch. Aus unserer Sicht ist es schwer verständlich, warum nicht parallel zum Kohleausstieg auch die Weichen für den weiteren notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energien gestellt werden. Ohne einen konsequenten Ausbau derselben auf verschiedener technologischer Basis (Wind, Photovoltaik, Bioenergie etc.) wird der Kohleausstieg nicht gelingen. Dasselbe gilt im Übrigen für den verstärkten Netzausbau auf allen Spannungsebenen.

Daher sollte der Ausbau der erneuerbaren Energien durch eine rechtsichere Regelung zügig forciert werden. Noch immer ist fraglich, wie Deutschland bis 2030 einen 65-Prozent-Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung erreichen will, um die Lücke, die sich aus dem Atom- und Kohleausstieg öffnen wird, zu schließen. Der Bund und die Länder müssen zur Windkraft endlich einen Kompromiss finden, der realistische, individuell gestaltete Abstandsregelungen zulässt, die auch die Flächenplanungen der Kommunen berücksichtigen. Gleichzeitig müssen Kommunen und Projektierer rechtliche Planungssicherheit bezüglich der Wertschöpfungsbeteiligung erlangen. Die Uneinigkeit, insbesondere zwischen den Ländern zu den Fragen der Windkraft an Land, dürfte viele Investoren zur Zurückhaltung bewegen. Die Abschaffung des 52-Gigawatt-Deckels für die Photovoltaik bedarf eigentlich keiner weiteren „Abstimmung“, da sie unstrittig ist. Darüber hinaus sollten der Bund und die Länder dringend in weitere Beratungen eintreten, wie der Ausbau der erneuerbaren Energien konsequent und unter Berücksichtigung der kommunalen Belange vorangebracht werden kann. Wir erwarten daher, dass zügig eine große, zukunftsweisende Novelle des EEG angegangen wird. Diese muss auch klare Vorgaben zur Akzeptanzsteigerung und Beteiligung der Kommunen an der Wertschöpfung von erneuerbaren Energie Anlagen enthalten.

Das Verfahren des Kohleausstiegs sollte also mit den Regelungen zum Ausbau erneuerbarer Energien verbunden werden – selbstverständlich, ohne den Kohleausstieg zu verzögern. Die Kommunen übernehmen im Interesse des Klimaschutzes vielerorts große Verantwortung und engagieren sich seit

vielen Jahren zum Teil ganz erheblich beim Ausbau erneuerbarer Energien. Ein Schwerpunkt der Anstrengungen lag und liegt bei der Verbesserung der Gebäude-Energie-Effizienz. Das Wärmeenergiegesetz sollte daher bald möglichst auf den Weg gebracht und die Förderkonditionen für die energetische Gebäudesanierung entsprechend dem Klimaschutzprogramm der Bundesregierung angepasst und regelmäßig überprüft werden.

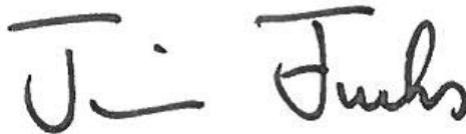
Mit freundlichen Grüßen
In Vertretung



Detlef Raphael
Beigeordneter des Deutschen Städtetages



Dr. Kay Ruge
Beigeordneter des Deutschen Landkreistages



Timm Fuchs
Beigeordneter des Deutschen Städte- und Gemeindebundes

STELLUNGNAHME

Zum Kohleausstiegsgesetz

Aus Sicht der WVMetalle gibt es folgende Anmerkungen zum Gesetzentwurf des Kohleausstiegsgesetzes (KASG):

- In § 50 Abs. 5 ist die Ausgestaltung eines **Ausgleichsmechanismus für stromintensive Unternehmen** angelegt. Die WVMetalle begrüßt es, dass im KASG ein Instrument vorgesehen ist, das die Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie schützt und die Kosten durch einen Kohleausstieg ausgleicht. Dies entspricht auch dem Beschluss der Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (WSBK).

Die Kompensation der Mehrbelastung schützt die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie gegenüber der internationalen Konkurrenz in Ländern mit wesentlich geringeren klima- und umweltpolitischen Anstrengungen. Das ist auch klimapolitisch richtig: Denn es ist dem Klima nicht geholfen, wenn man hierzulande seine Industrie schwächt und dann Metalle aus Ländern importiert, in denen der Klimaschutz keine oder kaum eine Rolle spielt.

Kritisch ist, dass der Ausgleichsmechanismus im Gesetzentwurf nur sehr abgeschwächt in einer „kann“-Formulierung festgehalten ist und Ziel und Zweck der Regelung und ihrer Notwendigkeit nicht mehr entspricht. Für die stromintensive Industrie muss Klarheit geschaffen werden, dass bei Stilllegung von Kohlekraftwerken auch ein Instrument zum „vollständigen Ausgleich“ geschaffen wird: Wenn abgeschaltet wird, wird ausgeglichen. Die Strompreisentlastung – für Private und Unternehmen – ist Kernbestandteil des Konsenses und muss verlässlich umgesetzt werden. Die Förderrichtlinie muss vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) bis spätestens 31.12.2020 erlassen werden.

- Der Gesetzentwurf spricht beim **Ausgleichsmechanismus** in § 50 Abs. 5 von einem „angemessenen Zuschuss“. Aus unserer Sicht ist es kritisch und missverständlich, dass hier von einem Zuschuss die Rede ist, da es nicht um Zuschüsse geht, sondern um einen Ausgleich der durch den Kohleausstieg bedingten politisch-induzierten Mehrkosten. Aus Sicht der WVMetalle ist daher die vorherige Formulierung „Ausgleichszahlung“, bzw. „Ausgleichsanspruch“ zu verwenden.
- Des Weiteren halten wir den avisierten **Zeitpunkt des Inkrafttretens** (ab 2023) für falsch: Der Mechanismus sollte mit den Stilllegungen beginnen, bzw. sogar mit dem Zeitpunkt, an dem die sich das Gesetz mit seinen angekündigten Stilllegungen bereits auf den Börsenstrompreis auswirkt.

Das Ausgleichsinstrument sollte nicht an der Jahreszahl 2023 festgemacht werden, sondern muss zeitgleich mit der Wirkung der vorgesehenen Stilllegung der Kraftwerke erfolgen. Denn sobald die Stilllegung von Kraftwerksleistung durch die Politik beschlossen ist, entstehen der stromintensiven Industrie hoheitlich induzierte Zusatzkosten. Dem Beschluss der WSBK zufolge – der als Grundlage für die schrittweise Stilllegung dient – sollen bis Ende 2022 bereits über elf Gigawatt an Kohlekraftwerksleistung abgeschaltet werden. Von der Größenordnung her also elf Großkraftwerke. Dies wird auch einen Effekt auf den Strompreis haben und damit

entsprechende negative Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Unternehmen.

Zur Sicherung dieser Wettbewerbsfähigkeit appelliert die WVMetalle daher an die Bundesregierung, die negativen Effekte beginnend mit ihrem Eintreten auszugleichen. Auch der Abschlussbericht der WSB-Kommission sieht für den Ausgleich der Strompreiseffekte für energieintensive Prozesse bewusst keine Jahreszahl vor.

Dies ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass stromintensive Unternehmen mit Blick auf die betriebswirtschaftlich notwendigen Planungshorizonte ihren Strom nicht am Spotmarkt, sondern in Tranchen über einen Zeitraum von mehreren Jahren am Terminmarkt beschaffen/ beschaffen müssen. Das heißt, beobachtet und kompensiert werden muss die Entwicklung der Terminmarktpreise Cal+1 ... Cal+3. de facto also die unmittelbar nach Verabschiedung des Kohleausstiegsgesetzes zu erwartende Reaktion des Strommarktes für die Terminmarktjahre 2022 ff.

Zurückgerechnet auf den terminlichen Vorlauf zur Beschaffung dieser Tranchen muss der Kompensationsmechanismus daher sofort nach Inkrafttreten des Gesetzes aktiviert werden.

Zur Ausgestaltung eines Ausgleichsmechanismus hat das EWI Köln im Auftrag der WVMetalle in einem Gutachten untersucht, wo ein Ausgleichsmechanismus ansetzen könnte. Der Ausgleichsmechanismus setzt dabei am Börsenstrompreis an. Um den Anstieg des Börsenstrompreises zu erfassen, hat das EWI drei Methoden zur Quantifizierung des Preiseffekts entwickelt. Diese Quantifizierung ermittelt mit der Strompreisdifferenz die Höhe des Ausgleichs und stellt somit den ersten Schritt für einen Ausgleichsmechanismus dar, wie ihn bspw. die WSB-Kommission vorsieht. In einem zweiten Schritt gilt es dann zu diskutieren, wie bei einem Ausgleichsmechanismus die Abwicklung erfolgen und wie sich ein Begünstigtenkreis zusammensetzen sollte. Das Gutachten sowie eine Erläuterung steht Ihnen auf der [Webseite](#) der WVMetalle zur Verfügung.

Frau Prof. Kreuter-Kirchhof (Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf) hat zudem in einem begleitenden Rechtsgutachten die beihilferechtliche Zulässigkeit eines Ausgleichsinstruments für energieintensive Unternehmen im Zuge des vorzeitigen Kohleausstiegs untersucht. Spezifische Kohleausstiegskompensationen können an alle Unternehmen gezahlt werden, die höhere Strompreise wegen des vorzeitigen Kohleausstiegs in DE zu tragen haben. Der Kreis der begünstigten Unternehmen orientiert sich grds. an der „carbon leakage“-Liste der EU-Kommission. Die Höhe der Ausgleichszahlungen hat sich an dem Preisanstieg zu orientieren, der durch den vorzeitigen Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland bewirkt wird. Das Rechtsgutachten steht ebenfalls auf der Webseite der WVMetalle zur Verfügung.

- In § 24a des EnWG ist zur Entlastung der Stromverbraucher ein **Zuschuss zu den Netzentgelten** angelegt. Ein Zuschuss zu den Netzentgelten entspricht auch dem Beschluss der WSB-Kommission und bedeutet auch für viele mittelständische Unternehmen der NE-Metallindustrie eine wichtige Entlastung im Gegenzug für die Mehrkosten aus dem Kohleausstieg. Auch hier muss die Formulierung Klarheit und Planungssicherheit schaffen und darf nicht in einer „kann“-Formulierung in abgeschwächter Form im Gesetz stehen. Der Zuschuss zu den Netzentgelten ist Teil des Pakets und muss dann erfolgen, wenn Kraftwerke stillgelegt werden.
- **Versorgungssicherheit:** Die Sicherheit und die Qualität der Stromversorgung ist für die energieintensive Industrie ein entscheidender Standortfaktor: Strom muss rund um die Uhr zur Verfügung stehen, in hoher Qualität, ohne Schwankungen. Schon Unterbrechungen und Spannungsschwankungen im Millisekundenbereich haben erhebliche negative Auswirkungen auf die Anlagen in der Produktion. Gerade im Zuge der Digitalisierung und Automatisierung wirken selbst kürzeste Stromunterbrechungen unmittelbar und führen zur Abschaltung

kompletter Anlagen. Hier müssen aus Sicht der WVMetalle auch die Regelungen zur Sicherung der Versorgungssicherheit und deren Monitoring ansetzen: Das Monitoring muss zukünftig auch Unterbrechungen im Sekundenbereich und Spannungsschwankungen berücksichtigen; die bisherige Betrachtung anhand des SAIDI-Wertes reicht nicht aus. Eine Bewertung des wichtigen Standortfaktors Versorgungssicherheit sollte grundsätzlich auf sehr robusten Annahmen basieren.

Darüber hinaus muss eine klare Zuweisung der Zuständigkeit bzw. Verantwortlichkeit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfolgen. So wie die Verantwortung für die Systemicherheit klar geregelt ist, muss auch Klarheit hinsichtlich der Verantwortung bei der Versorgungssicherheit im EnWG geschaffen werden. Nachweislich durch Dritte verursachte Schäden infolge eines Stromausfalls oder aufgrund mangelnder Qualität bei der Stromversorgung müssen angemessen entschädigt werden.

- **Monitoring Strompreise:** Begrüßenswert ist, wenn nicht allein die Versorgungssicherheit Gegenstand der regelmäßigen Überprüfung ist, sondern auch die Strompreise. Eine ausschließliche Betrachtung des Börsenstrompreises ist hier jedoch nicht ausreichend. In § 48 Abs. 1 sowie in der Gesetzesbegründung sollte klargestellt werden, dass auch weitere Strompreisbestandteile, insbesondere die Entwicklung der Netzentgelte in Folge des Kohleausstiegs, im Rahmen des Monitorings betrachtet werden. Denn die Abschaltung von Kohlekraftwerken und der Ausbau weiterer erneuerbarer Energien führt zwangsläufig zu höheren Systemkosten, z.B. durch erhöhte Redispatchkosten, wie dies schon in der Vergangenheit zu beobachten war. Diesem Sachverhalt muss auch im Gesetzestext Rechnung getragen werden, dass Effekte auf die Systemkosten ebenfalls zu berücksichtigen sind. Zudem muss für ein robustes Monitoring der Stromkosten auch die Entwicklung bei den internationalen Wettbewerbern betrachtet und in Relation gesetzt werden. Dazu müssen geeignete Indices entwickelt und herangezogen werden, um die Differenz des deutschen Börsenstrompreises zum internationalen Wettbewerbspreis zu ermitteln. Dabei ist zu gewährleisten, dass die Vorgaben zum Bestimmen der Höhe und Verwenden der Indices mindestens alle fünf Jahre auf Aktualität überprüft werden.
- **Strukturförderung:** Neben den oben genannten Aspekten bei der Abschaltung von Kohlekraftwerken, kommt auf der anderen Seite auch der Strukturförderung eine wichtige Bedeutung zu. In einem ganzheitlichen Ansatz gilt es im Strukturstärkungsgesetzes nachhaltige Wirtschaftsstrukturen und Wertschöpfung zu schaffen und zu erhalten.

Berlin, den 19. Mai 2020

Kontakt:

Michael Schwaiger

Leiter Energiepolitik

Telefon: 030 / 72 62 07 – 122

E-Mail: schwaiger@wvmetalle.de

Wirtschaftsvereinigung Metalle, Wallstraße 58/59, 10179 Berlin

Deutscher Bundestag
19. Wahlperiode
Ausschuss für Wirtschaft und
Energie

Ausschussdrucksache 19(9)618
20. Mai 2020

Rechtsanwälte Günther

Partnerschaft

Rechtsanwälte Günther • Postfach 130473 • 20104 Hamburg

Stellungnahme zur Öffentlichen Anhörung am 25. Mai 2020

Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weitere Gesetze (KVBG)

Michael Günther *
Hans-Gerd Heidel *¹
Dr. Ulrich Wollenteit *²
Martin Hack LL.M. (Stockholm) *²
Clara Goldmann LL.M. (Sydney) *
Dr. Michéle John *
Dr. Dirk Legler LL.M. (Cape Town) *
Dr. Roda Verheyen LL.M. (London) *
Dr. Davina Bruhn *
Jenny Kortländer LL.M. (Brisbane)
Séverin Pabsch
André Horenburg

¹ Fachanwalt für Familienrecht
² Fachanwalt für Verwaltungsrecht
* Partner der Partnerschaft
AG Hamburg PR 582

Mittelweg 150
20148 Hamburg
Tel.: 040-278494-0
Fax: 040-278494-99
www.rae-guenther.de

Inhalt

Hintergrund und Gegenstand..... 2

These 1: Das Gesetz ignoriert das Treibhausgasbudget und ist nicht ambitioniert genug. Das KVBG-E zementiert veraltete Reduktionsanforderungen bis 2030 auch zulasten des zukünftigen Gesetzgebers. 4

These 2: Der Entwurf ist in Sachen Klimaschutz deutlich schwächer als die Vorschläge der Kohlekommission 5

These 3: Die Revisionsklauseln müssen offen sein für eine Stärkung der Klimaschutzziele und mit den Mechanismen des KSG verlinkt werden 8

These 4: Die gewählte gesetzgeberische Lösung ist unnötig kompliziert, intransparent und nicht garantiert rechtssicher 9

These 4.1: Die Differenzierung zwischen Stein- und Braunkohle ist aus grundrechtlicher Perspektive problematisch. Die Braunkohle wird langsamer abgeschaltet, und erhält mehr und längere Entschädigungen als die Steinkohle 9

Buslinie 19, Haltestelle Böttgerstraße • Fern- und S-Bahnhof Dammtor • Parkhaus Brodersweg

Hamburger Sparkasse

Commerzbank AG

GLS Bank

These 4.2: Die Abschaltliste für Braunkohleanlagen (Anlage 2) ist intransparent, die Kriterien nicht nachvollziehbar und Rechtswirkung unklar.....	10
These 4.3: Das Gesetz muss für die Braunkohle eine angemessene, regelbasierte Formel für Entschädigungen aufnehmen, wie bisher nur für die Stilllegungsreserve geschehen. Dem Bundestag werden in durch die pauschale Festlegung der Entschädigungssumme Beteiligungsrechte im Hinblick auf erhebliche Haushaltsmittel genommen.	10
These 4.4: Eine ordnungsrechtliche Lösung mit einheitlicher Abschaltliste und Entschädigung auf Antrag ist rechtlich möglich	11
These 5: Die Entschädigungsregelungen für Steinkohle, vor allem aber für die endgültige Stilllegung von Braunkohleanlagen ist EU- bzw. beihilferechtlich problematisch.	14
These 5.1: Entschädigungen für die Stilllegungen sind rechtlich nur im Ausnahmefall erforderlich.....	14
These 5.2: Nach BVT Schlussfolgerungen notwendige Investitionen sind zu berücksichtigen und EU-Recht umzusetzen	14
These 5.3: Vor allem Entschädigungen an Betreiber von Braunkohleanlagen und Bergbautreibende nicht genehmigungsfähig	15
These 6: Abweichung von den Empfehlungen der Kommission beim Kraftwerk Datteln IV im KVBG-E nicht gerechtfertigt	17

Hintergrund und Gegenstand

Im Januar 2019 stellte die Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB) ihren Abschlussbericht vor. Ihre Aufgabe war laut Einsetzungsbeschluss vom 6. Juni 2018 nicht die insgesamt möglichst rechts- und zielkonforme Reduktion von CO₂-Emissionen, sondern im Vordergrund stand die „Schaffung konkreter Perspektiven für neue, zukunftssichere Arbeitsplätze in den betroffenen Regionen“. Empfehlungen sollten gegeben werden zur Verringerung der Emissionen aus der Energiewirtschaft um 61 bis 62 % im Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 1990 entsprechend der Annahmen aus dem Klimaschutzplan 2050.

Im April 2020 legten Organisationen der Zivilgesellschaft einen Gesetzentwurf zur Umsetzung vor, der eine gesetzliche Anordnung der Stilllegung mit Abschaltliste für Braun- und Steinkohleanlagen beinhaltet.¹ Im Mai 2019 wurde dem Bundestag ein Gesetzentwurf der Opposition vorgelegt.²

Im Dezember 2019 trat das Bundesklimaschutzgesetz in Kraft, das die bisher geltenden EU-Klimaschutzziele für 2030 umsetzen soll. Auf Ebene der EU zeichnet sich nach wiederholten Beschlüssen des EU-Parlaments spätestens seit Eintritt der neuen Präsidentin der EU-Kommission allerdings deutlich ab, dass die Klimaziele für 2030 angehoben werden müssen. Dies ist auch Bestandteil des „European Green Deal“³, dessen Konkretisierung sich die Bundesregierung als Teil der deutschen Ratspräsidentschaft ab Juli 2020 vorgenommen hat. Damit verbunden wäre auch die Straffung der Ziele die über das europäische Emissionshandelssystem umgesetzt werden, also ein kleineres Emissionsvolumen auch für deutsche Kohlekraftwerke.

Im Januar 2020 legte die Bundesregierung den interessierten Kreisen einen Gesetzentwurf zur Umsetzung der Empfehlungen der KWSB vor, dieser wurde am 24.02.2020 in den Bundestag eingebracht (Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz)). Der Bundesrat nahm hierzu Stellung.

Gegenstand dieser Stellungnahme ist Drucksache BT 19/174342 (Gesetzeswurf der Bundesregierung) unter Berücksichtigung von Drucksache BT 19/18472 (Stellungnahme des Bundesrats und Gegenäußerung der Bundesregierung). In engem Zusammenhang steht der Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen BT-Drs.19-13398.

Diese Stellungnahme beschränkt sich auf das im Kohleausstiegsgesetz als Artikel 1 enthaltene Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVBG-E. Behandelt werden mit Voranstellung von zentralen Thesen bzw. Kritikpunkten die folgenden Themen:

- Klimawirksamkeit und Revisionsklauseln
- Technische Lösung (Ausschreibung / Ordnungsrecht / Verträge)
- Entschädigungsregeln (Beihilferecht)
- Inbetriebnahme des Kraftwerk Datteln IV.

¹ Gesetzentwurf von *Greenpeace* und *Client Earth*: Kohleausstiegsgesetz: Gesetzentwurf über die Beendigung der Nutzung von Braun- und Steinkohle in Großfeuerungsanlagen, erhältlich auf: www.greenpeace.de

² Drucksache 19/9920, Fraktion BÜNDNIS 90/Grüne – dieser bezog sich allerdings nur auf die erste Phase der notwendigen Stilllegungen von Braun- und Steinkohleanlagen bis 2022.

³ COM/2019/640 final (en)

These 1: Das Gesetz ignoriert das Treibhausgasbudget und ist nicht ambitioniert genug. Das KVBG-E zementiert veraltete Reduktionsanforderungen bis 2030 auch zulasten des zukünftigen Gesetzgebers.

Die Erreichung von nationalen, europäischen und internationalen Klimaschutzziele war und ist erheblich gefährdet bzw. unter momentanen Politiken und Maßnahmen nicht in Sicht.⁴

Nach neuesten Analysen des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU) muss das noch verbleibende (geringe) CO₂-Budget global zur Messlatte jeder Klimaschutzpolitik werden – um völkerrechtliche Verpflichtungen zu erfüllen, muss auch die bundesdeutsche Gesetzeslage in Einklang gebracht werden mit dem globalen CO₂-Budget.⁵ Danach kommt es nicht auf zeitliche Reduktionsziele (oder hier: Abschaltzeitpunkte) an, sondern auf das Volumen an Emissionen, das noch erlaubt oder vorgegeben wird. Zudem ist bereits absehbar, dass die Sektorziele des Klimaschutzgesetzes weiter reduziert werden müssen. Darauf muss auch der KVBG-E ausgerichtet werden.

Nach übereinstimmenden wissenschaftlichen Analysen⁶ leisten weder die deutschen noch die EU-Klimaziele bisher einen angemessenen Anteil an der Erreichung der Pariser Klimaziele, nämlich der Begrenzung des Temperaturanstiegs auf deutlich unter 2°C und möglichst 1,5°C. Wegen der sehr erheblichen Unterschiede zwischen den Auswirkungen einer Erwärmung um 1,5°C und 2°C ist es auch aus grundrechtlicher Perspektive erforderlich, in Deutschland einen Reduktionspfad zu verfolgen, der mit den Analysen und Prognosen des Weltklimarats IPCC im Bericht zu 1,5°C vom Oktober 2018⁷ übereinstimmt. Zentrale Nachricht dieses Berichts war auch, dass bis 2030 entschlossen und effektiv gehandelt werden muss, um die Temperaturerhöhung noch wirksam zu beschränken.

Der Reduktionspfad der Bundesregierung – niedergelegt im Klimaschutzgesetz und dem KVBG-E ist aus völkerrechtlicher und grundrechtlicher Perspektive nicht ausreichend. Es ist nicht sinnvoll, diesen Pfad im KVBG-E zu zementieren, geschweige denn auch noch durch öffentlich-rechtliche Verträge für die Braunkohleanlagen.

⁴ Die Auswirkungen der Corona-Krise führen zwar zu einer erheblichen Reduktion von CO₂ Emissionen, werden aber bei einer Normalisierung des Wirtschaftslebens nicht nachhaltig aufrechterhalten werden. Für das Jahr 2020 wird als Momentaufnahme 40-45% des Emissionsniveaus verglichen mit 1990 erwartet. Agora: Auswirkungen der Corona-Krise auf die Klimabilanz Deutschlands, März 2020, abrufbar auf: www.agora-energie-wende.de

⁵ SRU, Umweltgutachten 2020, Kapitel 2: Pariser Klimaziele erreichen mit dem CO₂-Budget. Erhältlich auf: <https://www.umweltrat.de>

⁶ Dazu SRU, a.a.O., und Stefan Rahmstorf, Emissionsbudget: Darum schweigt die Bundesregierung zur wichtigsten Zahl beim Klimaschutz, Spiegel 20.10.2019.

⁷ IPCC, Special Report: Global Warming of 1.5 °C, abrufbar auf: www.ipcc.ch

Der Sachverständigenrat sieht in seinem aktuellen Bericht eine Ambitionsücke zum Klimaabkommen von Paris, weshalb die Klimaziele (u.a. umzusetzen über das Kohleausstiegsgesetz) einer zügigen Anpassung bedürfen. Konkret muss der Gesetzentwurf vor allem eine schnellere Reduktion realisieren, und darf keine Vorentscheidung zulasten der Klimapolitik der Zukunft treffen.

Das Kohleausstiegsgesetz erreicht das Gegenteil: Es wird in ein Abschaltfahrplan festgeschrieben, dessen hohes CO₂-Emissionsbudget mit den Zielen von Paris unvereinbar ist.

These 2: Der Entwurf ist in Sachen Klimaschutz deutlich schwächer als die Vorschläge der Kohlekommission

Das KVBG-E weicht „nach unten“ von den Empfehlungen der Kommission ab. Er schwächt die Klimawirksamkeit ab und ignoriert zudem die physikalische Tatsache des Treibhausgasbudgets.

Die klimarelevanten Kernempfehlungen der Kommission waren:

- Stetiger und schrittweiser Kohleausstieg bis spätestens 2038, jährlich etwa 2 GW pro Jahr an Kohlekraftwerkskapazitäten abgeschaltet werden sollten.
- 2026 und 2029 Revision: Prüfen, ob der Kohleausstieg schon 2035 vollzogen werden kann.
- Stilllegung der CO₂-Zertifikate im Rahmen des Europäischen Emissionshandels

Konkret war im Abschlussbericht aufgenommen:

“Im Zeitraum von 2018 bis 2022 sollen Braunkohlekraftwerke und Steinkohlekraftwerke schrittweise in dem Umfang stillgelegt oder über das KWKG umgerüstet werden, dass die Leistung der Kraftwerke im Markt im Jahr 2022 auf rund 15 GW Braunkohle und rund 15 GW Steinkohle reduziert wird.“ (S. 62). Und die „Verringerung der Treibhausgasemissionen (soll) im Zeitraum 2023 bis 2030 möglichst stetig“ erfolgen (S. 63). Diese Vorgabe erfüllt der Entwurf nicht.

Das Gesetz legt in Anlage 2 einen Abschaltplan für **Braunkohlekraftwerke** fest. Das ist grundsätzlich zu begrüßen. Laut Gesetzentwurf sollen bis 2022 ca. 2,8 GW und bis Ende 2029 ca. 5,7 GW abgeschaltet werden. Aber:

Es erfolgt keine stetige oder lineare Abschaltung von Kraftwerken, sondern festgelegt ist in Anlage 2 zu §§ 42 und 43 ein stufenartigen Abschaltplan, der zu Beginn weniger Kraftwerke abschaltet und die großen Kraftwerksblöcke erst Ende der 20er bzw. Ende der 30er Jahre vom Netz gehen lässt. Braunkohleblöcke werden danach zum letztmöglichen Zeitpunkt abgeschaltet.

Es fehlt die Verankerung der von der Kohlekommission konkret benannte „substantielle Zwischenschritt bei der Emissionsminderung in Höhe von 10 Mio. t. CO₂ möglichst durch ein Innovationsprojekt“ (Kommission WSB, S. 63)

Dieser Zwischenschritt war von der Kommission als zwingend notwendig gesehen worden, um im Sinne des Treibhausgasbudgets rasch eine stetige CO₂-Reduktion in der Braunkohleverstromung zu gewährleisten. Im Gespräch in der Kommission war der Ersatz von zwei Braunkohleblöcken am Standort vom Kraftwerk Jänschwalde. Diese Vorgabe ist in der Liste zwischen 2025 und 2030 in Anlage 2 nicht umgesetzt. Die Abschaltungen von **Steinkohlekraftwerken** werden von 2020 bis 2026 über Ausschreibungen ermittelte Prämien geregelt.⁸ Danach erfolgt eine gesetzliche, entschädigungslose Stilllegung.

§ 4 zu Zieldaten und Zielniveau zementiert im Jahr 2030 entgegen den jetzt absehbaren Reduktionsnotwendigkeiten erhebliche verbleibende Mengen Kohlestrom im Netz (8 GW Steinkohle und 9 GW Braunkohle).

§ 4 in Zusammenhang mit § 41 und Anlage 2 bevorzugt in erheblicher Weise die Braunkohle gegenüber der Steinkohle. Dies ist im Hinblick auf Art. 3 Abs. 1 GG rechtfertigungsbedürftig.

Nach dem Ausstiegspfad der sich aus der Anlage ergibt und der Methode der Bildung des Zielniveaus (§ 4 Abs. 2) muss die Steinkohle zwischen den Stützjahren (2023, 2030 und 2038) deutlich stärker und schneller reduzieren als Braunkohle. Die Ungleichbehandlung ist im Sinne des Art. 3 Abs. 1 GG kaum zu rechtfertigen, weil Braunkohle der deutlich CO₂-intensivere Einsatzstoff ist und jedenfalls aus dem Gesetzesentwurf nicht hervorgeht, was konkret gegen eine Stetigkeit insgesamt spricht. Das Vorgehen steht insgesamt nicht im Einklang mit der Forderung nach einem stetigen Abschaltpfad.

Durch diese Abweichungen entstehen erhebliche Mehremissionen: Dieses Vorgehen widerspricht der Logik der Treibhausgasbudgets.⁹ Im Zeitraum 2020 bis 2040 werde im Vergleich mit den Empfehlungen der Kommission circa 134 Millionen Tonnen Kohlenstoffdioxid zusätzlich ausgestoßen.

Durch die Gesamtkonstruktion des Gesetzes werden nach Berechnungen des DIW¹⁰ im Zeitraum 2020 bis 2040 circa 134 Millionen Tonnen Kohlenstoffdioxid zusätzlich

⁸ Das Maximalangebot für 2020 beträgt 165.000€ pro MW. Mit jedem Jahr sinkt das Niveau bis auf 49.000€ in 2026 (§ 19 KVBG-E). Ab 2027 ist ein Übergang in eine gesetzliche Abschaltregelung vorgesehen. Die Zielniveaus sind in §§2 geregelt.

⁹ Im Gesetz wird nur von Kraftwerkskapazitäten gesprochen, die tatsächliche CO₂-Menge die über den Zeitraum emittiert wird, ist nicht vorgegeben und schwer zu ermitteln.

¹⁰ DIW Berlin: Politikberatung kompakt 148, abrufbar auf: https://www.diw.de/de/diw_01.c.725622.de/publikationen/politikberatung_kompakt/2020_0148/klimaschutz_statt_kohleschmutz_woran_es_beim_kohleausstieg_hakt_und_was_zu_tun_ist.html

ausgestoßen. Zum Vergleich: Die deutschen Jahresemissionen 2019 lagen bei 805 Millionen Tonnen CO₂ Äq. und die Gesamtemissionen des Verkehrssektors bei 164 Millionen Tonnen.

Die schnellere Abschaltung von Steinkohlekapazitäten reduziert zwar kurzfristig die Emissionen, das späte Abschalten der Braunkohlekraftwerke insbesondere nach 2030 führt aber zu deutlich mehr Emissionen, ebenso die Inbetriebnahme des Kraftwerk Datteln IV.

Der Entwurf schließt auch nicht die Lücke zur Erreichung des Reduktionsziels für das Jahr 2020 (nachhaltig, ohne Corona-Effekte), auch nicht „weitgehend“. Obwohl die Begründung des Gesetzes sich weiterhin auf das Klimaziel 2020 bezieht, wird dies durch das Gesetz nicht gesichert. Gesichert ist – bei sehr schnellem In-Kraft-Treten nur die Abschaltung von 300 MW Braunkohlekapazität im Jahr 2020 (RWE Weisweiler Block E). Dass auch Steinkohleanlagen noch in 2020 stillgelegt werden, ist aufgrund der Regelungen in § 45 Abs. 2 (Verbot der Kohleverfeuerung erst 7 Monate nach dem Zuschlag) trotz beschleunigtem Ausschreibungsverfahren und Vermarktungsverbot unwahrscheinlich.

Auch nach Ansicht der ehemaligen Mitglieder der Kommission¹¹ ist die Liste der stillzulegenden Braunkohlekraftwerke in Anhang 2 anzupassen. Die Stetigkeit der Abschaltungen muss sich sowohl auf den Braunkohlepfad, wie auf den Steinkohlepfad beziehen. Dies ist inhaltlich auch vom KSG vorgegeben (§ 4 Abs. 2 KSG). Das Treibhausgasbudget würde dadurch erheblich entlastet.

Die folgende Grafik veranschaulicht die reduzierte Klimawirksamkeit. Sie ist entnommen dem DIW-Gutachten¹², das den Entwurf des Gesetzes vom Januar 2020 mit den Empfehlungen der Kommission vergleicht:

¹¹ Stellungnahme der ehemaligen Mitglieder der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB) vom 21. Januar 2020, https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/kohle/kohle_kommission_stellungnahme_ehemalige.pdf

¹² Fn. 10.

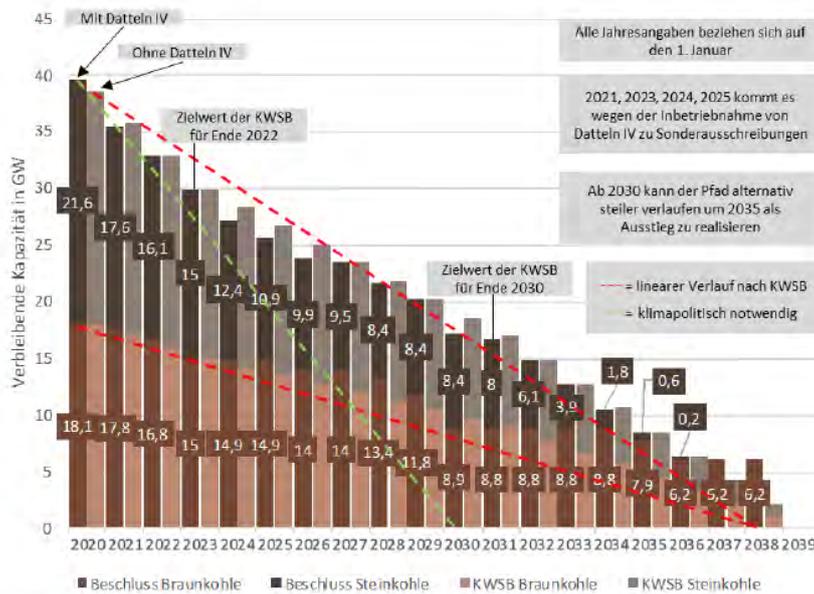


Abbildung 1: Entwicklung der Kohlekapazitäten gemäß dem aktuellen Beschluss der Regierung und den ursprünglichen Empfehlungen der Kohlekommission (KWSB)

Wie hoch genau allerdings die Ausschreibungsmengen für Steinkohle jährlich sein werden, ist offen – dies ermittelt die BNetzA nach § 6. Dies widerspricht den absoluten Sektorzielvorgaben des KSG für 2020, 2022 und 2030 laut Anlage 2 zu § 4 KSG. Festgelegt ist dies gesetzlich nur für 2020 und 2021 (§ 6 Abs. 3).

Im Hinblick auf die Klimawirksamkeit ist auch die Vorgabe in § 42 (energiewirtschaftliche Notwendigkeit des Tagebaus Garzweiler II) fraglich. Nach einer Analyse des DIW¹³ auf Grundlage der Empfehlungen des Sachverständigenrates für Umweltfragen für ein Paris kompatibles nationales CO₂-Budget darf die noch vorhandene Braunkohle nicht verstromt werden. Aus dem nationalen CO₂-Budget wird die Höchstmenge von 280 Mio. Tonnen an Braunkohle errechnet, die in NRW noch gefördert werden dürfen, um dem Ziel gerecht zu werden, die globale Erhitzung auf maximal 1,75°C zu begrenzen. Die rechtliche Konstruktion (Festlegung von energiewirtschaftlichen Notwendigkeiten in einem Vertrag) ist ohnehin fragwürdig.

These 3: Die Revisionsklauseln müssen offen sein für eine Stärkung der Klimaschutzziele und mit den Mechanismen des KSG verlinkt werden

§§ 49 ff. KVBG-E (auch in Verbindung mit § 41) ordnen Überprüfungen des Kohleausstiegs an:

¹³ DIW Berlin: Politikberatung kompakt 150, Garzweiler II: Prüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit des Tagebaus (Veröffentlichung am 22.5.).

Im Jahr 2022, 2026, 2029 und 2032 soll jeweils zum 15. August eine Überprüfung der Maßnahmen stattfinden. Die Überprüfung erfolgt durch bestehende Expertenkommissionen nach dem EnWG und EEG für die Bundesregierung. Notwendig wäre allerdings auch die regelmäßige Überprüfung des Enddatums für den Kohleausstieg insgesamt (im Bericht der Kohlekommission hierfür vorgesehen sind 2026, 2029 und 2032). Die Überprüfung der Erforderlichkeit der Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke (§ 41 Abs. 2) muss ebenfalls bereits 2023 (und nicht 2026) stattfinden, wenn den Empfehlungen der Kohlekommission gefolgt wird.

Die Überprüfungszeitpunkte nach § 49 Abs. 1 KVBG-E müssen sich zudem wie im KSG an den voraussichtlich geänderten Klimazielen orientieren. Die Klimaschutzziele finden zwar bei den Überprüfungszeitpunkten Erwähnung, allerdings nur, soweit sie sich auf die Zielniveaus beziehen.

Eine Revision ist – schon zur Feststellung ob die Reduktionen – „stetig“ verlaufen (§ 4 Abs. 1 KSG) mindestens alle zwei Jahre vorzusehen. Die Festlegung auf „drei Jahre früher“ in § 41 Abs. 1 ist zu streichen und die Vorziehung von Abschaltungen an die Sektorenziele des KSG zu knüpfen.

In § 42 muss jetzt klargestellt werden, dass ein Vertrag die Handlungsspielräume des künftigen Gesetzgebers auf Grundlage der Revisionsklauseln in §§ 41, 49 und 51 KVBG-E nicht einschränken darf. Ansonsten laufen die Revisionsklauseln aufgrund der vertraglichen Bindung leer.

These 4: Die gewählte gesetzgeberische Lösung ist unnötig kompliziert, intransparent und nicht garantiert rechtssicher

Der Gesetzesentwurf enthält sehr komplexe und teilweise intransparente Regelungen, sowohl im Hinblick auf die Berechnung des Steinkohlezuschlags und der Ausstiegsdaten, als auch im Hinblick auf die Details des Ausstiegs bei der Braunkohle. Offen bleiben aufgrund der Vorgaben in §§ 42, 43 die konkreten Umstände der Stilllegungen von Braunkohleanlagen. Eine solche komplizierte Lösung ist etwa im Kontext des Atomausstiegs nicht gewählt worden.

These 4.1: Die Differenzierung zwischen Stein- und Braunkohle ist aus grundrechtlicher Perspektive problematisch. Die Braunkohle wird langsamer abgeschaltet, und erhält mehr und längere Entschädigungen als die Steinkohle

Der Gesetzesentwurf differenziert erheblich zwischen Braun- und Steinkohleanlagen. Wie oben dargestellt muss die Steinkohle zwischen den Stützjahren (2023, 2030 und 2038) deutlich stärker und schneller reduzieren als die Braunkohle. Dies stellt eine Ungleichbehandlung dar, die im Sinne des Art. 3 Abs. 1 GG kaum zu rechtfertigen ist, weil Braunkohle der deutlich CO₂-intensivere Einsatzstoff ist.

Es ist nicht ausreichend nachvollziehbar, warum genau bis 2026 eine Entschädigung der Stilllegungen (Steinkohlezuschlag) notwendig sind, während ab 2027 Steinkohle (im Gegensatz zu Braunkohleanlagen) entschädigungslos stillgelegt werden. Sinnvoll wäre, wenn Zuschläge nur unter dem Vorbehalt gegeben werden, dass eine spätere Überprüfung bestätigt, dass die tatsächlich entstandenen Nachteile ausgeglichen werden (siehe unten, These 5.1).

These 4.2: Die Abschaltliste für Braunkohleanlagen (Anlage 2) ist intransparent, die Kriterien nicht nachvollziehbar und Rechtswirkung unklar.

Für Steinkohleanlagen erstellt die BNetzA eine Alterliste um die gesetzliche Reduzierung nach dem Datum der Inbetriebnahme der Steinkohleanlagen umzusetzen. Die Voraussetzungen sind in § 29 KVBG-E geregelt. In der Begründung heißt es:

„Das Alter ist ein Indikator für die Emissionsintensität der Steinkohleanlage und den Amortisationsgrad. Das Abstellen auf die Emissionsintensität verfolgt das Ziel, die Klimaziele zu erreichen und dient dem Staatsziel Umweltschutz nach Artikel 20a Grundgesetz.“

Für die Abschaltliste nach Anlage 2 fehlt eine solche Aussage und es ist nicht ersichtlich, wie andere für die Verhältnismäßigkeit und Klimawirksamkeit relevante Faktoren berücksichtigt wurden. Die Begründung (S. 139) spricht davon, dass die Liste mit den Betreibern „evaluiert“ wurde. Nach welchen Kriterien ist vollkommen intransparent. Dies ist verfassungsrechtlich problematisch.

Die rechtliche Wirkung der Anlage 2 ist zudem unklar. Nach § 42 Abs. 2 Nr. 1 soll der öffentlich-rechtliche Vertrag „insbesondere ... die endgültige Stilllegung von den in Anlage 2 genannten Braunkohleanlagen zu den in Anlage 2 genannten Stilllegungszeitpunkten; (regeln). Es ist im Gesetz klarzustellen, dass von diesen Stilllegungszeitpunkten bis zur ersten Überprüfung (2023) nur in den definierten Ausnahmefällen abgewichen werden darf, danach diese aber eben angepasst wird.

Anlage 2 darf nicht auf Dauer angelegt sein, sondern muss ausdrücklich der Änderung nach den Revisionsklauseln offenstehen.

These 4.3: Das Gesetz muss für die Braunkohle eine angemessene, regelbasierte Formel für Entschädigungen aufnehmen, wie bisher nur für die Stilllegungsreserve geschehen. Dem Bundestag werden in durch die pauschale Festlegung der Entschädigungssumme Beteiligungsrechte im Hinblick auf erhebliche Haushaltsmittel genommen.

Für Stilllegungen von Braunkohleanlagen werden – ohne Nachweis einer rechtlichen Notwendigkeit oder Angemessenheit – im Gesetz 4,35 Milliarden Euro Entschädigungen an die Betreiber vorgesehen (§ 42 Abs. 2), wobei alle Details öffentlich-rechtlichen Verträgen bzw. einer Rechtsverordnung (§§ 43, 42) vorbehalten bleiben.

Die Ausführungen in der Begründung zur „formelbasierte Entschädigungslogik“ (S. 140) sind undurchschaubar, und der Summe und Bedeutung für den Haushalt absolut unangemessen. Die Begründung / Formel wird ohnehin im Kontext der beihilferechtlichen Notifizierung offenbart werden müssen. Die Intransparenz gegenüber der Öffentlichkeit und dem deutschen Bundestag ist nicht zu rechtfertigen.

Die haushaltsrechtliche Erforderlichkeits- und Wirtschaftlichkeitsprüfung muss bereits jetzt vorgelegt werden.

Der Deutsche Bundestag soll hier entgegen der sonst üblichen haushaltsrechtlichen Grundlagen pauschal über eine Summe entscheiden. Die Notwendigkeitsprüfung nach § 6 BHO wird umgangen. Nach § 7 Abs. 2 (2) BHO sind für alle finanzwirksamen Maßnahmen angemessene Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen durchzuführen – auch dies wird hier umgangen oder jedenfalls nicht dargelegt. Die Prüfung der Erforderlichkeit der Ausgaben müsste ggf. entsprechend § 10a BHO durch den Bundesrechnungshof vorgenommen werden.

In § 42 ist als Wirksamkeitsbedingung für einen Vertrag jedenfalls ein Ausschluss sämtlicher weiterer Entschädigungsforderungen aller beteiligten Unternehmen aufzunehmen.

These 4.4: Eine ordnungsrechtliche Lösung mit einheitlicher Abschaltliste und Entschädigung auf Antrag ist rechtlich möglich

Das gewählte System ist kompliziert und schafft neue rechtliche Konflikte. Eine ordnungsrechtliche Lösung im Gesetz ist einfacher, transparenter und spart in erheblichem Umfang Haushaltsmittel, die ohne beihilferechtliche Problematik ggf. zusätzlich in die Strukturstärkung der betroffenen Bundesländer gegeben werden können.

Steinkohle:

Insgesamt ist fraglich, ob die neuen, komplizierten und personalaufwendigen Strukturen (Ausschreibungen) für nur wenige Jahre (2021-2026) gegenüber einer rein ordnungsrechtlichen / gesetzlichen Lösung wirklich Vorteile hat. Bis das System reibungsfrei funktioniert, wird es durch eine gesetzliche Anordnung der Stilllegung ersetzt. Auf Grundlage des § 5 ist die Ausschreibungslösung möglicherweise sogar nur bis 2023 vorgesehen – es ist ineffektiv, ein solches Konstrukt nur für eine so kurze Zeit vorzusehen. Eine vollständige Umsetzung innerhalb dieses Zeitraums ist ange-

sichts der beihilfrechtlichen Notifizierungspflicht insgesamt fraglich. Die Steinkohlezuschläge werden mit Vorbehalten der Prüfung durch die EU-Kommission versehen werden müssen.

Die Einrichtung und Durchführung des Ausschreibungsmodells für Steinkohle allein löst *jährliche* Kosten bei Behörden (ohne die Steinkohleabgabe und ohne Entschädigung für Braunkohle) von ca. 7 Mio. € aus (S. 8 KVVG-E). Anders als in der Begründung ausgeführt erscheint damit keineswegs offensichtlich, dass eine gesetzliche Vorgabe von Stilllegungen mit – soweit überhaupt rechtlich erforderlichen – Entschädigungszahlungen nicht gesamtwirtschaftlich deutlich vorteilhafter wäre.

Laut Gesetzesbegründung sei das Vorgehen über Ausschreibungen das mildere Mittel, und daher einer ordnungsrechtlichen Lösung vorzuziehen (S. 5). Es erschließt sich nicht, warum dies nur für die Zeit vor 2026 gelten soll.

Braunkohle:

Zu der Regelung (Braunkohle) wurde laut Entwurf (S. 5) keine technische Alternative geprüft. Dies verwundert allein aufgrund der erheblichen Entschädigungszahlungen, aber auch aufgrund der erheblichen Risiken, die der Bund eingeht, wenn er Verträge mit Unternehmen schließt.

Allein aufgrund des Zeitablaufs kann auf Verträge nicht mehr gewartet werden. Alle relevanten Aspekte können auf Grundlage von Anlage 2 auch gesetzlich geregelt werden, und dies ist in § 43 auch angelegt. § 42 sollte gestrichen werden, auch um zukünftige Bindungen auf vertraglicher Ebene zu verhindern und dem zukünftigen Gesetzgeber angesichts sich ändernder Klimaziele ausreichend Spielraum zu lassen.

Dieses Vorgehen würde eher dem Vorgehen beim Atomausstieg entsprechen. Das System des AtG ist erprobt und die rechtliche Rahmensetzung durch das BVerfG überprüft. Eine Übertragung ist ohne weiteres möglich.

Die gewählte Lösung über Verträge ist fehleranfällig:

§ 42 schließt bisher zusätzliche Entschädigungen nach 2030 und auch vorher nicht aus. Das Gesetz regelt „eigentlich“ nur die Stilllegung von Anlagen, § 42 ermächtigt aber auch den Abschluss von Verträgen mit Bergbauunternehmen. Allein aufgrund dieser Doppelwirkung sind die Verträge von erheblicher Komplexität. Die Regelung über Verträge bindet unnötig den zukünftigen Gesetzgeber. Auf eine vertragliche Regelung haben die Betreiber stärkeren Einfluss als auf den Vollzug entsprechend einer Rechtsverordnung nach § 43. Außerdem kann die Verletzung einer vertraglichen Regelung u.U. einen umfassenderen Schadenersatzanspruch der Betreiber begründen als eine verfassungswidrige künftige Änderung einer gesetzlichen Übergangsregelung. Es ist nicht erprobt, ob und inwieweit der Bund vertraglich begründete Schadenersatzforderungen der Betreiber oder Bergbauunternehmen ausschließen oder begrenzen kann.

Es gibt eine einfache Alternative: Die gesetzliche Stilllegung wie beim Atomausstieg mit Entschädigung auf Antrag

Der Vorschlag aus der Zivilgesellschaft (Greenpeace und ClientEarth vom April 2019) beinhaltet ein separates Ausstiegsgesetz sowie begleitende Änderungen im Immissionsschutz- und Bergrecht.

Dieses Gesetz mit einer umfassenden Ausstiegsliste orientiert an transparenten Kriterien (Alter, KWK Nutzung, Brennstoff, etc.) hätte Planungssicherheit geschaffen. Neue Kraftwerke wären nicht genehmigt worden, bestehende Genehmigungen erlöschen entsprechend der Abschaltliste. Es werden keine neuen Tagebaue oder Erweiterungen genehmigt.

Das Gesetz hätte über veränderbare Anlagen bzw. Rechtsverordnungen ausreichend Flexibilität zur Anpassung des Ausstiegspfadens gewährt, vor allem zur Anpassung an nationale, europäische und internationale Klimaziele. Das Gesetz schlug hierfür direkt den Expertenrat für Klimafragen, geschaffen durch § 11 KSG, vor.

Der Kohleausstieg wäre nach diesem Modell für die Betreiber (nicht: die Regionen, denen Strukturhilfen zustehen müssen und sollen) größtenteils entschädigungsfrei erfolgt: Betreiber von Kraftwerken und Tagebauen sollten nur in Ausnahmefällen und auf Antrag Entschädigungen erhalten, zum Beispiel, wenn aufgrund des Erhalts von betroffenen Dörfern nur kurze Übergangsfristen gewährt werden. Wie von Bundesverfassungsgericht mehrfach bestätigt, wäre die Verhältnismäßigkeit des Ausstiegs als Inhalts- und Schrankenbestimmung des Eigentums nach Art. 14 Abs.1 GG weitgehend über Übergangsfristen (Abschaltliste) gewährt worden. Etwas weitergehend aber im Prinzip ebenso ist im KVBG-E mit § 43 Abs. 2. Nr. 3 vorgesehen, wenn die Verhandlungen scheitern (Entschädigung soweit erforderlich zum Ausgleich von Nachteilen).

Die nach diesem Gesetzesvorschlag vorgesehene Abschaltliste ist dieser Stellungnahme als Anhang beigefügt. Ein sehr erheblicher Vorteil dieser Lösung wäre die zeitliche Dimension: Ein Zuwarten auf den Abschluss von öffentlich-rechtlichen Verträgen wäre nicht erforderlich, ebenso wenig das Abwarten auf eine beihilferechtliche Entscheidung der EU Kommission. Bis Ende 2020 wären nach diesem Entwurf bereits sicher Kapazitäten von 2 GW Braunkohlekraftwerken und 1,3 GW Steinkohlekraftwerken vom Netz gegangen.

Angesichts des bereits erfolgten und voraussichtlichen weiteren erheblichen Zeitverzugs (Beihilfeentscheidung) ist der Gesetzgeber aufgefordert, eine klare und transparente ordnungsrechtliche Regelung mit entsprechender Einzelfallregelung für Entschädigungen sofort zu wählen.

These 5: Die Entschädigungsregelungen für Steinkohle, vor allem aber für die endgültige Stilllegung von Braunkohleanlagen ist EU- bzw. beihilferechtlich problematisch.

Im KVBG-E sind drei Arten der Entschädigung für die Stilllegung von Anlagen angelegt:

- Für die Steinkohle (Ausschreibung nach Teil 3), ab 2027 nicht mehr (auch anwendbar auf Braunkohle-Kleinanlagen, § 44)
- Sicherheitsbereitschaft (3 Blöcke) anlagenscharf bestimmt, Anlage 2 und Entschädigung nach regelbasierter Formel in Anlage 3 zu § 43
- Braunkohle endgültige Stilllegung - Abschaltliste nach Anlage 2 und pauschale Entschädigungssummen ohne regelbasierte Formel im Gesetz, Ermächtigung zur Regelung im Detail in §§ 42 und 43

These 5.1: Entschädigungen für die Stilllegungen sind rechtlich nur im Ausnahmefall erforderlich.

Dass eine Entschädigung rechtlich allgemein erforderlich ist, kann kaum allgemein vertreten werden. Vorhandene rechtliche Analysen auf Grundlage der verfassungsrechtlichen Rechtsprechung vertreten mehrheitlich, dass der Kohleausstieg weitgehend entschädigungslos bzw. im Einzelfall nach verfassungsrechtlicher Erforderlichkeit neben Übergangsfristen erfolgen kann.¹⁴

In anderen Ländern der EU wie z.B. dem Vereinten Königreich sowie den Niederlanden wird ein Kohleausstieg ohne Entschädigungszahlungen verfolgt - zu jeweils früheren Ausstiegszeitpunkten (2025 bzw. 2030). Nach dem letzten Bericht des anerkannten Thinktank *Carbon Tracker* vom 8. April 2020 können zudem im Jahr 2020 schon 46 Prozent der weltweit laufenden Kohlekraftwerke nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden,¹⁵ und dieser Trend wird sich fortsetzen. Stein- und Braunkohlekraftwerke in Deutschland befinden sich heute (anders als zur Zeit der Einsetzung der Kohlekommission) am Rand der Wirtschaftlichkeit.¹⁶

Durch die vorgesehenen Regelungen werden Kohlekraftwerksbetreiber zudem besser gestellt als Betreiber von Atomkraftwerken nach der Novelle des AtG.

These 5.2: Nach BVT Schlussfolgerungen notwendige Investitionen sind zu berücksichtigen und EU-Recht umzusetzen

¹⁴ Vgl. statt vieler: *Däuper/Michaels*: Ein gesetzlicher Ausstieg aus der Kohleverstromung vor dem Hintergrund des Urteils des BVerfG zum Atomausstieg, *EnWZ* 2017, 211; *Schomerus/Franßen*, Klimaschutz und die rechtliche Zulässigkeit der Stilllegung von Braun- und Steinkohlekraftwerken, Nov. 2018 (Gutachten im Auftrag des BMU), *Teßmer*, Bergrechtliche Implikationen eines Ausstiegs aus CO₂-intensiver Stromerzeugung? *EnWZ* 2017, 219.

¹⁵ <https://carbontracker.org/reports/political-decisions-economic-realities/>

¹⁶ Vgl. hierzu Stellungnahme des Sachverständigen Dr. Felix Matthes für die heutige Anhörung.

Es ist nicht erkennbar, dass bei der Berechnung von Entschädigungen ohnehin notwendige Investitionen berücksichtigt werden. Die Bundesregierung hat die neuen EU-Vorgaben zu Emissionswerten¹⁷ noch nicht in eine Änderung der 13. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchV) umgesetzt.

In § 43 und 44 KVBG-E ist klarzustellen, dass EU-Recht umgehend umzusetzen ist und bleibt. In einem Vertrag kann nicht etwa von EU-Grenzwerten abgewichen werden. Wie bei der Sicherheitsbereitschaft nach Anlage 3 sind Investitionskosten von der möglichen Entschädigung abzuziehen.

These 5.3: Vor allem Entschädigungen an Betreiber von Braunkohleanlagen und Bergbautreibende nicht genehmigungsfähig

Der behördliche Zuschlag an Steinkohleanlagenbetreiber mit Anspruch auf den Steinkohlezuschlag (§ 23) sowie die erheblichen Summen an Entschädigung für Braunkohleanlagen (§ 42) sind beihilferechtlich relevante Handlungen.¹⁸

Der beihilferechtliche Vorbehalt in Artikel 9 des Gesetzes stellt die Regelungen insgesamt in Frage, wenn und soweit eine Prognose der EU-Kommission ergibt, dass die Regelungen, insbesondere die späte Abschaltung / Stilllegung von Kraftwerken die Effektivität des europäischen Emissionshandels behindert.

Die Prüfung dauert erfahrungsgemäß ca. 18 Monate¹⁹. Ob sie bereits beantragt wurde, ist unklar. Bislang hat die Bundesregierung das Kohleausstiegsgesetz als technische Norm im Rahmen der Richtlinie (EU) 2015/1535 notifiziert²⁰ nicht aber wohl beihilferechtlich.

Eine Beihilfe kann insgesamt nur dann gerechtfertigt sein, wenn durch das Gesetz gegenüber dem Status quo erhebliche positive Klimawirkungen ausgehen. Daher gilt:

Im Teil 2 (Ausschreibungen) und in §§ 42, 43 ist sicherzustellen, dass keine Anreizwirkung entfaltet wird, Kraftwerke länger zu betreiben als nach allgemeinem EU und deutschem Klimaschutzrecht zu erwarten und dass die Entschädigungen grundsätzlich vor allem erwartete (reale) Nachteile ausgleichen.

¹⁷ Durchführungsbeschluss 2017/1442 der Kommission vom 31. Juli 2017 über Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Techniken (BVT) gemäß der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates für Großfeuerungsanlagen, ABl. L 212 vom 17.8.2017, S. 1–82.

¹⁸ Allgemein zu dem Thema: Stöbener de Mora/Holtmann: Der beihilfenrechtliche Werkzeugkasten für den Umgang mit der „Kohle“ für den Kohleausstieg, EuZW 2019, 485.

¹⁹ Diese 18-monatige Prüfung erfolgt, wenn die Kommission Zweifel an der Vereinbarkeit hat. Hierüber entscheidet sie in einer 2-Monatsfrist nach vollständiger Notifizierung.

²⁰ Notifizierung 2020/124/D.

Nach den sog. Leitlinien für Umweltbeihilfen der EU-Kommission²¹ sind grob zusammengefasst die folgenden Voraussetzungen zu erfüllen²²:

- Notwendigkeit einer staatlichen Intervention zur Erreichung des Ziels;
- Angemessenheit der Beihilfemaßnahme zur Erreichung des Ziels (nicht gegeben, wenn das Ziel mit anderen Maßnahmen erreicht werden kann, die weniger marktverzerrend sind);
- Anreizeffekt das Ziel im gemeinsamen Interesse (Umweltschutz) zu verfolgen, den es ohne die Maßnahme nicht gäbe;
- Verhältnismäßigkeit der Beihilfe (Ist die Zahlung das erforderliche Minimum zur Erreichung des Ziels?);
- Vermeidung übermäßiger negativer Effekte auf Wettbewerb und Handel.

Diese Voraussetzungen sind nach dem Stand der rechtswissenschaftlichen Forschung kaum zu erfüllen. Dies allein schon deshalb, weil auch im Beihilferecht die Pflicht zur Alternativenprüfung gilt, und andere Möglichkeiten jedenfalls bei der Braunkohle nicht geprüft wurden.

Die Darlegung, dass die konkret vorgesehenen Zahlungen eine zulässige Beihilfe darstellen, ist im Gesetzentwurf nicht ersichtlich.

Nimmt man die Entscheidung der Kommission zur Stilllegungsreserve aus dem Jahr 2016 als Maßstab²³, dürfte deutlich sein, dass die Unternehmen nur einen Ausgleich für die Nachteile aus dem Kohleausstieg durch staatliche Zuwendung (Steinkohlezuschlag oder Entschädigung), aber keine weiteren für die Zielerreichung nicht erforderliche Vorteile und Vergünstigungen erhalten dürfen. Diese Anforderung erfüllt (wohl) die regelbasierte Formel für die Stilllegungsreserve in Anlage 3 des Gesetzes – eine solche Vorgabe fehlt aber komplett für die endgültige Stilllegung von Braunkohleanlagen.

Für **Steinkohlekraftwerke** wäre darzulegen, dass es nicht zu einer Überkompensation kommt. Diese läge wohl vor, wenn ein Kraftwerk, das ohnehin aufgrund der Gestehungspreise, notwendiger Investitionen und Zertifikatspreisen in absehbarer Zeit vom Netz gegangen wäre, durch die Ausschreibungen die Stilllegung dennoch kompensiert bekommt. Eine zusätzliche Einsparung von CO₂ durch die staatliche Zahlung ist dann nicht nachweisbar, die Beihilfe unzulässig.

²¹ Mitteilung der Kommission — Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, Abl. EU C 2000, 28.6.2014, 1.

²² Vgl. dazu auch Stellungnahme von *ClientEarth*: Zum Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie für ein Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz), 23. Januar 2020, abrufbar auf www.clientearth.org

²³ Entscheidung SA.42536, <https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/index.cfm>. Vgl. die Presseerklärung https://ec.europa.eu/germany/news/kommission-genehmigt-beihilfen-f%C3%BCr-stilllegung-von-braunkohlekraftwerken-deutschland_de

In § 12 KVBG-E ist eine Bedingung aufzunehmen, wonach darzulegen ist, dass die betreffende Anlage wirtschaftlich betrieben werden kann, ähnlich wie bei der entschädigungsrechtlichen Bewertung von Betrieben, die zunächst existenzfähig sein müssen, um Ansprüche geltend zu machen. Dies ist nicht deckungsgleich mit den zu berücksichtigenden Investitionen nach § 31 Abs.1 KVBG-E.

Für **Braunkohle** kommt es zudem zu der möglichen Verzerrung der Wirkungen des EU-Emissionshandels. Durch die späten Abschaltungszeitpunkte verbunden mit Entschädigungszahlungen ist es für Betreiber trotz steigendem CO₂-Preis ggf. wirtschaftlich, ihr Kraftwerk weiter zu betreiben. Auch hier dürfe eine unzulässige Beihilfe vorliegen. Gerade im Hinblick auf die Lausitz ist angesichts des Abschaltplans nach Anlage 2 eine Entschädigungsnotwendigkeit kaum nachzuvollziehen – auch nicht für die Bergbautreibenden.²⁴

Es ist zu begrüßen, dass der Gesetzgeber Entschädigungen für Zwecke der Rekultivierung sichern will.

Auch hier ist aber eine Überkompensation zu befürchten (§ 42 Abs. 2 S. 2 KVBG-E). Die Mittel für Rekultivierung und Ewigkeitslasten sind aufgrund der Regelungen des BBergG und allgemeinem Umweltrecht ohnehin von den Bergbautreibenden aufzubringen.

Beihilferechtlich ist auch die Verknüpfung zwischen Anlagenbetreiber und Bergbautreibenden problematisch. Eine Absatzgarantie für Produkte und Rohstoffe kennt weder das deutsche noch das EU-Recht.

These 6: Abweichung von den Empfehlungen der Kommission beim Kraftwerk Datteln IV im KVBG-E nicht gerechtfertigt

Im Abschlussbericht der WSB Kommission heißt es:

“Die Kommission empfiehlt weiterhin, den Bau neuer Kohlekraftwerke nicht mehr zu genehmigen. Für bereits gebaute, aber noch nicht im Betrieb befindliche Kraftwerke empfiehlt die Kommission, eine Verhandlungslösung zu suchen, um diese Kraftwerke nicht in Betrieb zu nehmen.” (S. 62)

Der Gesetzentwurf erlaubt die Inbetriebnahme des Kraftwerks Datteln, Block IV. Nach § 48 KVBG-E „Verbot der Errichtung und der Inbetriebnahme neuer Stein- und Braunkohleanlagen“ dürfen keine neuen Stein- und Braunkohleanlagen in Betrieb genommen werden, ausgenommen sind aber Anlagen, für bis zum 29. Januar

²⁴ Vgl. hierzu Stellungnahme des Sachverständigen Dr. Felix Matthes für die heutige Anhörung, der darlegt, dass der Abschaltplan die Auskohlung der bisher durch Rahmenbetriebsplan genehmigten Braunkohlemengen im Wesentlichen erlaubt, also keine Nachteile entstehen, die entschädigt werden müssten.

2020 eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung erteilt worden ist. Für Datteln IV liegt diese (nach Aufhebung der bis dahin ergangenen Teil- und Vorbescheide) erneut vor. Sowohl der zugrundeliegende Bebauungsplan, als auch die immissionsschutzrechtliche Genehmigung befinden sich nach hiesiger Kenntnis noch im gerichtlichen Verfahren. Die Genehmigung ist also nicht rechtswirksam, bzw. bestandskräftig.

Diese Abweichung wird in der Begründung nicht thematisiert. Es handelt sich *de facto* um ein Einzelfallgesetz. Ob die Regelungen im Hinblick auf die Klimawirkungen kompensiert wird, wie politisch angekündigt, ist quantitativ offen (§ 6 Abs. 4 adiiert für die Jahre 2023, 2024 und 2025 jeweils 1 GW).

Nach wissenschaftlichen Analysen bedeutet die Inbetriebnahme von Datteln IV eine erhebliche Zunahme von CO₂-Emissionen nach 2020. Die als Ausgleich vorgesehene Stilllegung äquivalenter Kraftwerkskapazitäten (§ 6 Abs. 4 KVVG-E), kann die Klimafolgen der Inbetriebnahme nicht kompensieren. Ein neues Kraftwerk wie Datteln IV lässt mehr Betriebsstunden erwarten als alte Kraftwerke. „Es reicht nicht aus Kraftwerke in entsprechender Kapazität abzuschalten, sondern es müssen im gleichen Maße CO₂-Emissionen vermieden werden wie durch den Betrieb von Datteln 4 ausgestoßen werden“, so das DIW.²⁵

Dies sichert der Entwurf gerade nicht – ganz abgesehen von dem politischen Signal, das die Inbetriebnahme derzeit auch international sendet.

Für die Möglichkeit der Stellungnahme wird gedankt.

Hamburg, 19. Mai 2020

Rechtsanwältin
Dr. Roda Verheyen

²⁵ Fußnote 10.

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 Gewerbekunden 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.

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
www.oeko.de

A. Vorbemerkungen

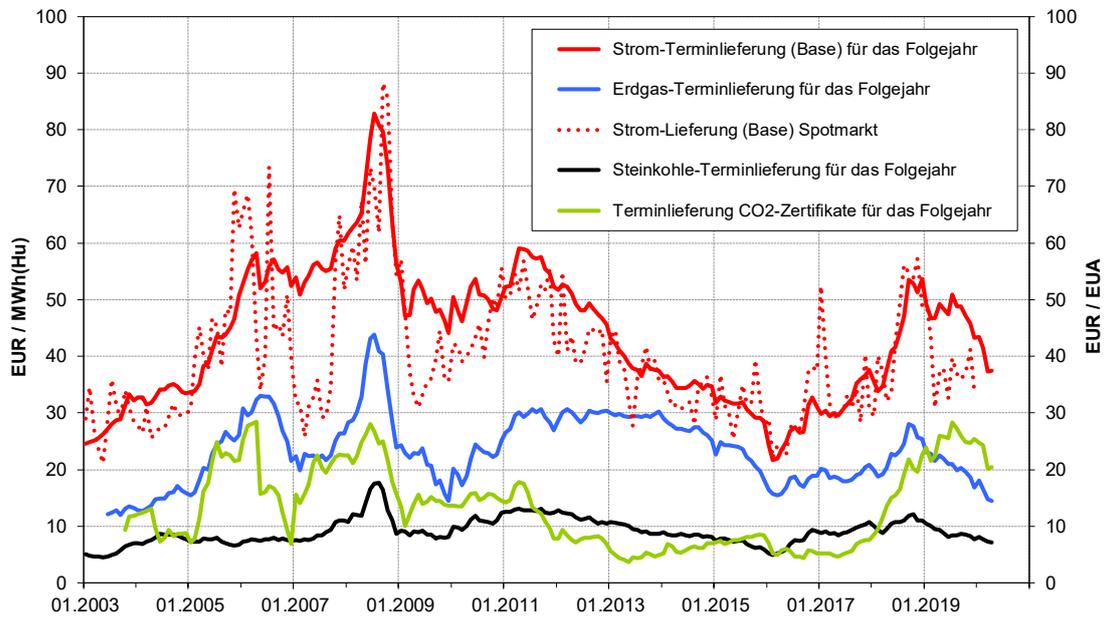
(1) Die **Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“** (KWSB) hat im Januar 2019 mit ihrem Bericht ein Bündel von Empfehlungen vorgelegt, mit denen der Ausstieg aus der Kohleverstromung für Deutschland sowie dessen regionalwirtschaftliche, arbeitsmarktpolitische und energiepolitische Begleitung 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**:

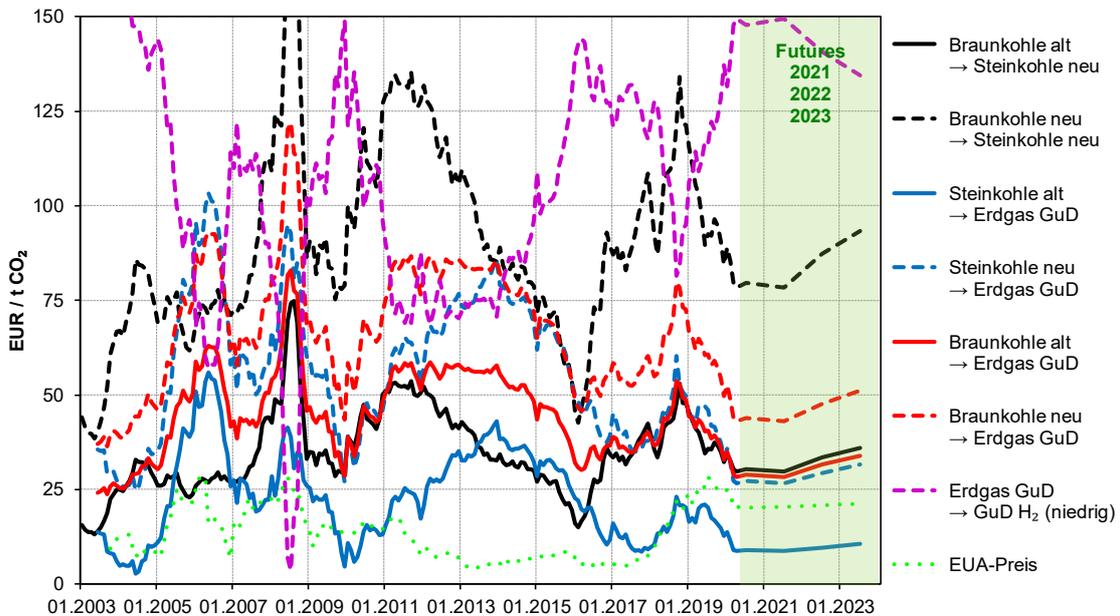
- Auf den **Brennstoffmärkten** sind strukturelle Veränderungen zu beobachten. Der Unterschied zwischen Steinkohle- und Erdgaspreisen hat sich in den letzten Monaten signifikant verändert (Abbildung A-1), so dass die Steinkohleverstromung im deutschen wie auch im europäischen Markt massiv unter Druck 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 **CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Bepreisung (wie im Sondervotum von sechs Kommissionsmitgliedern für einen CO₂-Mindestpreis dargelegt) und die regelungstechnische Berücksichtigung der **Wechselwirkungen** zwischen stilllegungsorientierter Kohlepolitik und dem dynamischen Brennstoff- bzw. CO₂-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 CO₂ 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 CO₂, für 2022: 257 Mio. t CO₂ sowie für 2030: 175 Mio. t CO₂, zum Vergleich für 2019: 254 Mio. t CO₂, Felix Chr. Matthes] möglichst stetig ...

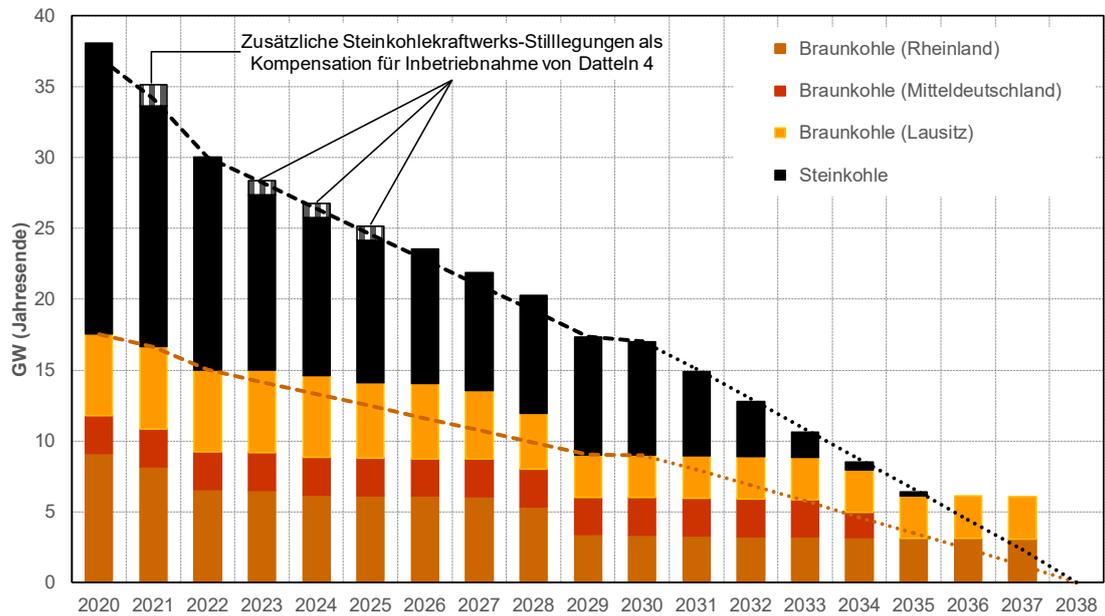
Die stetige Emissionsminderung (von 2022 bis 2030 jährlich etwa 10 Mio. t CO₂) wird damit im **Review-Prozess zum Kohleausstieg** (2023, 2026, 2029), aber auch und besonders in den **Monitoring- und Anpassungsverfahren zum KSG** (jährlich) eine herausgehobene Rolle spielen.

(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):

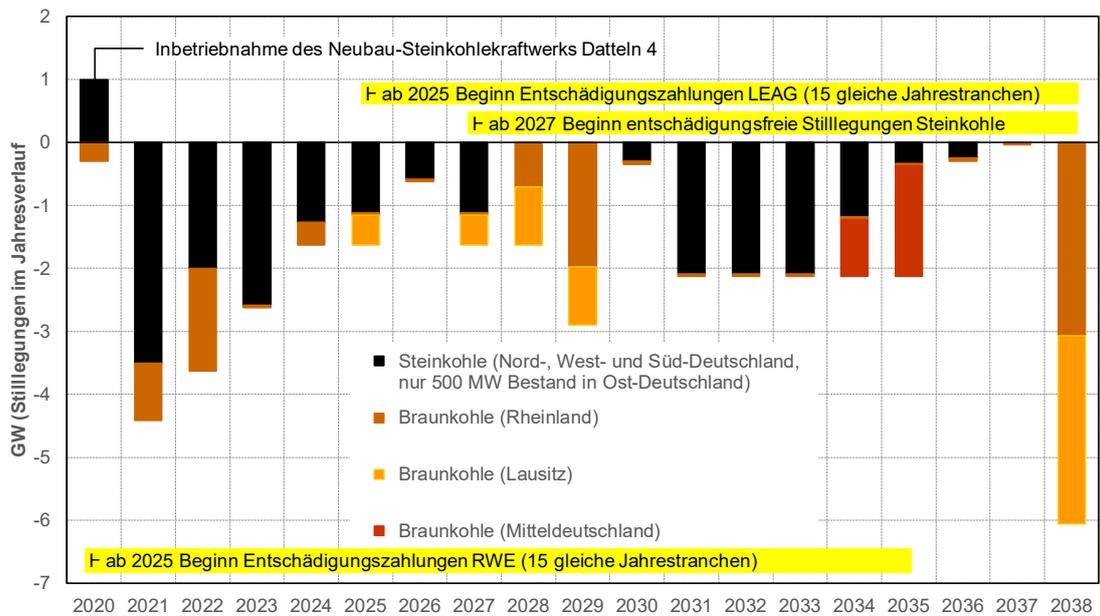
- Im Bereich der **Braunkohlekraftwerke** erfolgt der **Kapazitätsabbau in drei großen Wellen**: Anfang der 2020er Jahre (im Rheinland), Ende der 2020er Jahre (in der Lausitz und im Rheinland), in den Jahren 2034/35 (im mitteldeutschen Revier) sowie im Jahr 2038 (im Rheinischen und im Lausitzer Revier).

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 unetwiegliche 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 CO₂, im Zeitraum nach 2030 (für den die KWSB allerdings keine explizite Stetigkeitsempfehlung abgegeben hatte) ergeben sich nochmals Mehremissionen von etwa 90 Mio. t CO₂.

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

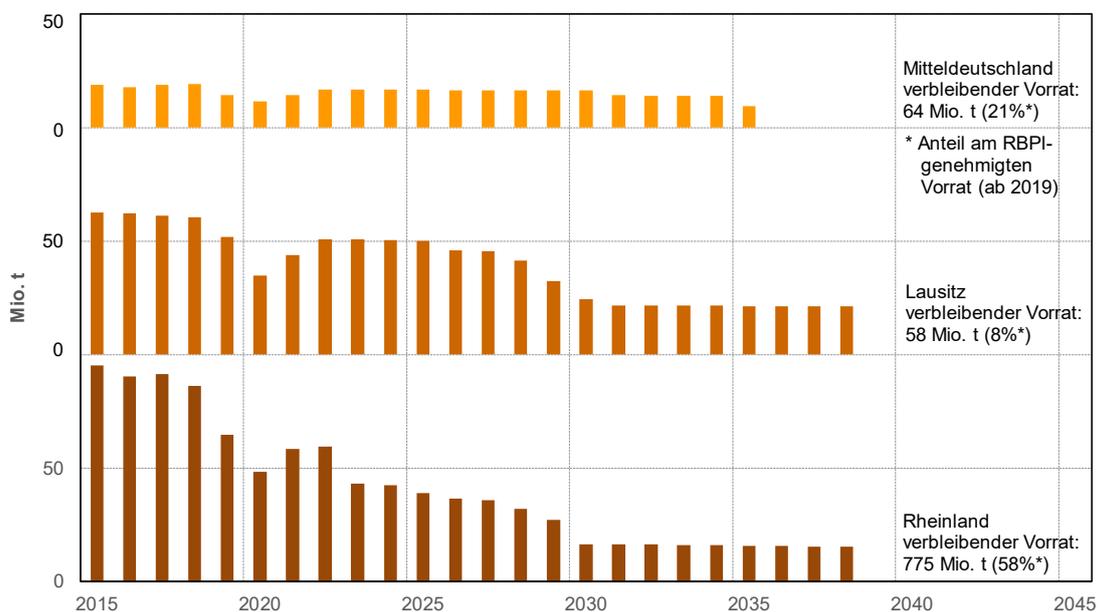
(9) Neben den marktgetriebenen Anlagenschließungen sollen für die darüber hinausgehenden Kraftwerksstilllegungen insgesamt **sechs verschiedene Mechanismen** zum Tragen kommen:

- 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 Bergbauverpflichtungen, 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 verdeutlicht¹, 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 CO₂-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

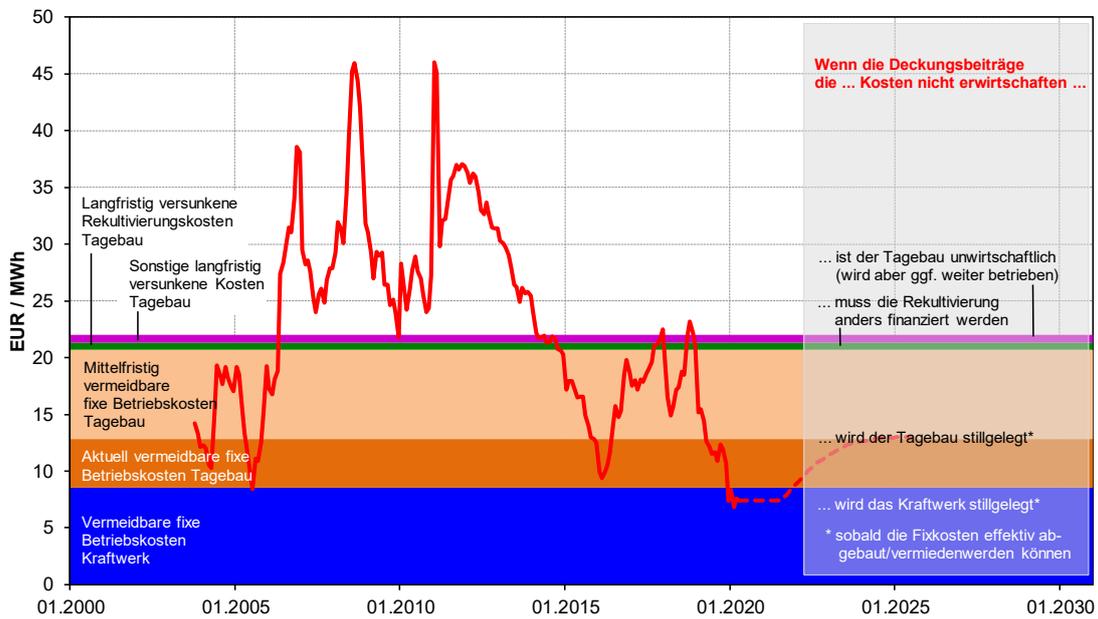
- ältere Braunkohlekraftwerksblöcke die fixen Betriebskosten der Kraftwerke nur knapp und jegliche fixe Betriebskosten der Braunkohletagebaue sowie die Renaturierungskosten (jeweils anteilig) in keiner Weise erwirtschaften können;
- neue Braunkohlekraftwerke die fixen Betriebskosten der Kraftwerke voll, 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 CO₂-Preise für Kohlekraftwerke tendenziell schwieriger werdende Umfeld und die letztlich weitgehend offene Entwicklung der Erdgas- und Steinkohlepreise (mit ihren Ausstrahlungswirkungen auf die Strompreisniveaus) **verbietet sich die Verwendung pauschalierender Annahmen zur Fixierung von Entschädigungszahlungen**, insbesondere, wenn die Stilllegungszeiträume teilweise sehr stark auseinanderfallen.

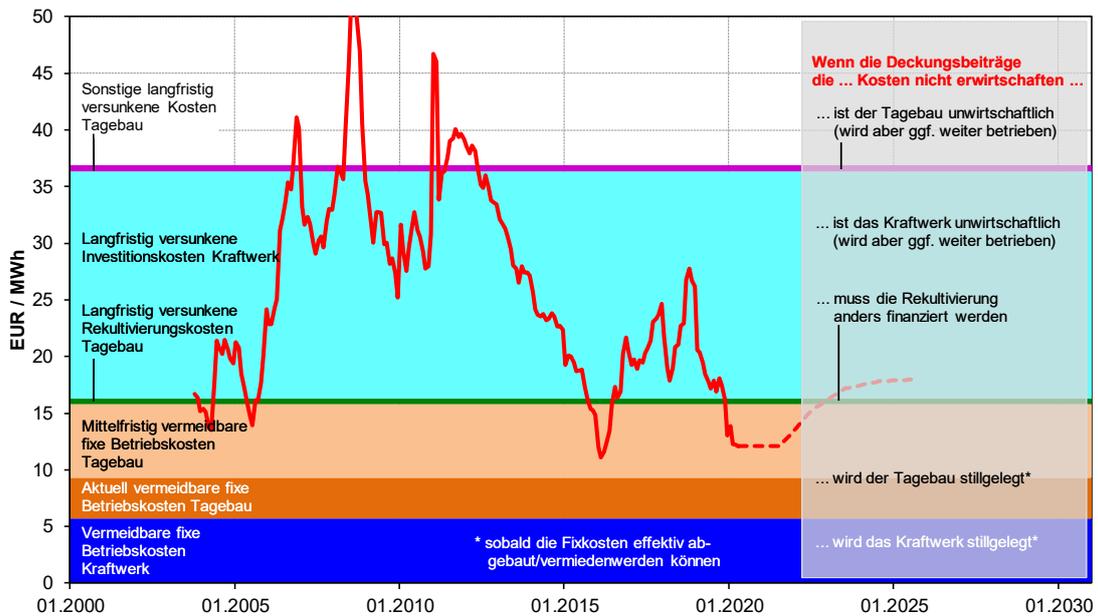
¹ Die revier- bzw. tagesbauspezifische Förderung bis 2019 wurde der Branchenstatistik des Deutschen Braunkohlen-Industrie-Vereins (DEBRIV) entnommen, für 2020 wurde die Minderproduktion des ersten Quartals auf das volle Jahr hochgerechnet und für 2021 wurde ein hälftiger Ausgleich der spezifisch für 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, CO₂-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.

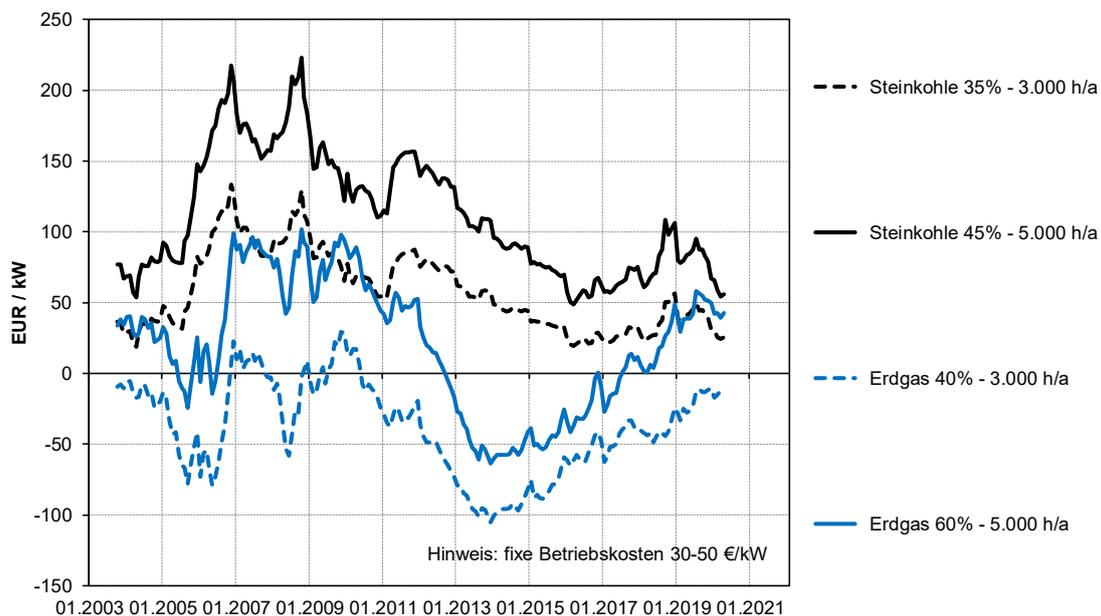
Wenn die Entschädigungen auf ein regelbasiertes Verfahren und die Auszahlungen auf blockscharfe 15-Jahrestranchen ab dem Zeitpunkt der endgültigen Stilllegung (aus welchen Gründen diese auch immer erfolgt) umgestellt würden, würden konsistentere Anreizstrukturen entstehen, würde die konkrete Marktsituation 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

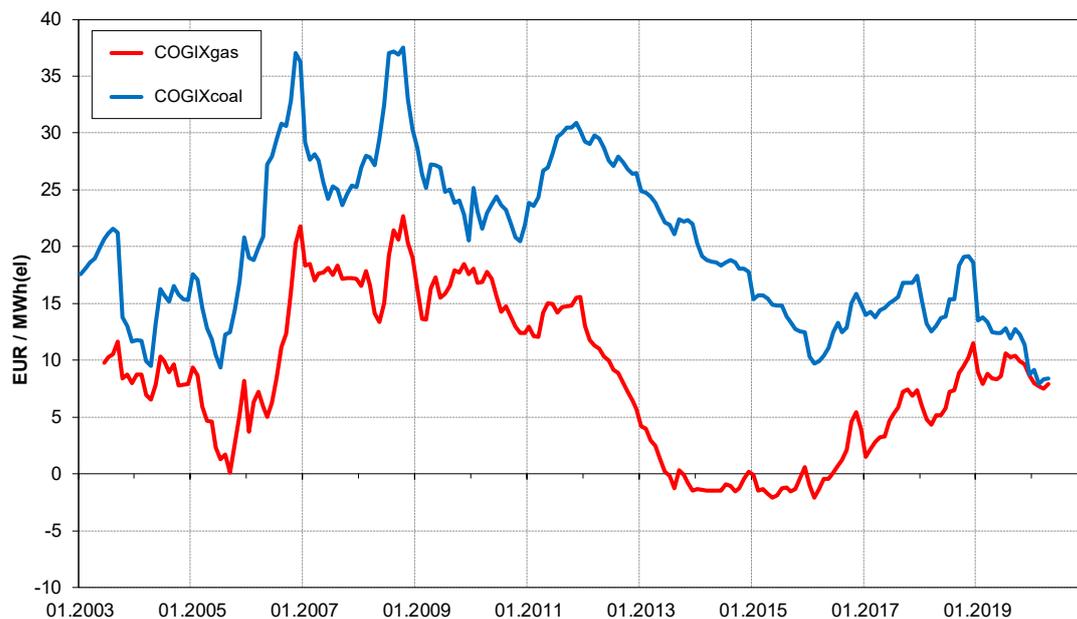
1.110-1.170 € je Kilowatt

- Regelungen im Rahmen des Brennstoff-Emissionshandelsgesetzes (BEHG)
CO₂-Preis 55 € je Tonne CO₂
(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 Genehmi-**

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.

Antje Grothus

Kerpen-Buir, 20.05.2020

antje.grothus.wsb@posteo.de

Schriftliche Stellungnahme zur Öffentlichen Anhörung am 25. Mai 2020 zum Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz)

Sehr geehrter Herr Ausschussvorsitzender Ernst,

sehr geehrte Damen und Herren Abgeordnete,

vielen Dank für die Einladung zur Anhörung als Sachverständige zum Kohleausstiegsgesetz. Die Möglichkeit, als ehemaliges Mitglied der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) und Vertreterin der Bergbaubetroffenen im Rheinischen Revier eine Stellungnahme abzugeben, nehme ich gerne wahr.

Vorab möchte ich darauf hinweisen, dass ich zu den vier Unterzeichnern des Sondervotums zum Enddatum der Kohleverstromung im KWSB Bericht gehöre, welches wir bereits vor der Abstimmung über den Abschlusstext abgegeben bzw. angekündigt haben. Damit wird deutlich, dass ich mich der Umsetzung der Pariser Klimaziele verpflichtet fühle und damit einem Ende der Kohleverstromung spätestens bis zum Jahr 2030. Ferner gehöre ich zu den acht Mitgliedern der Kohlekommission, die im Januar diesen Jahres in einer gemeinsamen Stellungnahme deutlich gemacht haben, dass sie in der Bund-Länder-Einigung eine Aufkündigung des Kohle-Kompromisses durch die Bundesregierung sehen.

Die **Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB)**, die 2018 von der Bundesregierung ins Leben gerufen wurde, hat mit ihren Empfehlungen die Grundlagen dafür geschaffen, einen gesellschaftlich tragfähigen Minimal-Kompromiss zum Kohleausstieg umzusetzen und so den Konflikt um die Kohleförderung und -verbrennung in Deutschland, insbesondere in den Kohleregionen, zu befrieden. Mit der Zustimmung zu der **Bund-Länder-Einigung** zum Kohleausstieg vom 15. Januar 2020 und dem Gesetzesentwurf in der jetzt vorliegenden Form, vergibt die Bundesregierung nicht nur sehr leichtfertig diese historische Chance der Befriedung, sondern schafft darüber hinaus neues soziales und klimapolitisches Unrecht.

Es war in der Kommission unser gemeinsames Ziel, einen fairen Interessenausgleich beim Kohleausstieg und Strukturwandel zu schaffen: zwischen dem gesamtgesellschaftlichen Interesse an einem wirksamen Klimaschutz, dem Interesse der Kohleregionen, und zwischen den Interessen der Beschäftigten und betroffenen Anwohner*innen. **Der Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes bildet nicht den anvisierten gesamtgesellschaftlichen Kompromiss ab, da er einseitig zu Lasten von Klimaschutz und Tagebaubetroffenen von den Empfehlungen der Kommission abweicht.**

Das aktuelle Vorgehen von Bund und Ländern diskreditiert damit nicht nur im Nachhinein die Arbeit der KWSB, sondern auch die Arbeit zukünftiger Prozesse, die versuchen, gesellschaftliche Großkonflikte durch Kompromissfindung unter den Stakeholdern zu lösen bzw. zu entschärfen.

Der aktuelle Entwurf des Gesetzes ignoriert die Möglichkeit, im Zuge des Kohleausstiegs unnötige Umsiedlungen für Braunkohletagebaue zu vermeiden.

Der Abschaltplan und die geplanten öffentlich-rechtlichen Verträge für die Braunkohlekraftwerke zementieren zudem einen klimapolitisch falschen **Pfad, der weder mit den Empfehlungen der KWSB, noch mit den Klimaschutzzielen, zu denen Deutschland sich im Rahmen des Pariser Klimaabkommens bekannt hat, vereinbar ist.**

Die Bundesregierung nimmt sich und kommenden Regierungen darüber hinaus mit dem Gesetzentwurf in der nun vorliegenden Form die notwendige Flexibilität, angemessen auf zukünftige Verschärfungen der Klimakrise, sowie sich ändernde klima- und energiepolitische Entwicklungen und Rahmenbedingungen reagieren zu können.

- **Der geplante Kohleausstieg ist nicht sozialverträglich**, weil nicht alle Möglichkeiten genutzt werden, eine Devastierung von betroffenen Ortschaften rechtssicher zu verhindern und Zwangsumsiedlungen dort lebender Menschen zu vermeiden. Die Zerstörung der Ortschaften Keyenberg, Kuckum, Ober- und Unterwestrich, Berverath, Manheim und Mühlrose ist unnötig und nicht akzeptabel. Der Tagebau Garzweiler II muss so verkleinert werden, dass alle Dörfer erhalten bleiben und Manheim am Tagebau Hambach darf nicht für die Gewinnung von Abraum zerstört werden. **Die Bundesregierung steht in der Pflicht, alle Alternativen zum Erhalt der Dörfer auszuschöpfen.**
- Es darf **keine Erfüllung von RWE-Wünschen betreffend den Tagebau Garzweiler II geben**. Die von der NRW-Landesregierung angeführte vermeintliche energiewirtschaftliche Notwendigkeit des Tagebaus ist nicht begründbar, **klimapolitisch verheerend und droht den Konflikt um den Kohleausstieg in NRW neu zu entfachen.**

- Der geplante Kohleausstiegspfad reicht zur Einhaltung unserer Verpflichtungen aus dem **Pariser Klimaabkommen** nicht aus. Bereits heute ist absehbar, dass insbesondere Braunkohle-Kraftwerke früher abgeschaltet werden müssen.

Die weitere Zerstörung von Dörfern ist unnötig und nicht sozialverträglich

Der Kohleausstieg ist nur dann sozialverträglich, wenn alle Möglichkeiten ausgeschöpft werden, um **weitere Umsiedlungen zu verhindern und tagebaubedrohte Dörfer zu erhalten**. Für acht Mitglieder der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ war dies eine Bedingung für die Zustimmung zu den Empfehlungen.¹

Die Bundesregierung hat diese Möglichkeit in den Verhandlungen mit den Braunkohle-Unternehmen über vorzeitige Stilllegungen nicht geltend gemacht. Dies zeigt sich am deutlichsten an der geplanten Weiterführung des Tagebaus Garzweiler II in den Grenzen der Leitentscheidung von 2016. Damit verbunden werden die Umsiedlungen der Ortschaften **Keyenberg, Kuckum, Ober- und Unterwestrich, Berverath** durch RWE Power fortgesetzt. Diese Dörfer liegen am äußersten Nordrand des geplanten Abbaufelds und ihr Erhalt kann durch eine Rücknahme der Tagebaugrenzen um einige hundert Meter gesichert werden. Eine mögliche Verschwenkung des Tagebaues nach Süden hätte keinesfalls den Stopp des Tagebaues Garzweiler II zur Folge.

Ein Gutachten des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW)² verdeutlicht, dass diese Dörfer im Zuge der Umsetzung des Kohlekompromisses erhalten werden können. Im Sinne eines sozialverträglichen Kohleausstiegs wäre davon auszugehen, dass in den ersten Jahren des Kohleausstiegs prioritär die ältesten und ineffizientesten Kraftwerksblöcke an den Standorten Neurath und Niederaußem aus der Produktion genommen werden, die aus den Tagebauen Hambach und Garzweiler mit Braunkohle beliefert werden.

Stattdessen haben die Bundesregierung und die NRW-Landesregierung gemäß den Wünschen der RWE Power AG eine vorzeitige Stilllegung des Kraftwerks Weisweiler vorgesehen, welches ausschließlich aus dem Tagebau Inden, als sogenanntem Inselbetrieb, mit Kohle versorgt wird. Im Gegensatz zu den Tagebauen Hambach und Garzweiler sind im Tagebau Inden bis zum ursprünglichen Auslaufen im Jahre 2030 keine weiteren Devastierungen von Siedlungen oder besonders wertvoller Natur erforderlich. Der Tagebau ist bereits komplett bis zu seinem

¹ Siehe Stellungnahme von Praetorius et al. zur Aufkündigung des Kohle-Kompromisses durch die Bundesregierung, 21.01.2020, Verfügbar unter <https://www.dnr.de/presse/pressemitteilungen/pm-2020/mitglieder-der-kohlekommission-zur-aufkueundigung-des-kohle-kompromisses-durch-die-bundesregierung/?L=870>

² Siehe Oei, Pao-Yu, Catharina Rieve, Christian Von Hirschhausen, und Claudia Kemfert (2019): „Ergebnis vom Kohlekompromiss: Der Hambacher Wald und alle Dörfer können erhalten bleiben“. DIW Berlin - Politikberatung kompakt 132. DIW Berlin - Politikberatung kompakt. Verfügbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.612926.de/diwkompakt_2019-132.pdf.

planmäßigen Ende im Jahr 2030 durchgeplant, verfügt über einen genehmigten Braunkohlenplan, ist vollständig erschlossen und in der Region unumstritten³.

Anstatt den Tagebau Garzweiler II zu verkleinern und somit Ortschaften zu erhalten, wird mit der vorzeitigen Stilllegung von Kraftwerksblöcken am Standort Weisweiler der Tagebau Inden verkleinert. **Es ist unverständlich dass die Bundesregierung nicht alle Möglichkeiten der Sicherstellung der Erhaltung tagebaubedrohter Dörfer ausschöpft.** Entgegen vorliegender Gutachten, dass die Zerstörung der fünf Garzweiler-Orte nicht nötig ist⁴, soll ausgerechnet der Tagebau Garzweiler gemäß den RWE-Planungsentwürfen fortgesetzt werden, obwohl in diesem die meisten umsiedlungsbetroffenen Menschen leben. Das ist ein unglaublicher, die Belange der dort lebenden Menschen geradezu verachtender Vorgang.

Auch am Tagebau Hambach soll mit **Manheim** ein weiteres Dorf geopfert werden. Dieses soll nicht für die Gewinnung von Braunkohle, sondern für die Abraumgewinnung zerstört werden. Die Notwendigkeit dieser Entscheidungen muss geprüft werden, vor allem hinsichtlich der Rechtmäßigkeit von weiteren Enteignungen, die laut Bundesberggesetz unter dem Vorbehalt stehen, dass die konkrete Rohstoffförderung dem Allgemeinwohl dient. **Darüber hinaus führt diese von RWE geplante Abgrabungszone zu einer Verinselung des Hambacher Waldes und gefährdet damit seinen dauerhaften Erhalt.**

In der Lausitz soll mit dem **Sonderfeld Mühlrose** sogar noch ein neuer Tagebau entstehen und der Ort Mühlrose umgesiedelt werden, obwohl sich die Kohlekommission gegen neue Tagebaue ausgesprochen hat und der Braunkohlebedarf im Zuge des Kohleausstiegs stark zurückgehen wird.

Abschließend muss daher konstatiert werden, dass mit dieser Weichenstellung die Chance verpasst wurde, auch für Tagebaubetroffene in ganz Deutschland **soziale Gerechtigkeit** wiederherzustellen. Anwohnerinnen und Anwohner, deren Heimat und Existenz in den von Abaggerung bedrohten Dörfern liegt, leben seit nunmehr über 30 Jahren mit der Unsicherheit, alles zu verlieren. Die mangelnde Planungssicherheit und fortlaufende Bedrohung durch den immer näher rückenden Tagebau belastet die Menschen. Seit Jahrzehnten werden die Belange der Tagebaubetroffenen immer nachrangig behandelt. **Dass auch in heutigen Zeiten, in denen der Kohleausstieg einen politischen Konsens darstellt, die Bundesregierung zulässt, dass weitere Dörfer für den Kohleabbau zerstört werden sollen, ist absolut unverständlich, unnötig, ungerecht und nicht sozialverträglich.**

³ Siehe BMWi (2020): Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz), Stilllegungszeitpunkte Braunkohleanlagen. S. 59. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-kohleausstiegsgesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8

⁴ Siehe z.B. Oei, Pao-Yu, Mario Kendziorski, Philipp Herpich, Christian Von Hirschhausen, und Claudia Kemfert (2020): „Klimaschutz statt Kohleschmutz: Woran es beim Kohleausstieg hakt und was zu tun ist“. DIW Berlin - Politikberatung kompakt 148. Verfügbar unter: https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/kohle/kohle_ausstieg_diw-studie.pdf

Keine Bestandssicherung für Garzweiler II

Entgegen der bisherigen Praxis in der Braunkohlenplanung soll mit der RWE Power AG unter anderem, betreffend die Umstände der Weiterführung der Tagebaue, ein öffentlich-rechtlicher Vertrag des Bundes geschlossen werden. Dabei soll wohl auch die von der NRW-Landesregierung – auf Wunsch von RWE – befürwortete, gegenüber der Leitentscheidung der NRW Landesregierung aus 2016 unmodifizierte, Weiterführung des Tagebaus Garzweiler „vereinbart“ werden. Dies ist nicht Teil der Vorschläge der Kommission WSB, sondern verkehrt diese in ihr Gegenteil. Statt wie empfohlen mit den Tagebaubetroffenen in den Dörfern in einen Dialog zu treten, mit dem Ziel soziale und wirtschaftliche Härten zu vermeiden, wird ein kohlepolitisches Novum herbeigeführt und so ein gesellschaftlicher Großkonflikt befeuert.

Die Beförderung einer unmodifizierten Weiterführung des Tagebaus Garzweiler II ist energiepolitisch nicht nachvollziehbar, klimapolitisch falsch und entspricht explizit nicht den Empfehlungen der Kommission WSB⁵. Die vorgelegte Tagebauplanung von RWE darf in diesem Zusammenhang nicht der Maßstab sein, an dem öffentlich-rechtliche Verträge mit RWE abgeschlossen werden sollen. Ganz offensichtlich soll damit die Umsiedlung der in den verbleibenden Orten lebenden Menschen angeschoben werden und deren Widerstandswille gebrochen werden. Hier macht sich der Staat zum Handlungsgehilfen der Wünsche eines privaten Großkonzerns.

Die Kohlemengen, die laut Kohleausstiegsgesetz noch aus den Tagebauen des Rheinischen Braunkohlereviers gefördert werden sollen, sind zu hoch bemessen und liegen über dem Bedarf laut Abschaltplan. In der Plenardebatte zur Bund-Länder-Einigung beim Kohleausstieg am 23.01.2020 begründete Ministerpräsident Armin Laschet die energiewirtschaftliche Notwendigkeit des Tagebaus Garzweiler II mit einem kumulierten Restkohlebedarf im Rheinischen Revier von 950 Millionen Tonnen Braunkohle. Die Landesregierung übernimmt dabei ohne Prüfung die Zahlen eines nicht veröffentlichten RWE-Gutachtens, wonach der Braunkohlenbedarf bis 2038 bei 945 Mio. t. liegt⁶. Dieser Bedarf ist jedoch zu hoch angesetzt.

Nach aktuellen Berechnungen des DIW sind die Angaben von RWE Power deutlich überschätzt⁷. Das Gutachten berechnet für den Zeitraum 2020 bis 2038 eine Kohlenachfrage von 632 Mio. t. Braunkohle aus Garzweiler II und Hambach, mit einem maximalen Bedarf von 725 Mio. t. Braunkohle. Abgeleitet aus den Aussagen der Landesregierung liegt der

⁵ Siehe BMWi (2019): „Abschlussbericht Kommission ‚Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung‘. S. 63. Berlin. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile

⁶ Siehe BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN (2020): „Welche Annahmen liegen der Landesregierung bezüglich der Behauptung der Bundesregierung einer energiewirtschaftlichen Notwendigkeit von Garzweiler II vor?“ Kleine Anfrage - Landtag NRW. Drucksache 17/8880. S. 2. Verfügbar unter: <https://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/dokumentenarchiv/Dokument/MMD17-8880.pdf>

⁷ Siehe Oei, Pao-Yu, Isabell Braunger, Catharina Rieve, Claudia Kemfert und Christian von Hirschhausen (2020): Garzweiler II: Prüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit des Tagebaus. Gutachten im Auftrag von Greenpeace e.V. S. 17.

angenommene Bedarf von RWE Power in dem Zeitraum bei 763 Mio. t Kohle.⁸ Diese Berechnungen sind in Einklang mit Abschätzungen der Landtagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen NRW.⁹ Sie prognostizieren **zusätzliche Mehremissionen aus NRW** zwischen 265 und 370 Mio. t., da seitens RWE und der Landesregierung der kumulierte Bedarf an Braunkohle im Rheinischen Revier mit 950 Mio. t. zwischen 49 bis 64% höher veranschlagt wird als nach Abschaltplan ermittelbar.

Erschwerend kommt hinzu, dass die Veredelung von Braunkohle bis 2038 weitergeführt werden soll. Dazu sieht RWE Power vor, ab spätestens 2030 bis 2038 zwei Kohleveredelungsbetriebe im Rheinland alleinig aus dem Tagebau Garzweiler II zu beliefern. Es ist kritisch zu sehen, dass der Tagebau nicht nur Braunkohle für die Erzeugung von Strom- und Fernwärme, sondern auch alleinig für die Herstellung von Industrieprodukten liefern soll. Im Jahr 2018 wurden 11,94 % der geförderten Braunkohlemengen im Rheinland für die Veredelung verwendet, für Produkte wie Briketts, Staub, Koks und Wirbelschichtkohle genutzt.¹⁰

RWE Power wird insbesondere durch eine Bestandssicherung am Tagebau Garzweiler II mehr Kohle zugebilligt, als laut vorgesehenem Abschaltplan notwendig ist. Zusätzlich erleben wir in den letzten Monaten einen starken Rückgang in der Kohleverstromung, vor allem durch einen hohen CO₂-Preis, eine starke Einspeisung von Windkraft und niedrige Gaspreise.¹¹ Vor diesem Hintergrund, darf das Kohlegesetz die Laufzeit von Kohlekraftwerken nicht künstlich verlängern. Die Fördermenge an Braunkohle, die mit Blick auf die international vereinbarten Klimaziele unter dem Pariser Klimaabkommen im Rheinland noch gefördert werden dürften, liegen sogar noch deutlich unter den Braunkohlebedarfen nach Abschaltplan der Bundesländer-Einigung. Das DIW legt dar, dass mit Blick auf die Einhaltung der Pariser Klimaziele der Tagebau Garzweiler II noch deutlicher verkleinert werden müsse und auch bei Annahmen einer frühzeitigen Abschaltung von Kohlekraftwerken keine energiewirtschaftliche Notwendigkeit des Tagebaus Garzweiler II gegeben sei.¹²

⁸ Siehe Oei, Pao-Yu, Braunger et al. (2020). S. 17.

⁹ Siehe BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN (2020).

¹⁰ Siehe DEBRIV Bundesverband Braunkohle (2018): „Braunkohle in Deutschland - Daten und Fakten 2018“. Verfügbar unter <https://braunkohle.de/wp-content/uploads/2019/04/Braunkohle-in-Deutschland-Daten-und-Fakten-Statistikfaltblatt-deutsch.pdf>

¹¹ Bruno Burger und Claudia Kemfert (2020): “Corona Effect on Power Generation in Germany”. S. 112. IAEE Energy Forum. Third Quarter 2020. Verfügbar unter: <https://www.iaee.org/documents/2020EnergyForumSI.pdf>

¹² Siehe Oei, Pao-Yu, Braunger et al. (2020). S. 40-41.

Dynamik des Energiemarktes und der Klimakrise und Empfehlungen der Kohlekommission erfordern deutliche Nachschärfung des Kohleausstiegspfad und Flexibilitätsoptionen bei zukünftigen Planungen

Die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ hat einen **stetigen Pfad** für den Kapazitätsabbau und die Emissionsminderungen der Kohlekraftwerke und ein **Zwischenziel für das Jahr 2025** vorgesehen¹³. Der vorliegende stufenartige Abschaltplan zeichnet sich durch **erhebliche Mehremissionen** im Vergleich zur Empfehlung aus. Allein durch die längeren Laufzeiten der Braunkohlekraftwerke und die Inbetriebnahme des Steinkohle-Kraftwerks Datteln IV, entgegen der Empfehlungen der KWSB, werden laut DIW ca. **134 Millionen Tonnen CO₂** zusätzlich ausgestoßen.¹⁴

Im Hinblick auf den dramatisch fortschreitenden Klimawandel dürfen veraltete Kraftwerke mit hohem CO₂ Ausstoß nicht erst gegen Ende der 2020er und 2030er Jahre abgeschaltet werden. Mit dem vorliegenden Ausstiegsplan würde alleine im Energiebereich zwei Drittel des **Emissionsbudgets des deutschen Beitrags zum Pariser Klimaabkommen** verbraucht.¹⁵ Ein Kohleausstieg bis 2030 würde einen politischen Spielraum für andere Sektoren eröffnen.¹⁶

Vor dem Hintergrund der **geringen Auslastung der Kohleflotte** in den vergangenen Monaten darf ein öffentlich-rechtlicher Vertrag, wie er im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes festgeschrieben werden soll, keine starren Übereinkünfte zu Kohlemengen und Tagebaugrenzen beinhalten, die einen früheren Kohleausstieg unmöglich machen würden. Die im Bericht der Kohlekommission festgelegten **Revisionsdaten**, die ebenso wie andere Dynamiken, zu einem früheren Ausstieg aus der Kohleverstromung führen können, müssen im Kohleausstiegsgesetz und allen nachgelagerten Prozessen berücksichtigt werden und bedingen die **Notwendigkeit von Flexibilitätsoptionen**. Dies betrifft auch die Leitentscheidung in NRW, die Braunkohlenplanung und die fachlichen Planungen der Bergbaubehörden.

Die Bundesregierung hat mit dem Kohleausstiegsgesetz die Möglichkeit, den Konflikt um die Kohle zu befrieden und einen gesamtgesellschaftlichen Konsens herzustellen. Dazu müssen wesentliche Punkte aus den Empfehlungen der KSWB noch in das Gesetz mit einfließen. Insbesondere die Punkte, die für die zivilgesellschaftlichen Vertreter*innen der Anwohner*inneninteressen in der Kommission von besonders großer Bedeutung waren und die nicht umgesetzt, oder zum Teil sogar ins Gegenteil verkehrt wurden; wie beispielsweise auch die Inbetriebnahme des neuen Kohlekraftwerks Datteln IV. Der

¹³ Siehe BMWi (2019) S. 63.

¹⁴ Siehe Oei, Pao-Yu et al. (2020): S. 19.

¹⁵ Oei, Pao-Yu et al. 2020, S. 12.

¹⁶ Sachverständigenrat für Umweltfragen (2020): „Pariser Klimaziele erreichen mit dem CO₂-Budget“. S. 89. Verfügbar unter: https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2016_2020/2020_Umweltgutachten_Kap_02_Pariser_Klimaziele.pdf;jsessionid=6E62AD6BC0BB9586B11A06EDFE8EA0FA.2_cid321?_blob=publicationFile&v=16

Kohleausstiegspfad muss stetig erfolgen, alte Kohlemeiler müssen früher vom Netz gehen und die Tagebaue müssen so verkleinert werden, dass die Pariser Klimaziele eingehalten werden und kein Dorf mehr zerstört wird. Zur Befriedung in der Region gehört auch, dass der dauerhafte Erhalt und Schutz des Hambacher Waldes im Kohleausstiegsgesetz festgeschrieben wird. Er darf nicht im Besitz von RWE verbleiben, sondern muss in eine Stiftung überführt werden. Die Interessen der betroffenen Anwohner*innen in der Region müssen gewahrt werden, kein weiteres Dorf darf der Kohleförderung oder -verstromung zum Opfer fallen.



Ehemaliges Mitglied der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ /
Interessenvertreterin der Region und betroffener Menschen im Rheinischen Braunkohlenrevier

"Wenn der Wind des Wandels weht, bauen die einen Mauern und die anderen Windmühlen."

(chinesisches Sprichwort)