

Gemeinsame Position zum Entwurf der Strom- und Gaspreisbremse sowie dem TCF

1. Allgemein

Die Expert:innenkommission für Gas und Wärme hat einen aus Sicht der EID guten und ausgewogenen Vorschlag für eine Gaspreisbremse vorgelegt, der auch als Grundlage für die ebenfalls diskutierte Strompreisbremse dienen sollte. **Jedoch sind die Vorgaben des temporären EU-Krisenbeihilferahmens TCF mit dem Vorschlag nicht übereinzubringen, da im TCF ein völlig anderes Fördersystem vorgegeben wird, welches zudem noch mit zahlreichen einschränkenden Kriterien verbunden ist.** Mit den aktuellen Entwürfen einer Strom- und Gaspreisbremse hat die Bundesregierung nicht das von der Gaskommission vorgeschlagene Preisdeckelsystem umsetzen können, sondern stattdessen eine Art „Insolvenzbremse“ geschaffen. Aufgrund der restriktiven Voraussetzungen ist diese nur für Härtefälle relevant. Wirksame Hilfen zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit und zur tatsächlichen Energiekostendämpfung für die energieintensiven Industrien bleiben damit aber aus.

2. Vorgabe des TCF

Auch wenn die Generaldirektion Wettbewerb den Temporary Crisis Framework verlängert und die zulässigen Höchstbeiträge für staatliche Beihilfen gegenüber der früheren Version deutlich erhöht hat, bietet dieser bei weitem noch keine ausreichende Grundlage, um die Strom- und Gaspreisbremse in den energieintensiven Industrien umzusetzen.

Die EID kritisieren **grundsätzlich, dass der TCF einer gänzlich anderen Förderlogik folgt als das für die deutsche Gas- und Strompreisbremse vorgesehene System. Die Restriktionen des TCF verhindern für energieintensive Unternehmen eine wirkungsvolle Entlastung**, was wiederum nachgelagerte Wertschöpfungsketten beeinträchtigen kann. Zum Zweiten erfordern die Vorgaben des TCF einen **extremen Bürokratieaufwand für die Unternehmen, was dem Grundgedanken des Vorschlags der Gaskommission über ein einfach und schnell umsetzbares Unterstützungssystem diametral** entgegenläuft. Zum Dritten richtet sich die Kostenerstattung gemäß TCF nach den individuellen Durchschnittspreisen der Unternehmen, wodurch die national angestrebten pauschalen Preisobergrenzen kaum eingehalten werden können.

Die Kriterien hinsichtlich einer nötigen **EBITDA-Reduktion sind problematisch**, da diese mit **erheblichen Unsicherheiten für die geförderten Unternehmen** verbunden sind. Kenngrößen wie das EBITDA müssen für den Förderzeitraum geschätzt und dann ex post verifiziert werden, sodass die Preissenkungen immer unter Vorbehalt stehen und mit einer massiven Planungsunsicherheit verbunden sind. Dasselbe gilt auch für die individuell zu berechnenden beihilfefähigen Kosten und

Selbstbehalte gemäß TCF, die ebenfalls nur ex post sicher bestimmt werden können. Wenn Unternehmen einen Großteil der bezogenen Beihilfen als Rückstellungen für eine mögliche Rückzahlung vorhalten müssen, verfehlt das Entlastungsprogramm seinen Sinn und Zweck.

Darüber hinaus bedeutet ein um 30-40% niedrigeres EBITDA für Unternehmen bereits drastische Nachteile einerseits am Kapitalmarkt und andererseits bei international aufgestellten Konzernen innerhalb des Unternehmens. Entsprechend sind die vorgeschlagenen Preisbremsen vielleicht eine „Insolvenzbremse“ für Härtefälle, aber keine Maßnahme zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen energieintensiven Industrie.

Zudem darf in der höchsten Förderstufe für besonders betroffene energieintensive Branchen laut TCF die gesamte Förderung aus Strom- und Gaspreisbremse zusammengenommen ein Volumen von 150 Millionen Euro nicht überschreiten. Dies ist für Unternehmen mit einem sehr viel höheren Verbrauch nur ein Bruchteil und somit ist fraglich, ob diese sich für den geringen Anteil ihres Verbrauches den Regularien des Gaspreisdeckels unterwerfen. Höhere Förderungen für große Verbraucher erfordern Einzelfallanträge bei der EU-Kommission, deren Voraussetzungen völlig ungewiss sind.

Die EID fordern die Bundesregierung auf, sich bei der EU-Kommission dafür einzusetzen, dass sehr schnell eine erneute Überarbeitung des TCF erfolgt und allgemeine Kriterien für Einzelfalllösungen formuliert werden, sodass die durch die Energiepreisbremsen vorgesehene Deckelung der Strom- und Gaspreise für alle Energieverbraucher Wirkung entfaltet, ohne zusätzliche Hürden zu setzen.

3. Gaspreisbremse

- EBITDA-Definition und Berechnung (§ 2 Nr. 3): Es ist zu begrüßen, dass bei der Berechnung des EBITDA auf die einzelne juristische Person abgestellt wird. Es ist jedoch unklar, wie zu verfahren ist, wenn für individuelle Letztverbraucher kein eigenes EBITDA ausgewiesen wird, sondern dies nur auf Konzernebene geschieht. Dies ist mit Blick auf die EBITDA-Kriterien nach § 18 GasPBG bzw. § 9 StromPBG relevant, die sich auf geförderte Letztverbraucher beziehen. Sollte in diesem Fall auf ein Konzern-EBITDA zurückgegriffen werden, muss klargestellt werden, dass das deutsche oder europäische EBITDA gemeint ist, da ein Abstellen auf das globale EBITDA die Entlastungswirkung für betroffene Standorte in Deutschland/Europa stark einschränken würde. Auch ist unklar, wie mit Unternehmen umzugehen ist, deren Geschäftsjahr vom Kalenderjahr abweicht.

- Entlastungssumme nach TCF (§ 2 Nr. 4): Es ist eine Klarstellung notwendig, dass sich die hier aufgeführten Beihilfen nur auf Beihilfen im Rahmen des TCF beziehen. Gleiches gilt für § 2 Nr. 5 StromPBG.
- Ausschluss der Entlastung für Entnahmestellen der Energieerzeugung (§ 3, Abs. 5, Nr. 1 sowie § 6 Abs. 2, § 7 Abs. 4, § 11 Abs. 6, § 14 Abs. 3 GasPBG und § 4 Abs. 5 StromPBG): Laut Kabinettsentwurf (§ 3 Abs. 5, Nr. 1 GasPBG und § 4 Abs. 5 StromPBG) dürfen Letztverbraucher, die Unternehmen sind, die Entlastung nicht in Anspruch nehmen „für Entnahmestellen, die der Erzeugung, Umwandlung oder Verteilung von Energie dienen, sofern die Entlastungssumme des Unternehmens über 2 Millionen Euro liegt“. Diese generelle Einschränkung wird in allen weiteren Entlastungsparagrafen angewendet (§ 6 Abs. 2, § 7 Abs. 4, § 11 Abs. 6, § 14 Abs. 3). Dies steht scheinbar unbeabsichtigt im direkten Widerspruch zu den Regelungen, die eine Entlastung von KWK-Eigenerzeugung über die Gaspreisbremse ausdrücklich ermöglichen (§ 6 Abs. 1, § 7 Abs. 2 sowie § 10 Abs. 4). Obwohl das Gesetz entsprechend der sinnvollen Empfehlung der Gaskommission die Entlastung von KWK intendiert, würde die KWK-Förderung somit weitestgehend verhindert. Es muss daher dringend klargestellt werden, dass KWK-Anlagen von der Einschränkung nach § 3 Abs. 5 ausgenommen sind. Da ein großer Teil des industriellen Gasverbrauchs auf KWK-Anlagen entfällt, wären sonst zahlreiche Chemiaparkbetreiber sowie industrielle Kraftwerksbetreiber, die Strom und Wärme für den Eigenbedarf produzieren negativ betroffen. Zudem wird darauf hingewiesen, dass sich die Begründung zu § 3 Abs. 5 scheinbar noch auf die abweichende Formulierung des Referentenentwurfs bezieht.
Definition entlastungsberechtigter Letztverbraucher (§ 6 Abs 1 Nr. 1): Der reine Wortlaut „Die Verpflichtung nach den Sätzen 1 und 2 besteht nicht, soweit der Letztverbraucher leitungsgebundenes Erdgas für den kommerziellen Betrieb von Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen bezieht“ ist in § 6 Abs. 1 zu eng formuliert, da die Abgabe selbst von kleinen Mengen Strom oder Wärme zum Ausschluss dieser Regelung führen könnte. Damit bestünde das Risiko, dass das betreffende Unternehmen wegen Bagatellverkäufen (z.B. an einen Dritten am Standort) den Rohstoffbedarf nicht zu den vergünstigten Konditionen decken könnte. Es sollte daher klargestellt werden, dass eine Entlastung auch möglich ist, wenn Erdgas nicht ausschließlich für den kommerziellen Betrieb von Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen bezogen wird.
- Höchstgrenzen und ökologische Gegenleistungen (§§ 18, 19, 22 Abs. 6): Es wird auf die obige grundsätzliche Kritik am TCF verwiesen. Grundsätzlich sollte sichergestellt sein, dass die Höchstgrenzen vom Beihilfeempfänger frei wählbar sind. Laut § 18 Abs. 1 wird unterschieden zwischen energieintensiven und nicht-energieintensiven Unternehmen. Demzufolge könnten energieintensive Unternehmen, die die im weiteren geforderten EBITDA-Kriterien nicht erfüllen, schlechter gestellt werden als nicht-energieintensive Unternehmen, weil sie aufgrund ihrer Energieintensität die Höchstgrenzen von 2 bzw. 4 Mio. Euro nicht in Anspruch nehmen können.

Entgegen der Intention der Gaskommission ist die Umsetzung der Preisbremsen mit einem erheblichen administrativen und bürokratischen Mehraufwand sowie mit Unsicherheiten hinsichtlich der Erfüllung der Förderkriterien verbunden. Insbesondere die zusätzlichen ökologischen Gegenleistungen nach § 22 Abs. 6 sollten so ausgestaltet sein, dass sie für Letztverbraucher keinen übermäßigen administrativen Mehraufwand erzeugen, insbesondere da bereits zahlreiche andere Gesetze und Verordnungen ähnliche Gegenleistungen vorsehen (z.B. EnSimiMaV § 4, EnFG § 28ff). Es ist daher zu begrüßen, dass die Gegenleistungen gemäß § 30 Abs. 6 Strompreisbremsengesetz für Unternehmen mit einem Begrenzungsbescheid nach Teil 4 Abschnitt 4 des Energiefinanzierungsgesetzes für das Begrenzungsjahr 2024 als erfüllt gelten sollen. Dies sollte auch im Falle einer Inanspruchnahme der Strompreiskompensation (Richtlinie zu Beihilfen für indirekte Kosten vom 24. August 2022) und von Maßnahmen nach der Energiesicherungsmittelfristverordnung (EnSimiMaV § 4) und zudem auch für § 22 Abs. 6 Gaspreisbremse gelten.

- Abweichungen von TCF-Kriterien (§§ 18 und 19): Zusätzlich weichen die relativen Förderkriterien an mehreren Stellen vom TCF ab. Dies erhöht die Komplexität und schränkt die ohnehin durch den Beihilferahmen bereits stark reduzierte Entlastungswirkung weiter ein. Es wird daher gefordert, über das TCF hinausgehende Kriterien zu streichen.
 - Alternativkriterium negatives EBITDA (§ 18 Abs. 4): Im TCF wird als Eingangskriterium für die beiden höchsten Förderprozentsätze ein EBITDA-Rückgang im Förderzeitraum 2023 vs. 2021 von wenigstens 40% (ohne Berücksichtigung der Förderung) ODER ein negatives EBITDA in 2021 gefordert (RZ 67 b und c). Im Entwurf für die Gaspreisbremse (§ 18 Abs. 4) fällt in diesem Zusammenhang auf, dass das Alternativkriterium eines negativen EBITDA fehlt. Dies sollte noch klarstellend ergänzt werden. Gleiches gilt in § 9 Abs. 4 StromPBG.
 - Berechnung des EBITDA ohne Beihilfen (§ 18 Abs. 4): Es fehlt der Hinweis, dass für diesen Zweck das EBITDA ohne Berücksichtigung der Förderung zu berechnen ist. Wenn das tatsächlich so gemeint ist, könnte sich durch die Förderung das EBITDA in 2023 bis auf 70% des Wertes von 2021 erhöhen und das Unternehmen erfüllt die Eingangsvoraussetzungen für die beiden höchsten Förderstufen nicht mehr. Der Hinweis aus dem TCF sollte daher klarstellend ergänzt werden. Gleiches gilt für § 9 Abs. 4 StromPBG.
 - Beihilfefähiger Zeitraum (§ 18 Abs. 4 Nr. 1-2): Der Rückgang des EBITDA soll laut Entwurf auf den Zeitraum Februar 22 bis Dezember 23 bezogen auf 2021 abstellen. Das TCF beschreibt dieses Zeitfenster von 23 Monaten zwar als maximal möglichen beihilfefähigen Zeitraum (RZ 66e TCF), gleichzeitig werden Entlastungen über GasPBG und StromPBG allerdings frühestens erst ab 1. Januar 2023 gezahlt. Das Zeitfenster stellt somit also nicht den Zeitraum der Beihilfen dar. Zudem ging es vielen Unternehmen im ersten Halbjahr 2022 noch relativ gut, sodass diese Änderung eine Verschärfung ggü. dem TCF darstellt. Auch

wird darauf hingewiesen, dass für gewöhnlich kein EBITDA für 11 Monate ausgewiesen wird, sondern allenfalls quartalsweise. Es sollte daher lediglich auf das EBITDA für 2023 abgestellt werden, wobei auch hier erneut auf die mit dem TCF verbundenen generellen Unsicherheiten bei der vorläufigen Schätzung des EBITDA hingewiesen wird. Gleiches gilt für § 9 Abs. 4 StromPBG.

- Zusätzliches EBITDA-Kriterium für besonders betroffene Unternehmen (§ 18 Abs. 4 Nr. 2): Die zusätzliche Voraussetzung für besonders betroffene Letztverbraucher oder Kunden nach Abs. 1 Nr. 1 c (100 Mio EUR Höchstgrenze), dass sich das EBITDA nach dem 31. Januar 2022 und vor dem 1. Januar 2024 gegenüber dem Referenzjahr 2021 um 30% reduziert haben muss, findet sich nicht im TCF. Sie stellt eine zusätzliche Hürde für diese Empfänger dar. § 18 Abs. 4 Nr. 2 GasPBG sollte daher gestrichen werden. Gleiches gilt für § 9 Abs. 4 Nr. 2 StromPBG.
- Kapazitätserweiterungen sollten ebenfalls in Betracht gezogen werden können bei der Berechnung.
- Regelungen zu Opt-In und Opt-Out: Es sollte die Möglichkeit eines unterjährigen Opt-Ins oder Opt-Outs von monatlichen Entlastungen ergänzt werden. Dies kann dazu beitragen, die Planungsunsicherheit geförderter Unternehmen zu reduzieren und die Notwendigkeit nachträglicher Rückzahlungen übermäßiger Beihilfen vermeiden, z.B. wenn sich abzeichnet, dass das EBITDA-Kriterium nicht erreicht werden kann. Zudem verringert die Möglichkeit eines monatlichen Opt-Ins /Opt-Outs etwaige Belastungen, die aus dem notwendigen Bezug von Rohstoffen oder dem Hochlauf von Industrieanlagen entstehen. Es muss dabei sichergestellt werden, dass bisher erhaltene Beihilfen unterhalb der Fördergrenzen beim Unternehmen verbleiben können. Idealerweise kann eine Inanspruchnahme auf monatlicher Basis gemeldet oder angepasst werden. Insofern sollte bei der Inanspruchnahme auf monatlicher Basis auch das EBITDA-Kriterium auf monatlicher Basis berücksichtigt werden. Dazu sollte eine einfache Meldung an den Lieferanten oder die verantwortliche Behörde erfolgen können. Eine solche Regelung wäre auch als ex-post Inanspruchnahme denkbar.
- Berechnung durchschnittlicher Beschaffungskosten (§ 8 Abs. 4): Gemäß §8 Abs. 4 sind im Rahmen der Berechnung der durchschnittlichen Beschaffungskosten selbstbeschaffender Unternehmen auch Finanzkontrakte und Gegengeschäfte zu berücksichtigen. Dies diskriminiert Unternehmen, die selbst am Großhandelsmarkt beschaffen gegenüber Unternehmen, die von einem Lieferanten versorgt werden.
- Regelungen zur Inanspruchnahme von Rekapitalisierungsmaßnahmen (§ 29 Energiesicherungsgesetz): Es wird ausdrücklich begrüßt, dass Einschränkungen zu Boni- und Dividenden in Verbindung mit Rekapitalisierungsmaßnahmen nach §29 EnSiG geregelt werden und nicht als allgemeine Hürden zum Erhalt der Preisbremsen umgesetzt werden sollen. Es ist positiv, dass klar zwischen Härtefallhilfen und allgemeinen Preisbremsen unterschieden wird, da die Strom- und Gaspreisbremsen der allgemeinen

Stabilisierung der Wirtschaft dienen, während Härtefallmaßnahmen lediglich auf von einer Insolvenz bedrohte Unternehmen abzielen.

4. Strompreisbremse

- Die EID begrüßen, dass mit der Strompreisbremse den hohen Energiekosten entgegengewirkt werden soll. Allerdings sind 130 Euro/MWh insbesondere für die stromintensiven Unternehmen noch viel zu hoch und erlauben in vielen Fällen nicht ansatzweise eine wirtschaftliche Produktion in Deutschland. Es finden bereits jetzt Produktionsrückgänge und -stilllegungen statt.
- Anstatt sich beim Zielpreis der Strompreisbremse am Zielpreis der Gaspreisbremse zu orientieren, sollte man auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit abstellen. Die Höhe der jeweiligen Strompreisbremse sollte deshalb nicht über den durchschnittlichen Strompreis aus den letzten zehn Jahren hinausgehen, um die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen zu erhalten. Der durchschnittliche Strompreis im Zeitraum von 2012 bis 2021 liegt nach unseren Berechnungen bei 41,74 Euro / MWh. Dies entspricht auch dem Niveau, zu dem Frankreich – offensichtlich im Einvernehmen der EU-Kommission – über die ARENH Strom an stromintensive Unternehmen ausgegeben werden kann. Gegebenenfalls ist aus Sicht von EID eine Staffelung nach Stromintensität denkbar.
- Begrenzung der Entlastung durch Fokus auf Messstellenbetreiber (§ 6): Gemäß § 6 Satz 1 Nr. 1 Bst. b Doppelbuchstabe aa richtet sich das Entlastungskontingent für Industriekunden nach der Strombezugsmenge 2021, die vom zuständigen Messstellenbetreiber gemessen wurde. Dies entspricht nicht notwendigerweise der gesamten fremdbezogenen Strommenge. Teilweise ergeben sich etwa durch fremdbetriebene Kraftwerke hinter dem Netzanschlusspunkt erhebliche Differenzen. Hier sollte eine Öffnung geschaffen werden, damit sichergestellt ist, dass sich das Entlastungskontingent am tatsächlichen Stromverbrauch 2021 orientiert.
- Höchstgrenzen und ökologische Gegenleistungen (§§ 9, 11, 30 Abs. 6): Es wird auf die obige grundsätzliche Kritik am TCF verwiesen. Darüber hinaus wird auf die Kritik zu § 18 Abs. 1 GasPBG verwiesen, die ebenso für § 9 Abs. 1 StromPBG gilt.
- Abschöpfung bei in Eigenerzeugung genutzten Anlagen (§ 13): Anlagen, die in Eigenerzeugung genutzt werden, sollten nicht von der Gewinnabschöpfung betroffen sein. Insbesondere auch nicht im Falle einer kaufmännisch bilanziellen Durchleitung.
- Wegfall der dezentralen Einspeisevergütung (Artikel 2, Artikel 3): Im Entwurf zur Strompreisbremse ist im Artikel 2 eine Aufhebung des § 120 EnWG vorgesehen. Weiterhin soll im Artikel 3 die dezentrale Einspeisevergütung (§ 18 StromNEV) ab dem 01.01.2023 ersatzlos wegfallen. Diese Streichungen stellen ein hohes wirtschaftliches, ggfs. existenzbedrohendes Risiko für viele KWK-Anlagen dar und stellen bereits getätigte Investitionen (z.B. in H2-Readiness) nachträglich massiv in Frage.

- Der ersatzlose Wegfall des § 18 StromNEV betrifft auch Bestands- und Neuanlagen, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb gehen. In den letzten Jahren haben Unternehmen erheblich in neue GuD / KWK Anlagen investiert, um durch den Brennstoffswitch von Kohle auf Erdgas die CO₂ Emissionen erheblich zu reduzieren und somit zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland beizutragen. Die Vergütung für dezentrale Einspeisung gem. §18 StromNEV ist für diesen Anlagen ein nicht unerheblicher Beitrag für die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen. Die plötzliche Streichung des §18 StromNEV, ohne jegliche Berücksichtigung von Bestandsschutz greift massiv nachträglich in getätigte Investitionsentscheidungen und damit in die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen ein.

Damit die energieintensive Industrie trotz steigender Energiebedarfe für die **Dekarbonisierung auch weiterhin wettbewerbsfähig in Deutschland produzieren** kann, muss auch langfristig eine Lösung für die hohen Energiepreise wie beispielsweise ein **Industriestrompreis für die energieintensive Industrie** entwickelt werden.