

Notwendige Ergänzungen der Gesetze zur Einführung von Preisbremsen für Strom, leitungsgebundenes Erdgas und Wärme

30. November 2022

Zusammenfassung

Die bisher in den Kabinettsentwürfen zur Gas- und Strompreisbremse dokumentierten Rahmenbedingungen werden, insbesondere durch den restriktive Beihilferahmen des European Temporary Crisis Frameworks (TCF), für einen (Groß)teil der deutschen Schwer- und mittelständischen Industrie **nicht umsetzbar sein**. Aufgrund der hohen Unsicherheiten und Restriktionen werden viele Unternehmen das Programm schlichtweg nicht in Anspruch nehmen können. Dies gilt insbesondere für Unternehmen, die am Anfang von Lieferketten stehen.

Der Bericht der "Expert:innenkommission" und der Kabinettsentwurf erzeugen zudem den Eindruck, dass die Strom- und Gaspreise auf 13, bzw. 7ct/kWh gedeckelt sind. Vor dem Hintergrund des TCF und der begrenzten Möglichkeit der Bundesregierung die volle Entlastung zu gewähren, kann diese Fehlwahrnehmung zu einem nicht unerheblichen Preisdruck auf Vorlieferanten führen, die so angeblich subventionierten Preise weiterzugeben.

Vor diesem Hintergrund bedarf das geplante Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetz (im Folgenden GasPBG) und zum Strom-Preisbremsengesetz (im Folgenden StromPBG) dringend folgender Anpassungen:

1. **Möglichkeit zum „Opt-out“** aus der Gas- und Strompreisbremse dem Gesetz hinzufügen.
2. **Möglichkeit zur Ex-Post Beantragung** dem Gesetz hinzufügen.
3. **EBITDA-Kriterium** in der Kategorie C **an EU-Rahmen anpassen**.
4. § 3 StromPBG zur **Entlastung der Letztverbraucher** erweitern.
5. § 16 StromPBG zu **Überschusserlösen anpassen**.
6. **Kein** Heranziehen der Strompreisbremse zur **Berechnung der Konzessionsabgabe**.
7. **Ausnahme für Biomassekraftwerke** von der Gewinnabschöpfung notwendig.
8. **§ 120 EnWG sowie § 18 StromNEV wieder in das Gesetz aufnehmen**.
9. §§ 6, 10 GasPBG: **Bagatellverkäufe für KWK-Anlagen ausschließen**.

Erläuterung der Forderungen:

1. Notwendige Anpassungen in beiden Gesetzesentwürfen:	3
1.a) Möglichkeit zum „Opt-out“ aus der Gas- und Strompreisbremse.....	3
1.b) Möglichkeit zur Ex-Post Beantragung.....	3
1.c) EBITDA-Kriterium in der Kategorie C an EU-Rahmen anpassen.....	4
2. Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen (StromPBG)	4
2.a) § 3 StromPBG-E zur Entlastung der Letztverbraucher erweitern	4
2.b) § 16 StromPBG-E zu Überschusserlösen anpassen.....	4
2.c) Kein Heranziehen der Strompreisbremse zur Berechnung der Konzessionsabgabe.....	5
2.d) Ausnahme für Biomassekraftwerke von der Gewinnabschöpfung notwendig.....	5
2.e) Die im Referentenentwurf zur Strompreisbremse in Artikeln 2 und 3 vorgesehenen Streichung des § 120 EnWG sowie § 18 StromNEV rückgängig machen.....	6
3. Referentenentwurf eines Gesetzes zur Einführung von Preisbremsen für leitungsgebundenes Erdgas und Wärme (EWPBG)	7
3.a) §§ 6, 10 GasPBG-E: Bagatellverkäufe für KWK-Anlagen ausschließen	7

1. Notwendige Anpassungen in beiden Gesetzesentwürfen:

1.a) Möglichkeit zum „Opt-out“ aus der Gas- und Strompreisbremse

Aktuell sind keine Opt-out-Regelungen vorgesehen, d. h. die Entlastungen werden von den Lieferanten automatisch bis zu einer Höchstgrenze von derzeit 150.000 € pro Monat und Entnahmestelle nach §18 Abs. 5 GasPBG-E automatisch gewährt. Unternehmen, die mehr als 150.000 € pro Monat über alle Entnahmestellen erhalten, müssen nach §22 Abs. 1 Nr. 1 GasPBG-E bis Ende März 2023 den Lieferanten eine Prognose über die maximale Entlastung nach §18 Abs. 1 GasPBG-E gemäß den Anforderungen des TCF und der EBITDA Grenzen vorlegen. Die Berechnung der maximalen Entlastung auf alle verbundenen Unternehmensteile sollte nach §22 Abs.2 GasPBG-E unverzüglich nach dem 31.12.2023, spätestens bis zum 31.12.2024 Ex-post erfolgen. Dadurch müssen in den Unternehmen erhebliche Rückstellungen gebildet werden. Um die hohen Rückstellungen für Rückzahlungen zu vermeiden, sollte jeder entlastungsberechtigte Letztverbraucher grundsätzlich die gesetzlich verankerte Möglichkeit haben, aus der Ex-ante-Entlastung über den Lieferanten herauszuoptieren.

Das EBITDA-Kriterium ruft darüber hinaus schon in der kurzfristigen operativen Betrachtung massive Unsicherheiten hervor, vor allem mit Blick auf die Beschaffung von Rohstoffen und die Dauer des Anfahrens oder Herunterfahrens von Anlagen. Vor diesem Hintergrund wäre die Möglichkeit, bewusst Monate und ggf. sogar Förderstufen unterjährig zu melden, abzumelden, oder ändern zu können, dringend notwendig.

Idealerweise sollte daher die Möglichkeit eines unterjährigen Opt-Ins oder Opt-Outs um monatliche bzw. quartalsweise Entlastungen ergänzt werden. Dies kann dazu beitragen, die Planungsunsicherheit geförderter Unternehmen zu reduzieren und die Notwendigkeit nachträglicher Rückzahlungen übermäßiger Beihilfen zu vermeiden, z.B. wenn sich abzeichnet, dass das EBITDA-Kriterium nicht erreicht werden kann. Es muss dabei sichergestellt werden, dass bisher erhaltene Beihilfen unterhalb der Fördergrenzen beim Unternehmen verbleiben können. Idealerweise kann eine Inanspruchnahme auf monatlicher/quartalsweiser Basis gemeldet oder angepasst werden. Insofern sollte bei der Inanspruchnahme auf monatlicher/quartalsweiser Basis auch das EBITDA-Kriterium auf monatlicher/quartalsweiser 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 wie folgt denkbar.

1.b) Möglichkeit zur Ex-Post Beantragung

In Anlehnung an die Forderung einer Möglichkeit des Opt-out, sollte schließlich hinaus eine Ex-post-Antragsstellung im Jahr 2024 auf Strom-, Gas- und Wärmepreisbremse für den Verbrauch 2023 möglich sein, da bis dahin das EBITDA feststeht. Daraus würden sich die folgenden Vorteile ergeben:

Da erst Ex-post Klarheit über das EBITDA und die Einhaltung der beihilferechtlichen Höchstgrenzen besteht, würden Rückstellungserfordernisse und ggf. Rückzahlungen vermieden werden. Damit einher ginge eine deutliche Erleichterung für die Letztverbraucher.

Eine Ex-post-Antragstellung könnte somit direkt bei einer festzulegenden Behörde stattfinden und würde nicht mehr über Lieferanten abgewickelt werden. Es würde somit nicht nur erheblicher bürokratischer Aufwand reduziert, sondern zugleich würde das Risiko für den Lieferant eliminiert werden, dass ein Ex-ante entlasteter Kunde, der aber Ex-post zurückzahlen muss, zwischenzeitlich insolvent gegangen ist.

1.c) EBITDA-Kriterium in der Kategorie C an EU-Rahmen anpassen

Für die Inanspruchnahme der Energiepreisbremsen unter den in § 18 Gas-EWPBG-E genannten Höchstgrenzen der Kategorie c (Beihilfeintensität von 40 % und maximal 100 Millionen Euro), wird ebenfalls ein Rückgang des EBITDA um wenigstens 30 % gegenüber 2021 als Kriterium. Dies geht über den Beihilferahmen der EU-Kommission hinaus, da im Punkt (67) a des TCF kein Rückgang des EBITDA als Nachweis gefordert wird. Daher sollte sich in diesem Fall an dem vorgegebenen EU-Rahmen orientiert werden.

2. Anpassungen im Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen (StromPBG)

2.a) § 3 StromPBG-E zur Entlastung der Letztverbraucher erweitern

Die Definition des entlastungsfähigen Letztverbrauchs sollte derart erweitert werden, dass in Ausnahmefällen Lieferungen an Kundenanlagen ohne Netzentnahme ebenfalls berücksichtigt werden können. § 3 Abs. 4 StromPBG-E schließt dies in der derzeitigen Formulierung explizit aus. Es gibt jedoch spezielle Konstellationen von Kundenanlagen, die von der in §3 StromPBG-E getroffenen Definition nicht erfasst sind.

2.b) § 16 / § 13 Abs StromPBG-E zu Überschusserlösen anpassen

Der VIK kritisiert, dass **sowohl** bei dem Auszahlungs- als auch dem Abschöpfungsmechanismus der Strompreisbremse sowohl der physisch als auch der aus dem Netz entnommene Strom erfasst wird. **Der Strom, der kaufmännisch bilanziell durchgeleitet wird, sollte von beidem unbehelligt bleiben.** Das hätte zur Folge, dass ab Donnerstag, dem 1. Dezember 2022 (!) alle Stromerzeugungsanlage, die kaufmännisch bilanziell ausspeisen und somit von der Erlösabschöpfung betroffen wären, erhebliche Verluste einfahren werden. Diese genannten Stromerzeugungsanlagen verfügen in der Regel über Vermarktungs- und Wiedereindeckungsverträge, die 100 Prozent korrelieren (Preisunterschied liegt bei null oder ist sehr gering). Wird, wie hier geplant, eine Seite abgeschöpft, entsteht ein struktureller Verlust für jede produzierte MWh. Beispiel: Für eine 20 MW Stromerzeugungsanlage bedeutet diese Regelung das alleine im Dezember 2,6 Mio. EUR weniger Erlöse als Wiedereindeckungskosten erzielt werden.

Sollte diese Regelung nicht umsetzbar sein, sollte der §13 Abs.3 Nr.1 StromPBG um folgende Energieträger erweitert werden:

- Biomasse in der Papierindustrie
- Reststoffe aus den Produktionsprozessen der Zellstoff – und Papierindustrie

Zudem bedarf es einer Klarstellung auf Seite 109 (Begründung §13 Abs. 3 Nr.1) – hier im letzten Absatz:

- „Umgerüstete Anlagen sind mit Neuanlagen gleichzusetzen“ (Bsp. Umrüstung in Q4/2021)
- Alternativ: Bei umgerüsteten Anlagen (Bsp. Umrüstung mit Brennstoffwechsel in Q4 2021) und bei Neuanlagen zählt der aktuelle Brennstoffmix.

Wenn Unternehmen keinen Gebrauch von Entlastungszahlungen durch die Strom- bzw. Gas-/Wärmepreisbremse machen möchten (zum Opt-out siehe oben) und zur konzerninternen Entlastung Renditen aus dem eigenen Stromvertriebsgeschäft verwenden können, sollte von der Abschöpfung der Überschusserlöse im Sinne subsidiären Wirtschaftens in diesem Falle abgesehen werden.

Von einem Erlös kann man nur sprechen, wenn der Verkauf auch tatsächlich stattgefunden hat. In § 16 Abs. 1 Ziffer 2 wird allerdings bei allen Varianten von den „eingespeisten“ Mengen gesprochen. In Verbindung mit der Gesetzesbegründung („Bildung von fiktiven Erlösen“) wird nicht ganz klar, ob diese Auffassung auch der des Gesetzgebers entspricht. Deshalb sollte aus Sicht des VIK von „eingespeisten und veräußerten“ Mengen gesprochen werden. Damit wäre ausgeschlossen, dass in das öffentliche Netz eingespeiste, selbsterzeugte Strommengen, die dennoch am eigenen Standort verbraucht werden, nicht von der Gewinnabschöpfung betroffen sind (Privileg der unmittelbaren räumlichen Nähe analog zu älteren Fassungen des EEG).

2.c) Kein Heranziehen der Strompreisbremse zur Berechnung der Konzessionsabgabe

Da die Strompreisbremse nur einigen wenigen Unternehmen und dann auch in sehr unterschiedlichem Maße zur Verfügung steht, sollte sie nicht für die Berechnung des Referenzpreises für die Konzessionsabgabe herangezogen werden.

2.d) Ausnahme für Biomassekraftwerke von der Gewinnabschöpfung notwendig

Biomasseheizkraftwerke sind Grundlasterzeuger und stabilisieren die Netze, insbesondere im süddeutschen Raum. Bedauerlicherweise sollen Biomassekraftwerke allgemeingültig unter die Regelungen sog. „inframarginaler Stromerzeugungsanlagen“ fallen. Unter die inframarginalen Stromerzeugungsanlagen fallen gem. Definition Anlagen mit geringen Betriebskosten wie z.B. Photovoltaikanlagen oder Windkraftanlagen.

Der günstige Einkauf der Biomasse (vornehmlich Holz) ist ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit von Biomassekraftwerken. Holz hat sich aber wie andere Brennstoffe aufgrund der hohen Nachfrage während der Energiekrise um ein Vielfaches verteuert.

Der Brennstoffeinsatz ist so im Vergleich zu 2021 um ein Vielfaches gestiegen und ist nicht vergleichbar mit Sonne oder Wind und darf deswegen nicht in einen Topf geworfen werden!

Würde nun durch die geplante Übergewinnabschöpfung alle Erlöse oberhalb von 18 ct./kWh abgeschöpft, könnten der zusätzliche Aufwand und die Mehrkosten nicht über die

Einnahmen am Strommarkt kompensiert werden. Der angedachten Sicherheitspuffer i. H. Von 3 ct./kWh reicht bei weitem nicht aus. Eine Abschöpfung ab 1. Dezember 2022 wäre mit dramatischen Folgen verbunden, da die

die erhöhten Brennstoffkosten bereits bezahlt werden mussten. Eine Wirtschaftlichkeit des Betriebs der Biomasseanlagen wäre mit der angedachten Regelung nicht mehr möglich!

Wir bitten Sie daher eindringlich um eine Sicherstellung durch Herausnahme der Biomasseanlagen aus der Übergewinnabschöpfung.

2.e) Die im Referentenentwurf zur Strompreisbremse in Artikeln 2 und 3 vorgesehenen Streichung des § 120 EnWG sowie § 18 StromNEV rückgängig machen.

Der VIK kritisiert, dass es weder in der öffentlichen Debatte noch in den bekannten Eckpunkten des BMWK eine Ankündigung der Streichung der „vermiedenen Netzentgelte“ (§ 18 StromNEV) gegeben hat und nun ein Gesetz, dessen Intention eigentlich die Unterstützung und Kostendämpfung von Unternehmen war, genutzt wird, um ein Ende der „vermiedenen Netzentgelte“ herbeizuführen. Die Änderung der StromNEV entbehrt im Zuge eines Entlastungsgesetzes jeglicher sachlichen Grundlage und führt zur Unwirtschaftlichkeit von dezentralen KWK-Anlagen. In den letzten Jahren haben viele Unternehmen im Zuge des gesetzlich verankerten Kohleausstiegs in hochflexible und auf Wasserstoff umrüstbare KWK-Anlagen investiert haben, um in Zukunft die fluktuierende EE-Einspeisung auszugleichen und somit zur Versorgungssicherheit beizutragen. Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung der KWK-Anlagen waren die „vermiedenen Netzentgelte“ ein wesentlicher Faktor, der zur Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen beiträgt.

Der ersatzlose Wegfall des § 18 StromNEV betrifft insofern auch Bestandsanlagen, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb gehen. Da die vermiedenen Netznutzungsentgelte bei vielen dieser Anlagen einen signifikanten Beitrag zur Investitionsentscheidung darstellten, greift die Streichung ohne Bestandsschutzregelung massiv in die Wirtschaftlichkeit vieler Anlagen ein und stellen bereits getätigte Investitionen (z.B. in H2-Readiness) nachträglich massiv in Frage.

Des Weiteren wurde 2017 ein Kompromiss zu vermiedenen Netzentgelten gefunden. Eine verlässliche Energiepolitik, die angesichts der enormen Herausforderungen der Energiewende unabdingbar ist, sollte einmal gefundene Kompromisse nicht einseitig aufkündigen. Es ist daher unverständlich und fachlich nicht nachvollziehbar, warum im Rahmen eines Entlastungsgesetzes eine zusätzliche Belastung für die Industrie eingeführt werden soll. Als Begründung wird angegeben, dass damit Netznutzer – insbesondere Haushalts- und Gewerbekunden - eine weitere finanzielle Entlastung erfahren sollen. Es wird ausgeführt, dass von dezentralen Einspeisevergütungen überwiegend Betreiber fossiler Anlagen profitieren würden. Im Folgenden werden dezentrale Einspeisevergütungen als „allenfalls vermeintlich vermiedene Netzentgelte“ bezeichnet.

Zunächst einmal ist festzuhalten, dass die Aussage, dass Netzentgelte durch dezentrale Einspeisungen allenfalls vermeintlich vermieden werden, fachlich grundlegend falsch ist. Die eingespeiste elektrische Arbeit und die Vermeidungsleistung der Differenz aus zeitgleicher

Jahreshöchstlast aller Entnahmen und der maximalen Bezugslast aus der vorgelagerten Netzebene reduzieren natürlich die Netzentgelte aus der jeweils vorgelagerten Netzebene und werden über dem § 18 StromNEV systemimmanent berücksichtigt. Die netzdienlichen Auswirkungen der dezentralen Einspeisung, die ein Entgelt nach § 18 StromNEV rechtfertigen, sind von höchstrichterlicher Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs bis heute anerkannt (vgl. nur Beschlüsse des BGH vom 20.06.2017 EnVR 40/16, vom 14.11.2017 EnVR 41/16).

Der Referentenentwurf verwechselt anscheinend „Netzentgelte“ mit „Netzkosten“. Es mag sein, dass die Summe aller Zahlungen dezentraler Einspeisungen die Netzkosten insgesamt nicht in dem gleichen Maße reduzieren. Gleichwohl ist das Netzentgeltsystem auf eine Verursachungsgerechtigkeit ausgelegt (u.a. § 16 StromNEV) und hier reduzieren dezentrale Einspeisungen wohl unbestritten die von Netz-/Umspannebene zur jeweils nächsten Netz-/Umspannebene gewälzten Netzkosten. Insofern ist es sach- und verursachungsgerecht, dass die Vorteile der Netzentgeltreduktion in der jeweiligen Netz-/Umspannebene nicht sozialisiert werden, sondern den Betreibern dezentraler Einspeisungen zugutekommen.

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 Bestandschutz greift massiv nachträglich in getätigte Investitionsentscheidungen und damit in die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen ein.

Dezentrale Einspeiser, die keine vermiedenen Netzentgelte mehr erhalten, die bisher in der Erzeugungskostenkalkulation berücksichtigt wurden, haben schlicht höhere Erzeugungskosten, die an den Markt bzw. den Verbraucher weitergegeben werden. Damit würden Kosten von Netzentgelten in den Marktpreis verlagert, die dann durch die Preisbremsen vom Staat finanziert werden müssen. Ein Kostensenkungseffekt findet damit volkswirtschaftlich also nicht statt. Stattdessen werden durch die versuchte Optimierung an einer Stelle die Kosten an andere Stellen verschoben.

So fehlen dann auch jegliche Anreize für Investitionen bspw. in Wasserstoffumrüstungen. Die Strompreisbremse mit Wegfall der dezentralen Einspeisevergütung erscheint für die Industrie als ein Widerspruch in sich.

3. Anpassungen im Gesetzes zur Einführung von Preisbremsen für leitungsgebundenes Erdgas und Wärme (Gas-PBG)

3.a) §§ 6, 10 GasPBG-E: Bagatellverkäufe für KWK-Anlagen ausschließen

Der VIK sieht Anpassungsbedarf in § 6 und § 10 Gas-PBG. Der reine Wortlaut ist in § 6 Abs. 1 Nr. 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. Dieses Risiko belegt die Gesetzesbegründung bei § 6 zu Nr. 2, wo ausgeführt wird: *„Ebenfalls erfasst sind Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung. Voraussetzung ist, dass sie das Erdgas nicht ausschließlich für den kommerziellen Betrieb beziehen. Ein teilweise kommerzieller Betrieb ist – abweichend von der vorstehenden Nummer 1 – somit unschädlich.“*

Unser Vorschlag zur Behebung wäre, die Formulierung an Nr. 2 anzugleichen und wie folgt zu formulieren:

“der im Wege einer registrierenden Leistungsmessung beliefert wird, wenn dessen Jahresverbrauch mehr als 1.500.000 Kilowattstunden beträgt, das Erdgas nicht ausschließlich für den kommerziellen Betrieb von Strom- und Wärmerzeugungsanlagen bezieht und nicht nach § 3 Absatz 1 Anspruch auf eine Entlastung hat,”

Erforderlich wäre demnach auch eine Regelung analog § 10 Abs. 4 auch für § 6 Abs. 1 Nr. 1 zur Reduktion der Mengen aus dem „kommerziellen Betrieb“. Damit sollte diese Unschärfe beseitigt werden.