



**Zusammenstellung der Stellungnahmen zur öffentlichen Anhörung
am Mittwoch, dem 14. Juni 2023, 11:00 bis 13:00 Uhr,
Marie-Elisabeth-Lüders-Haus (MELH), Sitzungsaal 3. 101**

Gesetzentwurf der Bundesregierung
„Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes,
zur Änderung des Strompreisbremsengesetzes sowie zur Änderung weiterer
energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze“
BT-Drs. 20/6873



Sachverständige

Öffentliche Anhörung am Mittwoch, 14. Juni 2023, 11:00 bis 13:00 Uhr
Marie-Elisabeth-Lüders-Haus (MELH), Sitzungssaal 3. 101

Gesetzentwurf der Bundesregierung
„Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes,
zur Änderung des Strompreisbremsengesetzes sowie zur Änderung weiterer
energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze“
BT-Drs. 20/6873

Wolfram Axthelm¹
Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE)

Prof. Dr. Sebastian Dullien²
Wissenschaftlicher Direktor des Instituts für Makroökonomie und Konjunkturforschung
(IMK) in der Hans-Böckler-Stiftung

Dr. Thomas Engelke³
Leiter Team Energie und Bauen
Verbraucherzentrale Bundesverband e. V.

Ingbert Liebing⁴
Hauptgeschäftsführer
Verband kommunaler Unternehmen e. V.

Sandra Rostek⁵
Leitung
Hauptstadtbüro Bioenergie

Nadine Schartz, LL.M.⁶
Kommunale Spitzenverbände

¹ Benannt durch die Fraktion von BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

² Benannt durch die Fraktion DIE LINKE.

³ Benannt durch die Fraktion der SPD

⁴ Benannt durch die Fraktion der CDU/CSU

⁵ Benannt durch die Fraktion der FDP

⁶ Teilnahme aufgrund von § 69a Absatz 2 der Geschäftsordnung des Bundestages

Tilman Schwencke⁷

Geschäftsbereichsleiter Strategie und Politik
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

Dr. Constantin Terton⁸

Abteilungsleiter Wirtschafts-, Energie- und Umweltpolitik
Zentralverband des Deutschen Handwerks e. V.

⁷ Benannt durch die Fraktion der SPD

⁸ Benannt durch die Fraktion der CDU/CSU



Stellungnahme

Bundesverband WindEnergie e.V., Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

Gesetzentwurf der Bundesregierung

„Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes, zur Änderung des Strompreisbremsegesetzes sowie zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze und zur dazugehörigen Formulierungshilfe“

BT-Drs. 20/6873

siehe Anlage

Stellungnahme zur Formulierungshilfe der Regierungsfraktionen mit relevanten Änderungen des EEG und WindBG, sowie StromPBG

Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag der Fraktionen der SPD, von Bündnis 90/Die Grünen und der FDP zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes, zur Änderung des Strompreisbremsengesetzes sowie zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze;

Stand: 1. Juni 2023

Juni
2023



Inhaltsverzeichnis

Einleitung	3
Kommentierung der Formulierungshilfe.....	4
1 Zu Nummer 1 Artikel 4: Änderung des EEG: Vorzeitige Rückgabemöglichkeit für Zuschläge für Windenergieanlagen an Land aus den Jahren 2021/2022 (§ 100 Abs. 17 EEG)4	
2 Weitere Vorschläge zur Änderung des EEG	5
2.1 Realisierungsfrist und Pönalefrist	5
2.2 Anpassung Höchstwert durch BNetzA – Benachteiligung von Bürgerenergiegesellschaft und Pilotwindenergieanlagen.....	7
3 Zu Nummer 1 Artikel 6: neuer Absatz 4 in § 3 WindBG.....	8
4 Weiterer Vorschlag zur Änderung des WindBG – § 6 WindBG um Nebenanlagen ergänzen.....	9
5 Weiterer Vorschlag zur Änderung im Strompreisbremsegesetz: In Nummer 1 Artikel 2 Nullmeldung vereinfachen	11

Einleitung

Nach den umfangreichen Änderungen bestehender Gesetze und der Einführung gänzlich neuer Gesetze im Jahr 2022 durch die Bundesregierung und den Bundestag sind bereits Verbesserungen für den Ausbau der Windenergie an Land erreicht worden. Dennoch bleiben im Zuge der besonderen Herausforderungen durch den Angriffskrieg Russlands in der Ukraine und durch die ambitionierten Ausbauziele weitere Stellschrauben anzupassen. Mit der vorgelegten Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes, zur Änderung des Strompreisbremsegesetzes sowie zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze werden weitere Anpassungen vorgenommen. Für den Ausbau der Windenergie an Land besonders relevant sind die Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie im Windflächenbedarfsgesetz (WindBG). Aus Sicht des Bundesverbands Windenergie e.V. (BWE) sind die Änderungen im EEG mit der Ermöglichung zur Rückgabe von Zuschlägen aus den Jahren 2021 und 2022 besonders dazu geeignet, die Realisierung der Projekte aus diesem Zeitraum zu sichern und zu beschleunigen. Aufgrund nachträglicher Kostensteigerungen im Zuge der Covid-19-Pandemie und verstärkt durch den Angriffskrieg Russlands in der Ukraine sind Projekte teils nicht mehr wirtschaftlich. So sind die Preise für WEA (Windenergieanlagen) aufgrund gestiegener Materialkosten nach jeweiliger Zuschlagserteilung um bis zu 50 % gestiegen. Damit ist eine Finanzierung und Realisierung vieler bereits bezuschlagter Projekte unmöglich geworden. Projektierungsunternehmen müssen nach aktueller Rechtslage abwarten, bis die Realisierungsfrist verstrichen ist, damit der Zuschlag aus diesen Jahren verfällt.

Rückgabe eines Zuschlags

Durch die Möglichkeit der Rückgabe kann erneut an einer Ausschreibung teilgenommen werden und die Projekte können zu wirtschaftlich möglichen Rahmenbedingungen abgeschlossen werden. Der BWE begrüßt dies ausdrücklich und hat das bereits seit mehreren Monaten gefordert.¹ Aus Sicht des Verbandes ist zudem eine grundsätzliche Aussetzung der Realisierungs- und Pönalefrist für Zuschläge aus 2021 und 2022 sowie für zukünftige Zuschläge angezeigt. Diese sollte zumindest so lange gelten, bis die Probleme in der Lieferkette soweit zurückgegangen sind, dass eine Einhaltung der Fristen wieder möglich wird. Wenn das nicht möglich ist, sollte zumindest eine Verlängerung um 12 Monate und die Angleichung der Pönalefrist auf die längere Realisierungsfrist erfolgen!

Ergänzung im WindBG

Bei der Ergänzung im WindBG handelt es sich um eine sogenannte Länderöffnungsklausel, auf welche sich die Koalitionäre der Bundesregierung während eines Koalitionsausschusses geeinigt haben. Damit sollen die Landesregierungen von den Flächenzielen des WindBG positiv abweichen können und die Stichtage zur Zielerreichung nach vorne ziehen. Die Länder können auch jetzt schon mehr Flächenausweisungen vornehmen, die Flächenbeitragswerte des WindBG sind nur Mindestziele. Die Klarstellung kann eventuell bei einigen Ländern dazu beitragen, von der Option Gebrauch zu machen. Insgesamt erwartet der BWE jedoch keinen großen Effekt davon.

Wichtiger wäre eine Klarstellung in § 6 WindBG, wonach auch Nebenanlagen einer WEA unter den Anwendungsbereich des Paragrafen fallen. Damit würde klargestellt, dass für diese Nebenanlagen

¹ Vgl. BWE (2023): Positionspapier zu den Zuschlägen von 2022 – [LINK](#)

ebenfalls keine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) nötig ist. Sollte die Klarstellung nicht erfolgen, kann die Situation entstehen, dass zwar für die WEA selbst keine UVP erfolgen muss, aber für die Zuwegung z.B. durch Wald sehr wohl eine UVP verlangt wird. Das würde die Verfahren unnötig verzögern und die Beschleunigungswirkung von § 6 konterkarieren.

Vereinfachung im Strompreisbremsegesetz

Aufgrund der gesunkenen Preise am Strommarkt fallen derzeit regelmäßig keine Abschöpfungen im Bereich der Windenergie an Land an. Damit wird die sogenannte Nullmeldung zum Regelfall. Dennoch sind die Betreiber der Anlagen sowie die Netzbetreiber und Direktvermarkter mit hohem bürokratischen Erfüllungsaufwand belastet. Dies bindet Kapazitäten, die andernfalls für den anvisierten Hochlauf der Erneuerbaren nutzbar wären. Daher regt der BWE hier eine Vereinfachung der Nullmeldung an.

Der BWE nutzt die Möglichkeit zur Stellungnahme gegenüber dem Deutschen Bundestag im Rahmen der Anhörung zum Gesetzesentwurf im Ausschuss für Klimaschutz und Energie. Zuvor wurde bereits mit einer inhaltsgleichen Stellungnahme auf den Änderungsbedarf gegenüber dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz hingewiesen.

Kommentierung der Formulierungshilfe

1 Zu Nummer 1 Artikel 4: Änderung des EEG: Vorzeitige Rückgabemöglichkeit für Zuschläge für Windenergieanlagen an Land aus den Jahren 2021/2022 (§ 100 Abs. 17 EEG)

Aus Sicht des BWE bedarf es der Möglichkeit der Rückgabe des Zuschlags, wenn ein Projekt mit den durch die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie und der durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine hervorgerufenen Materialpreisseigerungen nicht wirtschaftlich umsetzbar ist. In diesen Fällen sollte es für die Projektierungsunternehmen möglich sein, den Zuschlag ohne Zahlung einer Pönale zurückzugeben und erneut in die Ausschreibung zu gehen. Hier können auf den aktuellen Höchstwert Gebote eingereicht werden. Ein Zuschlag ist damit im wettbewerblichen Verfahren der Ausschreibungen zu erlangen. Wichtig ist dabei, dass die bezuschlagten Projekte, die ihren Zuschlag so zurückgeben, im Marktstammdatenregister wie neu genehmigte Projekte geführt werden. Andernfalls könnte die BNetzA aufgrund anderer Datenlage zum Einsatz der endogenen Mengensteuerung verleitet sein und die Ausschreibungsmenge verknappen. Projektierungsunternehmen würden von der Rückgabe des Zuschlags nicht leichtfertig Gebrauch machen. Schließlich sind auf dem bestehenden Zuschlag bereits vertragliche Verpflichtungen eingegangen worden, die bedient werden müssen. Exemplarisch sei hier auf die Kaufverträge für WEA und die Finanzierungsvereinbarungen hingewiesen.

Grundsätzlich begrüßt der BWE daher das Vorhaben der Bundesregierung, eine Rückgabemöglichkeit im EEG aufzunehmen und die in Artikel 4 des Änderungsantrages vorgesehene Ergänzung des § 100 EEG in seinem Ansatz. Dem § 100 EEG soll folgender Absatz 17 angefügt werden:

(17) Bieter dürfen Zuschläge für Windenergieanlagen an Land der Gebotstermine in den Jahren 2021 und 2022 gegenüber der Bundesnetzagentur zurückgeben, sofern die Windenergieanlagen bis zum [Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes] nicht in Betrieb genommen wurde[n]. Die Rückgabe erfolgt durch eine unbedingte, unbefristete und der Textform genügende Erklärung des Bieters, die sich dem entsprechenden Zuschlag eindeutig zuordnen lässt. Für die von der

Rückgabe umfassten, nicht in Betrieb genommenen Windenergieanlagen können erneut Gebote abgegeben werden, wenn zwischen der Rückgabe und dem Gebotstermin mindestens vier Wochen liegen.

Nach Auffassung des BWE ist hierbei folgendes zu beachten: **Anders als bei Zuschlägen ab 2023 würde keine Ausschreibung der entwerteten Zuschlagsmengen erfolgen. Das Volumen der zurückgegebenen Zuschläge wäre damit endgültig für den Ausbau verloren!**

Das ergibt sich aus Folgendem:

1. Zurückgegebene Zuschläge werden gemäß der schon jetzt im Gesetz enthaltenen Systematik „entwertet“.² **Das gilt dann auch für die nach der Neuregelung zurückgegebenen Zuschläge aus 2021 und 2022.**
2. Entwertete Zuschläge für Windenergievorhaben werden dem Ausschreibungsvolumen später wieder zugeschrieben.³

Eine Erhöhung späterer Gebotsmengen um entwertete Zuschläge aus der Zeit vor dem 1. Januar 2023 erfolgt also nicht! Hieran ändert der aktuelle Gesetzesentwurf nichts!

Aus Sicht des BWE wäre es erforderlich, dass, wenn die Volumina aus 2021 und 2022 nicht verloren gingen. Der BWE schlägt dem Gesetzgeber folgende Ergänzung vor (Ergänzung des Vorschlags in dem anliegenden Gesetzesentwurf für einen neuen § 100 Abs. 17, **Neues im Fettdruck**):

„...wenn zwischen der Rückgabe und dem Gebotstermin mindestens vier Wochen liegen. Für die zurückgegebenen und gemäß § 35a Absatz 1 Nummer 2 entwerteten Zuschläge gilt § 28 Absatz 5 Satz 1 und Satz 3 mit der Maßgabe, dass an die Stelle des in § 28 Absatz 5 Satz 1 genannten Datums 31. Dezember 2022 das Datum 31. Dezember 2020 tritt.“

Mit dem obigen Vorschlag wäre sichergestellt, dass die Ausschreibungsvolumina für die dann höheren Ausschreibungsvolumen aus Neuprojekten und zurückgegebenen Zuschlägen ausreichend groß sind. Die Ausschreibungsrunden würden automatisch um die Menge der zurückgegebenen Zuschläge erhöht.

2 Weitere Vorschläge zur Änderung des EEG

2.1 Realisierungsfrist und Pönalefrist

Bereits seit Jahren weist der BWE immer wieder auf Probleme im Rahmen der unflexiblen Realisierungs- und Pönalefristen hin.⁴

² Vgl. § 35a Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023

³ Dies gilt erst seit Kurzem; lange hatte sich das BMWK dagegen gewehrt. Das erfolgt gemäß § 28 Abs. 5 EEG: „Das nach Absatz 4 ermittelte Ausschreibungsvolumen eines Gebotstermins erhöht sich um die Gebotsmenge der Zuschläge, die nach dem 31. Dezember 2022 erteilt und vor der Bekanntgabe des jeweiligen Gebotstermins nach § 35a entwertet wurden. Satz 1 ist entsprechend anzuwenden für entwertete Gebotsmengen von Windenergieanlagen an Land, die in den Ausschreibungen nach § 39n oder § 39o bezuschlagt worden sind. Nach Satz 1 oder 2 zu berücksichtigende Erhöhungen werden dem auf eine Entwertung folgenden noch nicht bekanntgegebenen Gebotstermin nach Absatz 1 zugerechnet.“

⁴ Vgl. z.B. BWE (2020): Positionspapier: COVID-19-Krise und deren Auswirkungen auf die Windenergiebranche – [LINK](#); BWE (2022): Stellungnahme zum Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Änderung des EEG und weiterer energierechtlicher

Auch wegen der Verzögerungen in den Lieferketten, zunächst aufgrund der Covid-19-Pandemie und anschließend durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine hat der BWE mehrfach Verbesserungsvorschläge gemacht; bisher ohne eine entsprechende Umsetzung im EEG.⁵

Sollte die Realisierungs- und Pönalefrist nicht ausgesetzt werden, muss diese deutlich verlängert werden. Wichtig ist hier, dass auch die Pönalefrist verlängert werden muss und gleichlaufend mit der Realisierungsfrist ist. Dies wurde bisher bei den EEG-Novellen versäumt, lediglich die Realisierungsfrist wurde angepasst.⁶ Dies hat unter anderem zu der Zurückhaltung in den Ausschreibungsrunden September und Dezember 2022 und Februar 2023 geführt.

Es ist unlogisch, dass die Pönalefrist bereits vor Ablauf der Realisierungsfrist greift und rechtzeitig fertiggestellte Projekte bestraft werden. Der Zweck der Pönale zur Sicherung ernsthafter Angebote ist nicht (mehr) gegeben. Bei den derzeitigen Lieferkettenproblemen wird fast zwangsläufig die Pönalefrist gerissen. Außerdem ist es ureigenes Interesse der Betreiber, die WEA so schnell wie möglich in Betrieb zu nehmen.

Ohne zeitweise Aussetzung oder zumindest Anpassung der Realisierungs- und Pönalefristen wird die Korrektur des Höchstwertes und die Möglichkeit zur Rückgabe von Zuschlägen nicht den gewünschten Effekt der Entfesselung der genehmigten Projekte und der Steigerung der Teilnahme an den Ausschreibungen haben.

Konkret:

§ 36e müsste von 30 Monaten um **12 Monate auf 42 Monate** angepasst werden:

(1) *Der Zuschlag erlischt bei Geboten für Windenergieanlagen an Land **42 Monate** nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags, soweit die Anlagen nicht bis zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen worden sind.*

Die Pönalefrist zur Inbetriebnahme nach öffentlicher Bekanntgabe des Zuschlags § 55 Abs. 1 Nr. 2 EEG müsste von 24 Monaten auf die gleiche Dauer der Realisierungsfrist angepasst werden, also ebenfalls auf 42 Monate:

(1) *Bei Geboten für Windenergieanlagen an Land nach § 36 und für Zusatzgebote nach § 36j müssen Bieter an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber eine Pönale leisten, soweit mehr als 5 Prozent der Gebotsmenge eines bezuschlagten Gebots für eine Windenergieanlage an Land nach § 35a entwertet werden oder wenn die Windenergieanlage an Land mehr als **42 Monate** nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommen worden ist.*

Diese Aussetzung bzw. Verlängerung der Realisierungs- und Pönalefrist ist für Projekte mit Zuschlägen von 2021 bis einschließlich Mai 2023 ebenso geboten. Eine solche rückwirkende Regelung

Vorschriften – [LINK](#); BWE (2022): Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWK zum sog. Osterpaket – [LINK](#); zuletzt: BWE (2023): Forderungskatalog: Aktuelle Positionen für den Windgipfel, [LINK](#).

⁵ Wie zuvor und BWE (2022): Positionspapier Verzögerungen und Preissteigerungen durch die Covid-19-Pandemie (höhere Gewalt) bei bereits bezuschlagten Windenergie-Projekten auffangen und den Ausbau sichern! – [LINK](#); BWE (2022) Stellungnahme zum RegE Erneuerbaren-Energien-Gesetz u.a. – [LINK](#).

⁶ Das Auseinanderfallen der beiden Fristen hält der BWE für nicht zielführend und nicht begründbar.

kann einzelnen Projekten bereist dabei helfen, die Umsetzung dieser Zuschläge zu sichern. Sie müssten dann nicht von der Rückgabe der Zuschläge Gebrauch machen.

2.2 Anpassung Höchstwert durch BNetzA – Benachteiligung von Bürgerenergiegesellschaften und Pilotwindenergieanlagen

§ 36b EEG bestimmt den Höchstwert, der in Ausschreibungen für Wind an Land maximal erzielt werden kann. In § 85a EEG wird die BNetzA ermächtigt, den Höchstwert unter bestimmten Voraussetzungen anzupassen, sowohl nach oben als auch nach unten. Der Deutsche Bundestag hat zum Ende des letzten Jahres die Möglichkeit der BNetzA zur Anpassung der Höchstwerte für Wind an Land erweitert und die Erhöhung um bis zu 25 Prozent ermöglicht.⁷ Davon hat die BNetzA vor Jahresablauf Gebrauch gemacht und den Höchstwert für die kommenden 12 Monate von 5,88 Ct/kWh auf 7,35 Ct/kWh angehoben.

Die erfolgte Anpassung des Höchstwertes durch die BNetzA gilt jedoch nicht für Bürgerenergiegesellschaften oder Pilotwindenergieanlagen, da deren Vergütung nicht über die Ausschreibung ermittelt wird, vgl. § 22 Abs. 2 Nr. 2 und 3 EEG. Da es im EEG 2023 keine neuen Sonderregelungen zur Vergütung für Bürgerenergiegesellschaften oder Pilotwindenergieanlagen gibt, gilt der unverändert gebliebene § 46 Abs. 1 EEG. Demnach wird der anzulegende Wert nach § 36h Abs. 1 EEG bestimmt, wobei als Zuschlagswert der Durchschnitt der Gebotswerte des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Gebotstermine für Windenergie an Land im Vorvorjahr anzusetzen ist. Für dieses Jahr ergibt sich so ein Wert von 5,97 Ct/kWh (Durchschnitt der Höchstwerte des Vorvorjahres 2021).

Dieser Wert liegt weit unter dem Wert für Anlagen, welche 2023 in die Ausschreibung gehen. Somit entsteht für Bürgerenergiegesellschaften und Pilotwindenergieanlagen ein Nachteil und es ist rentabler an der Ausschreibung teilzunehmen. Bürgerenergiegesellschaften und Pilotwindenergieanlagen sollten aber gerade von der Ausschreibungspflicht ausgenommen werden und sind von den Kostensteigerungen ebenso betroffen, welche die BNetzA zum Anlass genommen hat, den Höchstwert 2023 auf 7,35 Ct/kWh zu erhöhen.

Insgesamt werden die Bürgerenergiegesellschaften und Pilotwindenergieanlagen nach der aktuellen Regelung erst mit großer Verzögerung von der Anpassung des Höchstwerts in den Ausschreibungen durch die BNetzA profitieren können. Aktuell bliebe ihnen dafür lediglich die Teilnahme an den Ausschreibungen. Dies widerspricht jedoch dem ursprünglichen Gesetzeszweck. Deshalb regt der BWE eine zeitnahe Anpassung der Vergütung des Vorvorjahres in gleicher Höhe wie die Anpassung des Höchstwertes 2023 um 25 Prozent für Bürgerenergiegesellschaften und Pilotwindenergieanlagen an. Die Anpassungen durch die BNetzA für den Ausschreibungshöchstwert sollten automatisch auch für Strom aus Windenergieanlagen an Land gelten, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, § 46 Abs. 1 EEG. Daraus ergibt sich folgende Berechnung für die Bürgerenergiegesellschaften und Pilotwindenergieanlagen des Jahres 2023:

Durchschnitt höchster noch beaufschlagter Gebotswert 2021 = 5,97 Ct/kWh

Prozentuale Erhöhung = 0,25

⁷ Im Rahmen der Einführung des Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse (StromPBG) – „Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen“

Neuer Höchstwert = 5,97 Ct/kWh x 1,25 = 7,46 Ct/kWh

Der neue Höchstwert des Vorvorjahres sollte somit bei **7,46 Ct/kWh** liegen.

Der BWE schlägt folgende Ergänzung des § 46 Abs. 1 EEG vor:

Für Strom aus Windenergieanlagen an Land, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, berechnet der Netzbetreiber den anzulegenden Wert nach § 36h Absatz 1; dabei ist der Zuschlagswert durch den Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Gebotstermine für Windenergieanlagen an Land im Vorvorjahr zu ersetzen. § 36h Absatz 2 bis 4 ist entsprechend anzuwenden. Eine Erhöhung des Höchstwertes durch Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 85a Absatz 1 S. 1 findet entsprechende Anwendung auf Strom nach Satz 1.

Zusätzlich muss durch eine Übergangsvorschrift sichergestellt werden, dass diese Erhöhung bereits für die im Dezember 2022 erfolgte Anpassung durch die BNetzA greift.

3 Zu Nummer 1 Artikel 6: neuer Absatz 4 in § 3 WindBG

Gemäß eines neuen Absatz 4 in § 3 WindBG-Entwurf sollen die Länder durch Landesgesetz für das jeweilige Bundesgebiet höhere als die in der Anlage geregelten Flächenbeitragswerte verbindlich vorsehen können und die Stichtage für das Zwischenziel (bisher 31.12.2027) und das finale Ziel (bisher 31.12.2032) auf einen früheren Zeitpunkt vorziehen können. Soweit ein Land von den Möglichkeiten Gebrauch gemacht hat, ersetzen die durch das Landesgesetz festgelegten Ziele und Fristen die im WindBG und seiner Anlage vorgesehenen Flächenbeitragswerte und Zeitpunkte.

In der Gesetzesbegründung wird ausgeführt, dass die Länder auch nur die Flächenbeitragswerte anheben, lediglich die Stichtage vorziehen oder beides kombinieren können. Im Falle eines gesetzlichen Verweises auf die Flächenbeitragswerte und die dazugehörigen Stichtage gelten die durch Landesrecht geregelten Vorgaben. So sind etwa für die Regelungen des WindBG gleichermaßen wie etwa für die Regelungen in §§ 245e und 249 des Baugesetzbuchs (BauGB), insbesondere für die Rechtsfolgenregelungen für den Fall des Erreichens oder Verfehlens der Flächenbeitragswerte, die durch Landesgesetz verschärften Flächenziele und Stichtage maßgeblich.

Bei der geplanten Regelung handelt es sich in Bezug auf die Möglichkeit, höhere Flächenbeitragswerte vorzusehen, genau genommen lediglich um eine Klarstellung. Die Flächenbeitragswerte des WindBG werden in der Praxis jedoch häufig als Maximalziele gewertet. Schon § 249 Absatz 4 BauGB macht klar, dass es sich bei den Flächenbeitragswerten nach WindBG tatsächlich nur um Mindestziele handelt. Es steht den Ländern frei, per Landesgesetz mehr Flächenausweisung vorzugeben bzw. es steht den jeweiligen Planungsträger*innen kraft ihrer Planungshoheit und unter Beachtung höhergestellter Planung frei, mehr Flächen auszuweisen. **Gerade in den unteren Planebenen ist Verunsicherung hinsichtlich ihrer Planmöglichkeiten wahrzunehmen, daher regt der BWE an, in der Gesetzesbegründung zur geplanten Regelung zumindest klarzustellen, dass die Planungsträgerinnen im Rahmen ihrer Möglichkeiten weiterhin mehr Windflächen ausweisen können.** Bereits jetzt haben einige Bundesländer ein früheres Erreichen der Mindestziele angekündigt.⁸ Durch die Regelung neu wäre, dass die Länder durch Vorziehen der Stichtage die Rechtsfolgen im Falle des Erreichens der

⁸ Vgl. FA Wind (2023): Überblick zur Umsetzung der Flächenbeitragswerte aus dem WindBG in den Bundesländern – [LINK](#).

Flächenbeiträge (Entprivilegierung von WEA außerhalb ausgewiesener Gebiete) oder Verfehlens der Flächenbeiträge (Aufleben Außenbereichsprivilegierung für WEA)⁹ vorziehen können. Dies ist grundsätzlich zu begrüßen.

Nach Ansicht des BWE wäre ein generelles Vorziehen des finalen Mindestflächenziels auf Ende 2025 und die Streichung des Zwischenziels allerdings zielführender für einen beschleunigten Ausbau als den Ländern bloß die Möglichkeit zum Vorziehen der Stichtage einzuräumen.¹⁰ Das Zwischenziel ist unnötig, verursacht doppelten Planaufwand und führt zu Verzögerungen. Mit dem Vorziehen der Mindestflächenziele hätten die Planerinnen zeitiger Planungssicherheit.

Als sehr wichtig erachtet der BWE in diesem Zusammenhang auch die Umsetzung der im Koalitionsausschuss vom 28. März 2023 und im Eckpunktepapier der Bundesregierung angekündigten sog. Gemeindeöffnungsklausel.¹¹ Demnach sollen Kommunen auch dann Flächen für Windenergie ausweisen können, wenn die regionalen Planungen in ihrem Gebiet keine Windflächen vorgesehen haben. Der BWE hat hierfür bereits einen konkreten Gesetzesvorschlag unterbreitet.¹² Es ist wichtig, dass die Gemeinden unabhängig von bestehenden Ausschlusswirkungen (Verbot von Windflächen außerhalb von bereits festgesetzten Flächen) und auch unabhängig von pauschalen Länderabstandsklauseln Windflächen planen können. Um den Gemeinden größtmöglichen Handlungsspielraum einzuräumen, sollte es den Gemeinden auch möglich sein, von einer Ausschlusswirkung oder Länderabstandsklausel auf Genehmigungsebene abweichen zu können, indem sie ein entsprechendes gemeindliches Einvernehmen erteilen.

4 Weiterer Vorschlag zur Änderung des WindBG – § 6 WindBG um Nebenanlagen ergänzen

An dieser Stelle bringt der BWE einen nach seiner Sicht wichtigen Änderungsvorschlag vor, welcher in dieser Formulierungshilfe in Form einer Ergänzung des § 6 WindBG (Verfahrenserleichterungen in Windenergiegebieten) aufgenommen werden sollte. Es geht darum, die Beschleunigungswirkung von § 6 WindBG zu gewährleisten. Dieser sieht auf Genehmigungsebene den Wegfall der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) und eine modifizierte artenschutzrechtliche Prüfung für WEA in ausgewiesenen Windenergiegebieten vor. Leider wurden die zu den WEA dazugehörigen Nebenanlagen nicht explizit im Gesetzestext aufgenommen. Das sollte jetzt nachgeholt werden.

Der BWE sieht es gerade für WEA in Waldgebieten als unerlässlich an, das Nebenanlagen, worunter insbesondere die Zuwegung zur Erschließung der WEA fällt, von den Erleichterungen des § 6 mit zu umfassen sind, anderenfalls würde § 6 WindBG in diesen Gebieten konterkariert.

Bei Windenergie im Wald handelt es sich nicht um einen Ausnahmefall, der ggf. zu vernachlässigen wäre, wenn es in der aktuellen Situation zur Errichtung der Klimaschutz- und Ausbauziele für die erneuerbaren Energien nicht ohnehin auf jede einzelne WEA ankäme. Beispielsweise in Hessen befinden

⁹ Vgl. § 249 Absatz 7 BauGB.

¹⁰ Vgl. BWE (2023): Forderungskatalog: Aktuelle Positionen für den Windgipfel, S. 24 f. – [LINK](#).

¹¹ Vgl. Bundesregierung (2023): Windenergie-an-Land-Strategie, S. 9 – [LINK](#).

¹² Vgl. BWE (2023): Forderungskatalog: Aktuelle Positionen für den Windgipfel, S. 25 ff. – [LINK](#).

sich 86 Prozent der Windenergiegebiete im Wald; und auch in Bayern, Niedersachsen und Thüringen gibt es viele Waldgebiete.

Es ist nicht Sinn und Zweck der Regelung in § 6 WindBG, die WEA von der UVP freizustellen und die UVP dann im Zuwegungsgenehmigungsverfahren nachzuholen.¹³ Die Zuwegungsgenehmigung wäre in diesen Fällen, also ohne Einbezug in § 6 in Waldgebieten, viel aufwändiger als die WEA-Genehmigung, und die Projektrealisierung würde sich in vielen Fällen verzögern. Allein mit der (beschleunigten) WEA-Genehmigung ist also noch keine beschleunigte Projektrealisierung erreicht, wenn noch nicht klar ist, unter welchen Umständen und wann die Zuwegung gebaut werden kann. In Hessen ist es so, dass die Vorlage der Annexgenehmigungen (hierunter fällt die Zuwegungsgenehmigung) von der BImSch-Behörde zeitlich so gefordert wird, dass BImSch- und Annexantrag „zusammen“ entschieden werden können. Insofern kann in Hessen ohne die genehmigten Annexanträge (u.a. der Zuwegung) auch nicht in die Ausschreibung gegangen werden, da die BImSch-Genehmigung noch nicht erteilt wird. Das Verfahren mit UVP dauert viel länger und hat viel mehr Unsicherheiten – auch im Rechtsschutz – als ohne UVP. Eine vielleicht erteilte WEA-Genehmigung wird also mit Ungewissheiten einer Zuwegungsgenehmigung belastet und verzögert die Projektrealisierung.

Nach Ansicht des BWE entspricht die Inkludierung der Nebenanlagen auch der europarechtlichen Grundlage der Vorschrift. Artikel 6 der EU-Notfallverordnung (VO (EU)) ermöglicht den Mitgliedstaaten das Vorsehen von Ausnahmen von der UVP und den Bewertungen des Artenschutzes für „Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien“, also für die Vorhaben insgesamt und nicht nur für die einzelne WEA. Zudem gilt die VO (EU) „für alle Verfahren zur Genehmigungserteilung“, vgl. Artikel 1. Gemäß Artikel 2 Absatz 1a VO (EU) sind hierunter „alle einschlägigen behördlichen Genehmigungen für den Bau“ zu fassen. Dieser Auslegung steht auch nicht der Umstand entgegen, dass die Zuwegung ggf. teilweise außerhalb der Windenergiegebiete liegt, da die Erleichterung im Sinne der Beschleunigungswirkung der Vorschrift alle einschlägigen Genehmigungen erfassen soll und das Projekt (wenn auch nicht vollständig) weiterhin im Windenergiegebiet liegt.

Sollte diese Auslegung nicht gefolgt werden, kann auch unproblematisch zwischen Zuwegung innerhalb und außerhalb des Windenergiegebietes im behördlichen Verfahren differenziert werden (auch wenn dies nicht dem Ziel entspricht) und die Vereinfachung nach § 6 WindBG nur für Nebenanlagen gelten, soweit sie in ausgewiesenen Windenergiegebieten liegen.

Konkret: Der BWE regt an, § 6 Absatz 1 Satz 1 WindBG wie folgt anzupassen (**Text neu fett**):

(1) *Wird die Errichtung und der Betrieb oder die Änderung der Lage, der Beschaffenheit oder des Betriebs einer Windenergieanlage sowie den dazugehörigen Nebenanlagen in einem zum Zeitpunkt der Genehmigungserteilung ausgewiesenen Windenergiegebiet nach § 2 Nummer 1 beantragt, ist im Genehmigungsverfahren abweichend von den Vorschriften des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung eine Umweltverträglichkeitsprüfung und abweichend von den Vorschriften des § 44 Absatz 1 des Bundesnaturschutzgesetzes eine artenschutzrechtliche Prüfung nicht durchzuführen. Satz 1 ist nur anzuwenden, (...)*

¹³ Vgl. zur Erforderlichkeit der UVP für eine Zuwegungsgenehmigung Anhang 1 Nr. 17 zum Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG).

5 Weiterer Vorschlag zur Änderung im Strompreisbremsegesetz: In Nummer 1 Artikel 2 Nullmeldung vereinfachen

Zur Ermittlung der Überschusserlöse nach § 16 StromPBG werden Anlagenbetreibern umfassende Mitteilungspflichten auferlegt, vgl. § 29 StromPBG. Die anlagenscharfe Meldung stellt Anlagenbetreiber vor einen **enormen bürokratischen Aufwand**. Im Falle von Meldungen, die zu einer Abschöpfung führen, ist dieser Aufwand grundsätzlich hinnehmbar. Die gesunkenen Preise am zu berücksichtigenden Strommarkt führen aktuell indes zu keinerlei Abschöpfung.¹⁴ **Der hohe Aufwand für diese „Nullmeldungen“ bindet nicht nur bei Anlagenbetreibern entsprechende Kapazitäten, sondern auch bei Netzbetreibern und Direktvermarktern.** So sind beispielsweise in den Monaten Januar bis März 2023 für den überwiegenden Anteil der Windenergieanlagen Überschusserlöse in Höhe von 0,00 EUR ermittelt worden. Nach vorläufigen Berechnungen des BEE ist ebenfalls für die Monate Mai und Juni mit Überschusserlösen in Höhe von 0,00 EUR zu rechnen.

Die überschlägig zu errechnende und zu prüfende Nullmeldung könnte aus Sicht des BWE zum Standard-Fall werden. Wir regen daher an, dass diesem Umstand im Gesetz Rechnung getragen wird und schlagen vor, § 29 StromPBG wie folgt zu ändern:

In Absatz 1 Nr. 2 wird eingefügt (neuer Text **fett**):

2. *die Netzeinspeisung der Stromerzeugungsanlage im Abrechnungszeitraum in viertelstündlicher Auflösung; im Rahmen der Mitteilung sind Anpassungen der Einspeisung nach § 13a Absatz 1 und § 14 Absatz 1 und 1c des Energiewirtschaftsgesetzes einzubeziehen sowie eigenständig mitzuteilen; die Meldung kann in vereinfachter Form mit monatlicher Auflösung erfolgen, soweit ersichtlich ist, dass anhand der Monatsmarktwerte des Abrechnungszeitraumes keine Abschöpfung erfolgt,*

Unter § 29 StromPBG wird hierdurch klargestellt, dass im Falle einer überschlägig erkennbaren Nullmeldung eine vereinfachte Meldung mit Monatsbetrachtung genügt, ohne dass die Redispatch-Ausfallsarbeitszeitreihen und die Netzeinspeisung in viertelstündlicher Auflösung erfolgen muss. Zur vereinfachten Meldung genügt das Ausfüllen des Deckblattes im von den ÜNB bereitgestellten Berechnungstool¹⁵.

¹⁴ Nach § 29 Abs. 1 Nr. 2 StromPBG sind unter anderem anlagenscharfe Lastgang-Daten und anlagenscharfe Ausfallarbeitszeitreihen (Redispatch-AUAZR) in viertelstündlicher Auflösung zu melden. Gerade dieser Teil der Meldung erfordert einen enormen Aufwand, obgleich schon nach einer einfachen Überschlagsrechnung über den Anzulegenden Wert nach EEG plus Sicherheitsaufschlag sowie den Referenzmarktwert des Monats im Vorfeld für beispielsweise die o.g. Monate Januar bis März 2023 ersichtlich ist, dass hierfür im Ergebnis ein finaler Überschusserlös von 0,00 EUR zu errechnen ist. Es erfolgt faktisch eine Nullmeldung.

¹⁵ Zur Berechnung der Überschusserlöse haben die Übertragungsnetzbetreiber auf ihrer Internetplattform „Netztransparenz.de“ ein entsprechendes Berechnungstool im Excel-Format bereitgestellt: [LINK](#).



Bundesverband WindEnergie

Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.

EUREF-Campus 16

10829 Berlin

030 21234121 0

info@wind-energie.de

www.wind-energie.de

V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto

Pixabay (CCO)

Haftungsausschluss

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Der Bundesverband WindEnergie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002154 eingetragen.

Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Ansprechpartner*innen

Marco Utsch

Justiziar

m.utsch@wind-energie.de

Ron Schumann

Referent Politik

r.schumann@wind-energie.de

Lilien Böhl

Justiziarin

l.boehl@wind-energie.de

Datum

9. Juni 2023



Stellungnahme

Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung (IMK)

Gesetzentwurf der Bundesregierung

„Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes, zur Änderung des Strompreisbremsegesetzes sowie zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze und zur dazugehörigen Formulierungshilfe“

BT-Drs. 20/6873

siehe Anlage

Gesetzentwurf der Bundesregierung

„Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes, zur Änderung des Strompreisbremsengesetzes sowie zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze“

BT-Drs. 20/6873

Schriftliche Stellungnahme für die Anhörung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie des Deutschen Bundestages am 14.6.2023

Prof. Dr. Sebastian Dullien

(Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung, IMK, der Hans-Böckler-Stiftung und Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin)

13.6.2023

Zusammenfassung

Insgesamt sind die Korrekturen und Veränderungen an den Gesetzen folgerichtig, wenn man die ursprüngliche Intention der Energiepreisbremsen und die Historie der ursprünglichen Gesetzgebung betrachtet. Sie helfen, die Wirksamkeit der Preisbremsen auf die Finanzen der Privathaushalte sowie die Inflationsrate sicherzustellen und verbessern gleichzeitig die Missbrauchskontrolle. Allerdings bleibt das Problem, dass angesichts des aktuellen Marktdesigns insbesondere beim Strom jederzeit wieder neue, massive Preisschwankungen mit gravierenden ökonomischen und Verteilungsaspekten auftreten können. Hier wäre es sinnvoll, noch einmal grundsätzlicher das Design insbesondere der Elektrizitätsmärkte anzugehen.

Der Sachverhalt

Es liegen zur Beratung eine Reihe von Gesetzesänderungen vor, die an verschiedenen Stellen die im vergangenen Winter beschlossenen Gesetze zur Einführung von Preisbremsen für Erdgas, Fernwärme und Strom korrigieren und nachbessern. Neben der Einführung eines speziellen Referenzpreises für Heizstrom im Rahmen der Strompreisbremse, der zur Entlastung jener Haushalte führen dürfte, die mit Strom heizen, geht es dabei vor allem um redaktionelle Änderungen, geringfügige Veränderungen der Verwaltungs- und Meldeabläufe sowie um eine Verbesserung der Eingriffsmöglichkeiten bei möglichen Missbräuchen der Preisbremsen.

Bewertung

Insgesamt sind die Korrekturen und Veränderungen an den Gesetzen folgerichtig, wenn man die ursprüngliche Intention der Gaspreisbremse und die Historie der ursprünglichen Gesetzgebung betrachtet. Der Preisanstieg bei Erdgas, Strom und Fernwärme im vergangenen Herbst drohte, die deutsche Inflation über die psychologisch wichtige Schwelle von 10 Prozent zu heben, soziale Schieflagen durch finanzielle Überlastungen von Privathaushalten sowie Unternehmensinsolvenzen zu verursachen und so die deutsche Wirtschaft in eine tiefe Rezession zu stürzen. Die Preisbremsen haben hier nun einen Beitrag zum Abfangen dieser Risiken geleistet und so insgesamt dazu beigetragen, dass die Inflation nun wieder fällt und der Konsumeinbruch zur Jahreswende nicht noch stärker ausgefallen ist (Dullien et al. 2022, Dullien et al. 2023, Sachverständigenrat 2022). Allerdings wurden die ursprünglichen Gesetze für die Energiepreisbremsen sehr hektisch geschrieben, verabschiedet und umgesetzt, sodass nun einige Nachbesserungen notwendig sind.

Diese Nachbesserungen sind nachvollziehbar und weitgehend zielführend. Auch die Einführung eines weiteren Referenzpreises für Heizstrom ist folgerichtig, um nicht Haushalte mit Gasheizung gegenüber jenen mit Stromheizung besser zu stellen, insbesondere, da durch das Marktdesign am Strommarkt der Preis für Erdgas und zeitweise auch Steinkohle einen starken Einfluss auf den Strompreis hat. Die Entlastung des Heizstroms hier ist auch aus Akzeptanzgründen für das politische Ziel wichtig, Menschen zu einem Umstieg auf Wärmepumpen zu bewegen. Der Verzicht auf einen eigenen Referenzpreis für Heizstrom hätte hier zu größeren Kostenschwankungen bei jenen Haushalten geführt, die mit Strom heizen, während diese Schwankungen bei Gasheizungen abgedeckt worden wären. Bei dieser Frage ist außerdem zu beachten, dass hohe Strompreise für Heizenergie nicht nur Haushalte mit effizienten Wärmepumpen treffen, sondern auch jene geschätzt mehr als eine Millionen Haushalte, die noch mit Nachspeicheröfen heizen.

Bei der Bewertung darf allerdings nicht vergessen werden, dass die Preisbremsen Instrumente waren, die kurzfristig auf eine Krisensituation extrem hoher und volatiler Energiepreise reagieren sollten. Sie waren quasi ein Noteingriff an den Energiemarkten, der die gravierendsten Folgen der massiv und schnell gestiegenen Preise für Erdgas, Fernwärme und Elektrizität für Privathaushalte und Unternehmen abfedern sollten. Dies ist gelungen, aber es ist klar, dass die Preisbremsen in ihrer aktuellen Form alleine aufgrund einer fehlenden dauerhaften fiskalischen Finanzierung keine Dauerinstrumente sein sollten.

Leider ist nach dem Abbruch der Lieferungen von Energie aus Russland und der anstehenden Dekarbonisierung auch in den kommenden Jahren mit sehr schwankungsanfälliger, zeitweise sehr teurer Energie und Gewinnmitnahmen mit unerwünschten Verteilungseffekten zu rechnen. Hier

sollte der Gesetzgeber überlegen, welche Instrumente und Änderungen am Marktdesign für Energieträger zielführend sein könnten, um erneute kurzfristige Noteingriffe an den Energiemarkten unnötig zu machen. Denkbar und sinnvoll wäre hier unter anderem ernsthafte Anstalten zur Reform des Strommarktdesigns und Maßnahmen, die unerwünschten Effekte der sogenannten Merit Order Preissetzung abfangen. Gut gestaltet könnten solche Reformen auch das Problem der Extragewinne mit korrigieren. Insbesondere im Jahr 2022 ist es zu massiven Überprofiten in der Energieerzeugung gekommen, die zu einer Umverteilung von Energieverbraucher:innen zu Energieproduzent:innen geführt haben. Für die zum 1. Dezember 2022 in Kraft getretene Abschöpfung so genannter Übererlöse im Strommarkt liegen zwar keine abschließenden Daten vor, sie wird allerdings generell als wenig wirkungsvoll angesehen.

Ein Ansatzpunkt, die stärksten Preisausschläge auf dem Strommarkt (und damit auch Übergewinne) zu begrenzen, wäre, die Produktion des Spitzenlaststroms zu subventionieren, wie beim so genannten iberischen Mechanismus (auch "Tope al Gas") passiert.¹ Damit konnte der Börsenstrompreis in Spanien deutlich unter den deutschen Börsenstrompreis gedrückt werden (im Durchschnitt ca. 50% im zweiten Halbjahr 2022). Ein anderer Ansatzpunkt könnte sein, dass eine staatliche Gesellschaft den Betrieb der Kraftwerke für die Spitzenlast übernimmt und hier mit Subventionen Preisspitzen verhindert, die dadurch den Preis für den ganzen Markt senken.

Eine Möglichkeit, um im aktuellen Strommarktdesign die Übergewinne für Betreiber Erneuerbarer Energien zu begrenzen, bei gleichsamer Stabilisierung der Preise für Betreiber, liegt in der Umstellung der Förderung. Das betrifft vor die Betreiber von Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Anstelle der Förderung mithilfe der gleitenden Marktpremie könnten bzw. sollten bei Betreibern Contracts for Differences zur Anwendung kommen. Die gleitende Marktpremie sichert die Betreiber gegen zu stark fallende Bösenstrompreise ab und lässt Gewinne unbegrenzt nach oben zu. Dagegen werden bei Differenzverträgen/Contracts for Difference Gewinne oberhalb einer (definierten) Grenze abgeschöpft und können zu Kompensationszwecken für Nachfrager:innen genutzt werden.²

Auch die Einführung eines Industriestrompreises sollte geprüft werden, wobei eine Ausgestaltung gewählt werden sollte, die Transformationsanreize schafft beziehungsweise hoch hält und zugleich Anreize zum Energiesparen und flexibler Elektrizitätsnutzung schafft. Hier könnte sich an den Vorgaben gemäß Strompreiskompensation orientiert werden.

Andere Elemente eines resilenteren Strommarktdesigns könnte die Förderung von Stromproduktion kommunaler Stadtwerke sein, die ihren Kunden den Durchschnitts- statt den Grenzpreis von Elektrizität in Rechnung stellen könnten.

¹ Für eine Beschreibung und Analyse des iberischen Modells für den Strommarkt siehe Furtwängler et al. (2022).

² Für Detail siehe Kröger, Neuhoff und Richstein (2022).

Literatur

Dullien, Sebastian; Herzog-Stein, Alexander; Hohlfeld, Peter; Rietzler, Katja; Stephan, Sabine; Tober, Silke; Theobald, Thomas; Watzka, Sebastian (2022): Energiepreisschocks treiben Deutschland in die Rezession, IMK Report 177, September, Düsseldorf.

Dullien, Sebastian; Herzog-Stein, Alexander; Hohlfeld, Peter; Rietzler, Katja; Stephan, Sabine; Tober, Silke; Theobald, Thomas; Watzka, Sebastian (2023): Schwache Dynamik nach Energiepreisschocks und Zinserhöhungen, IMK Report 180, September, Düsseldorf.

Furtwängler, Christian; Knaus, Karina; Schweitzer, Marcel; Zwieb, Lucas (2022): Empirical Analysis of the Iberian Electricity Price Cap. Lessons Learned for the Price Reduction Mechanism in Spain and Portugal and Implications for an EU-wide Application, Österreichische Energieagentur, Wien.

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2022): Energiekrise sozialistisch bewältigen, neue Realität gestalten. Jahresgutachten 2022/23, Wiesbaden.

Kröger, Mats; Neuhoff, Karsten; und Richstein, Jörn (2022): Differenzverträge fördern den Ausbau erneuerbarer Energien und mindern Strompreisrisiken, DIW Wochenbericht 35 / 2022, S. 439-447.



Stellungnahme

Verband Kommunaler Unternehmen e. V.

Gesetzentwurf der Bundesregierung

„Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes, zur Änderung des Strompreisbremsegesetzes sowie zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze und zur dazugehörigen Formulierungshilfe“

BT-Drs. 20/6873

A-Drs. 20(25)369 FH NEU

siehe Anlage

›STELLUNGNAHME

zum Gesetzentwurf der Bundesregierung eines Gesetzes zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes, zur Änderung des Strompreisbremsengesetzes sowie zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze vom 17.05.2023 unter Berücksichtigung der Formulierungshilfe der Bundesregierung

Berlin, 12. Juni 2023

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit rund 293.000 Beschäftigten wurden 2020 Umsatzerlöse von 123 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 16 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 60 Prozent, Trinkwasser 89 Prozent, Wärme 88 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat rund 76 Prozent ihrer CO2-Emissionen seit 1990 eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 206 Unternehmen investieren pro Jahr über 957 Millionen Euro. Künftig wollen 80 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten. Wir halten Deutschland am Laufen – klimaneutral, leistungsstark, lebenswert. Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: 2030plus.vku.de.

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

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

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung seiner Stellungnahme (im Internet) einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Bedeutung des Vorhabens für kommunale Unternehmen

Die Umsetzung der Energiepreisbremsen für Gas, Wärme und Strom war und ist für Energieversorger und Stadtwerke eine Mammutaufgabe. Energieversorger und Stadtwerke haben hier kurzfristig eine staatliche Aufgabe übernommen, die äußerst komplex und in sehr knapper Umsetzungsfrist zu bewältigen war. Innerhalb kürzester Zeit musste das komplexe und nicht in jeder Hinsicht widerspruchsfreie Gesetzeswerk umgesetzt werden. Dies gelang nur mit einem enormen Aufwand, der mit den vorhandenen Ressourcen kaum zu bewältigen war, insbesondere auch bei der IT-Umsetzung. Die Energiepreisbremsen beanspruchen auch jetzt noch viele Ressourcen bei den Energieversorgern, da von Seiten der Kunden noch sehr viele offene Fragen bestehen, da die Systematik für den durchschnittlichen Energieverbraucher nur schwer nachzuvollziehen ist und die Gesetze selbst an vielen Stellen unklar sind. Grundlegende Änderungen würden dazu führen, dass alle Umsetzungsschritte nochmals überprüft und ggf. angepasst werden müssten; der Aufwand würde praktisch noch einmal verdoppelt.

Deswegen begrüßen wir den Ansatz des Gesetzentwurfs, nur die notwendigsten Korrekturen durchzuführen und die Umsetzungssystematik möglichst wenig zu ändern. Der Großteil der vorgeschlagenen Regelungen ist sinnvoll und für die weitere Anwendung hilfreich. Dagegen führen grundsätzliche Änderungen zu diesem späten Zeitpunkt nur zu hohem Aufwand, ohne dass dem ein wesentlicher Vorteil für die Verbraucher entgegenstünde. Dies gilt insbesondere für die geplanten Sonderregelungen bei Heizstrom.

Positionen des VKU in Kürze

- › Der VKU begrüßt, dass eine Härtefallregelung für Unternehmen vorgesehen ist, bei denen das Referenzjahr 2021 aufgrund z. B. von einer besonderen Betroffenheit bei Corona oder der Ahrtalflut kein sinnvoller Anknüpfungspunkt ist. Es ist vor allem richtig und sinnvoll, dass diese Härtefallregelung über Behörden und nicht über die Energieversorger abgewickelt wird, die keine Informationen und Ressourcen für entsprechende Einzelfallentscheidungen haben. Die ordnungs- und sozialpolitisch verfehlte Grundentscheidung der Energiepreisbremsengesetze, staatliche Unterstützung über Energieversorger zu gewährleisten, muss auf den konkreten Einzelfall begrenzt bleiben. Die konkrete Ausgestaltung der Härtefallregelungen führt dazu, dass kommunale Unternehmen nicht antragsberechtigt sind. Hier ist eine Nachbesserung für Schwimmbäder und kommunale Sportstätten notwendig.
- › Die Einführung eines zusätzlichen Referenzpreises für Heizstrom lehnt der VKU aufgrund des dadurch verursachten zusätzlichen Aufwands und der bereits jetzt schon

entstandenen Kosten im dreistelligen Millionenbereich für die Abwicklung der Energiepreisbremsen ab. Stattdessen sollten Heizstromkundinnen und -kunden **pauschal und direkt entlastet** werden, idealerweise mit Mitteln des sozialen Transferrechts und perspektivisch mit einem Energiegeld – so wie es auch die Expertenkommission seinerzeit der Bundesregierung empfohlen hatte.

- Die beihilferechtlichen Regelungen in den Energiepreisbremsengesetzen verursachen große Probleme für Gebietskörperschaften und für andere juristische Personen, die sowohl hoheitlich als auch unternehmerisch tätig sind. Die Energiepreisbremsengesetze treffen keine Aussage dazu, wie im Einzelfall zu bestimmen ist, welche Energiemengen hoheitlichen oder wirtschaftlichen Zwecken dienen. Dabei ist die Abgrenzung von hoheitlichen zu wirtschaftlichen Tätigkeiten im Einzelfall sehr schwierig vorzunehmen und daher auch weder für Kommunen noch für Energieversorger praktikabel. Bislang gibt es zu diesen Fragen auch keine weiterführende Handreichung. Sinnvoll wäre eine Regelung, mit der explizit geringfügige unternehmerische Tätigkeit von Gebietskörperschaften ausgenommen wird; eine solche Regelung gibt es aber derzeit nur für Forschungseinrichtungen. Hier ist dringend praxisnahe Unterstützung von Letztverbrauchern und Energieversorgungsunternehmen notwendig.

Stellungnahme

Grundsätzliches

Eine Ausweitung der Komplexität der Preisbremsen durch neue Berechnungsgrundlagen oder -parameter wie etwa ein nachträglich eingeführter Referenzpreis für Heizstrom führt vermehrt zu Abrechnungstopps und gefährdet damit die Zahlungsfähigkeit der Energieversorgungsunternehmen und ihrer Kunden. Änderungen von Parametern oder Variablen lassen sich nicht beliebig in das IT-System einpflegen, ohne dass weitere grundsätzliche Neuprogrammierungen notwendig werden. Es sollte keine weiteren Änderungen der schon bestehenden Berechnungsregeln der Preisbremsen geben, die über die Klärung schon bestehender Fragen hinaus eine Neuberechnung und damit weitere erhebliche zeitliche Verzögerungen bei der Abwicklung nach sich ziehen. Stattdessen bedarf es einer pauschalen, direkten Entlastung über eine Bundesstelle, welche durch die Prüfbehörde zu administrieren ist.

Artikel 1 Nummer 12 lit. b, Artikel 2 Nummer 9 lit. b (zu § 19 Abs. 8 EWPBG, § 11 Abs. 8 StromPBG)

Regelungsvorschlag:

Streichung von jeweils Abs. 8.

Begründung:

Lieferanten haben in der Regel nur Kenntnis von ihrem unmittelbaren Lieferverhältnis mit Kunden. Sie wissen nichts über Bezüge ihrer Endkunden bei anderen Energieversorgern oder darüber, welche verbundenen Unternehmen ggf. in die Höchstgrenzen eines Kunden miteinbezogen werden müssten. Die Energiepreisbremsengesetze enthalten bereits Vorschriften, mit denen sichergestellt wird, dass auf das konkrete Lieferverhältnis bezogen die Höchstgrenzen eingehalten werden. Weitergehende Verpflichtungen der Lieferanten sind nicht sinnvoll.

Entsprechend ist bei Art. 2, Nr. 9 lit. b) auch der § 11 Abs. 8 StromPBG zu streichen.

Artikel 1 Nummer 22; Artikel 2 Nummer 12 (zu § 37a EWPBG, § 12b StromPBG)

Regelungsvorschlag:

Ergänzung von § 37a Abs. 1 EWPBG und § 12b StromPBG:

§ 37 a EWPBG, § 12b StromPBG

(1) Ein Letztverbraucher, der [...], kann bei der Prüfbehörde einen Antrag auf Gewährung eines zusätzlichen Entlastungsbetrags stellen, wenn

1. er nachweist, dass er

a) **für einen Zeitraum im Kalenderjahr 2021** Corona-Überbrückungshilfen für kleine und mittelständische Unternehmen, Soloselbständige und Angehörige der Freien Berufe, die in Folge der Corona-Krise erhebliche Umsatzausfälle erlitten haben, oder Mittel aus dem Fonds „Aufbauhilfe 2021“ durch ein Land erhalten hat, oder **im Kalenderjahr 2020 außerordentliche Wirtschaftshilfen auf Grundlage der Regelung zur vorübergehenden Gewährung einer außerordentlichen Wirtschaftshilfe zugunsten von Unternehmen, deren Betrieb aufgrund der zur Bewältigung der Pandemie erforderlichen Maßnahmen temporär im November und/oder Dezember 2020 geschlossen wird, im Geltungsbereich der Bundesrepublik Deutschland im Zusammenhang mit dem Ausbruch von COVID-19.** [...]

Begründung:

Wir begrüßen ausdrücklich, dass die Möglichkeit einer zusätzlichen Entlastung zum Ausgleich atypischer Minderverbräuche in den neuen § 37a EWPBG, § 12b StromPBG einen Prozess ohne neue Pflichten für die Energielieferanten vorsieht und damit eine weitere Überlastung dieser vermeidet.

Antragsberechtigt sind allerdings nur Unternehmen, wenn sie Erdgas/Wärme/Strom im Wege der registrierenden Leistungsmessung entnommen haben und nachweisen, dass sie für einen Zeitraum im Kalenderjahr 2021 Corona-Überbrückungshilfen für kleine und mittelständische Unternehmen, Soloselbständige und Angehörige der Freien Berufe, die in Folge der Corona-Krise erhebliche Umsatzausfälle erlitten haben, oder Mittel aus dem Fonds „Aufbauhilfe 2021“ durch ein Land erhalten haben. Kommunale Betriebe waren allerdings vollumfänglich von der Inanspruchnahme der Corona-Überbrückungshilfen ausgeschlossen. Sie waren nur im Hinblick auf die November-/Dezemberhilfe 2020 anspruchsberechtigt. In Bezug auf kommunale Schwimmbäder und Sportstätten ergibt sich hier eine Schlechterstellung gegenüber anderen von Corona-Effekten betroffenen Branchen.

Artikel 2 Nummer 3 lit. c (zu § 5 Absatz 3 StromPBG)

Regelungsvorschlag:

Streichung von Abs. 3

Begründung:

Wir lehnen die Einführung einer zusätzlichen Regelung für Heizstrom ab. Der Regelungsvorschlag geht von einem eigenen Referenzpreis aus; die Administration obliegt damit wieder vollständig den Energieversorgern. Die Sonderregelungen für Heizstrom betreffen ca. 2 Mio. Versorgungsverhältnisse, führen also zu einem erheblichen Mehraufwand.

Die Umsetzung der Energiepreisbremsengesetze hat bei allen Unternehmen zu großem Aufwand geführt, für alle Letztverbraucher musste der Differenzbetrag und das Entlastungskontingent berechnet werden, die Entlastungen mussten IT-technisch umgesetzt werden. Eine Sonderregelung für Wärmestrom, so sinnvoll sie auch ist, führt nun dazu, dass mehrere Millionen Lieferverhältnisse neu bewertet werden müssen. Zunächst müssen die Stromversorger feststellen, welche Netzentnahmestellen ausschließlich dem Betrieb einer Wärmepumpe oder einer Stromheizung dienen. Bei separaten Netzanschlüssen wird man zwar regelmäßig wissen, dass es sich um Wärmepumpen handelt; diese Anschlüsse sind häufig mit unterbrechbaren Verträgen hinterlegt. Allerdings ist nicht unbedingt klar, ob ausschließlich eine Wärmepumpe beliefert wird – der Verbraucher kann natürlich noch z.B. eine Wallbox oder andere Stromverbraucher an einer solchen Abnahmestellen haben. Noch schwieriger wird es bei der zweiten betroffenen Gruppe, die über einen Zwei-Tarifzähler belieferten Abnahmestellen, für die es einen HT- und NT-Tarif gibt. Diese Tarife werden aus ganz verschiedenen Gründen genutzt, Heizstrom ist nur einer davon. Der Versorger muss hier erst einmal feststellen, welche Kunden überhaupt betroffen sind. Im Falle der Zwei-Tarifzähler muss er dann einen abnahmestellenspezifischen Referenzpreis ermitteln. 28 Ct/40 Ct, gewichtet nach der zeitlichen Gültigkeit des Schwachlasttarifs und des Hochlasttarifs. Da die HT/NT-Zeiten von den Netzbetreibern nach den örtlichen Gegebenheiten festgelegt werden, bedeutet das für überregional tätige Unternehmen, dass sie für jedes Netzgebiet einen eigenen Referenzpreis hinterlegen müssen. Damit dies in der Abrechnung berücksichtigt werden kann, muss auch die IT entsprechend angepasst werden. Wir erkennen an, dass das Gesetz hier keine rückwirkende Anwendung vorsieht, die dazu führen würde, dass man die gesamten Abrechnungen wieder aufmachen müsste. Die Umsetzung der Heizstrom-Regelungen ist aber in keinem Fall, wie derzeit vorgesehen, in wenigen Wochen zu schaffen, die Anwendung ab 01. August 2023 ist praktisch nicht leistbar.

Für den VKU steht fest, dass eine die geltenden Regelungen des StromPBG (nachträglich) ergänzende Härtefallregelung für Heizstrom durch eine staatliche Stelle administriert werden sollte. Den Kundinnen und Kunden liegen alle Informationen vor, um gegenüber

einer staatlichen Prüfstelle die Anforderungen an einen Härtefall darzulegen. Eine staatliche Stelle könnte auch pauschale Entlastungslösungen bewältigen. Entweder als einmalige Zahlung oder zumindest als von der Behörde bewilligter Entlastungsbetrag vergleichbar einem Gutschein, der ggf. auch über mehrere Monate eingelöst werden kann.

Artikel 4 Nummer 1 (zu § 100 Abs. 17 EEG)

Regelungsvorschlag:

Anstelle der Möglichkeit einer Rückgabe von Zuschlägen sollte die Realisierungsfrist für Wind- und Solarenergievorhaben um 12 Monate verlängert und bei Fristüberschreiten kein Zuschlagsverlust mehr stattfinden. Für die Monate, in denen ein Projekt durch gerichtliche Baustopps und Gerichtsverfahren an der Umsetzung gehindert wird, sollte die Umsetzungsfrist zusätzlich verlängert werden.

Begründung:

Lieferzeiten für wesentliche Komponenten (z. B. Transformatoren, Umspannwerke) haben sich extrem verlängert und liegen aktuell bei deutlich über 24 Monaten. Gründe sind eine reduzierte Produktion in China, geringere Transportkapazitäten, der Krieg in der Ukraine sowie die Folgewirkungen der Corona-Pandemie.

Unternehmen können in einer solchen Situation gezwungen sein, ihre Projekte abzubrechen, weil eine Anlagenerrichtung nur mit Überschreitung der Realisierungsfrist und damit einhergehendem Zuschlagsverlust möglich wäre. Dies kann einem Unternehmen mehr Schaden zufügen als der Abbruch des Projekts (einschließlich der Nichtrealisierungspönale). Die Realisierungsfrist, die eigentlich den Ausbaupfad sicherstellen soll, kann also durchaus das Gegenteil bewirken, nämlich eine Gefährdung der Ausbauziele. Deshalb fordert der VKU, die Realisierungsfrist in den Ausschreibungen um 12 Monate zu verlängern.

Unabhängig davon sollte auch geprüft werden, ob der Zuschlagsverlust als Sanktion überhaupt erforderlich ist, da allein schon die Verzögerungspönale die Projektierer unter Druck setzt, ein bezuschlagtes Projekt fristgerecht zu realisieren. Abgesehen davon haben die Projektierer ohnehin ein eigenes wirtschaftliches Interesse an einer schnellen Inbetriebnahme.

Gerichtsverfahren können deutlich länger als 24 bzw. 36 Monate dauern. Erst nach Abschluss eines Gerichtsverfahrens kann die Umsetzung eines Projektes angegangen werden. Daher ist es erforderlich, die Umsetzungsfrist in diesen Fällen entsprechend anzupassen. Die bestehenden Verlängerungsmöglichkeiten gemäß EEG reichen hierfür nicht aus.

Artikel 4 (zu den Höchstwerten in den EEG-Ausschreibungen)

Regelungsvorschlag:

Die Höchstwerte sollten regelmäßig an die Marktentwicklung und die Teilnahmequote in den Ausschreibungen angepasst werden. Zudem sollte die Degression ausgesetzt werden.

Begründung:

Mit Festlegung vom 27.12.2022 hat die Bundesnetzagentur die Höchstwerte für die Ausschreibungen des Jahres 2023 angepasst. Damit hat sie von der Kompetenzerweiterung Gebrauch gemacht, die ihr mit Gesetzesbeschluss vom 15.12.2022 eingeräumt worden war.

Diese Entscheidung war vor dem Hintergrund steigender Zinsen und Finanzierungskosten sowie höherer Modulpreise und Schwierigkeiten bei den Lieferketten richtig. Viele fertig entwickelte Projekte nahmen nicht an der Ausschreibung teil, weil die Herstellungskosten, nicht zuletzt wegen des Ukraine-Krieges und des entsprechenden Drucks auf die Rohstoffpreise, signifikant gestiegen sind und sich die Finanzierungskosten deutlich erhöht haben (gestiegene Zinsen).

Um den Projektierern Investitionssicherheit über das Jahr 2023 hinaus zu ermöglichen, sollten die neuen Höchstwerte auch gesetzlich fixiert werden und ein Absinken auf den früheren Höchstwert ausgeschlossen werden. Darüber hinaus sollte die Möglichkeit einer weiteren regelmäßigen Anpassung des Höchstwertes gesetzlich verankert werden, auch um zu gewährleisten, dass bei steigenden Ausschreibungsmengen ausreichend Zuschläge verteilt werden können. Beispielsweise könnten die Höchstwerte jährlich um die allgemeine Inflationsrate – ggf. abzüglich eines Produktivitätsfaktors – erhöht oder die Höchstsätze je nach Über- oder Unterzeichnung der Ausschreibungen flexibel angepasst werden. Offensichtlich sind die Konditionen für viele Akteure nicht attraktiv genug, um an den Ausschreibungen teilzunehmen, oder schließen Standorte schon im Planungsstadium aus. Daher kann eine flexible Steuerung des Gebotswerts Projekte realisierbar machen und einen Wettbewerb fördern. Dies würde mittelfristig dazu führen, dass Höchstwerte steigen, wenn die Ausschreibungen unterzeichnet sind und vice versa.



Stellungnahme

Hauptstadtbüro Bioenergie

Gesetzentwurf der Bundesregierung

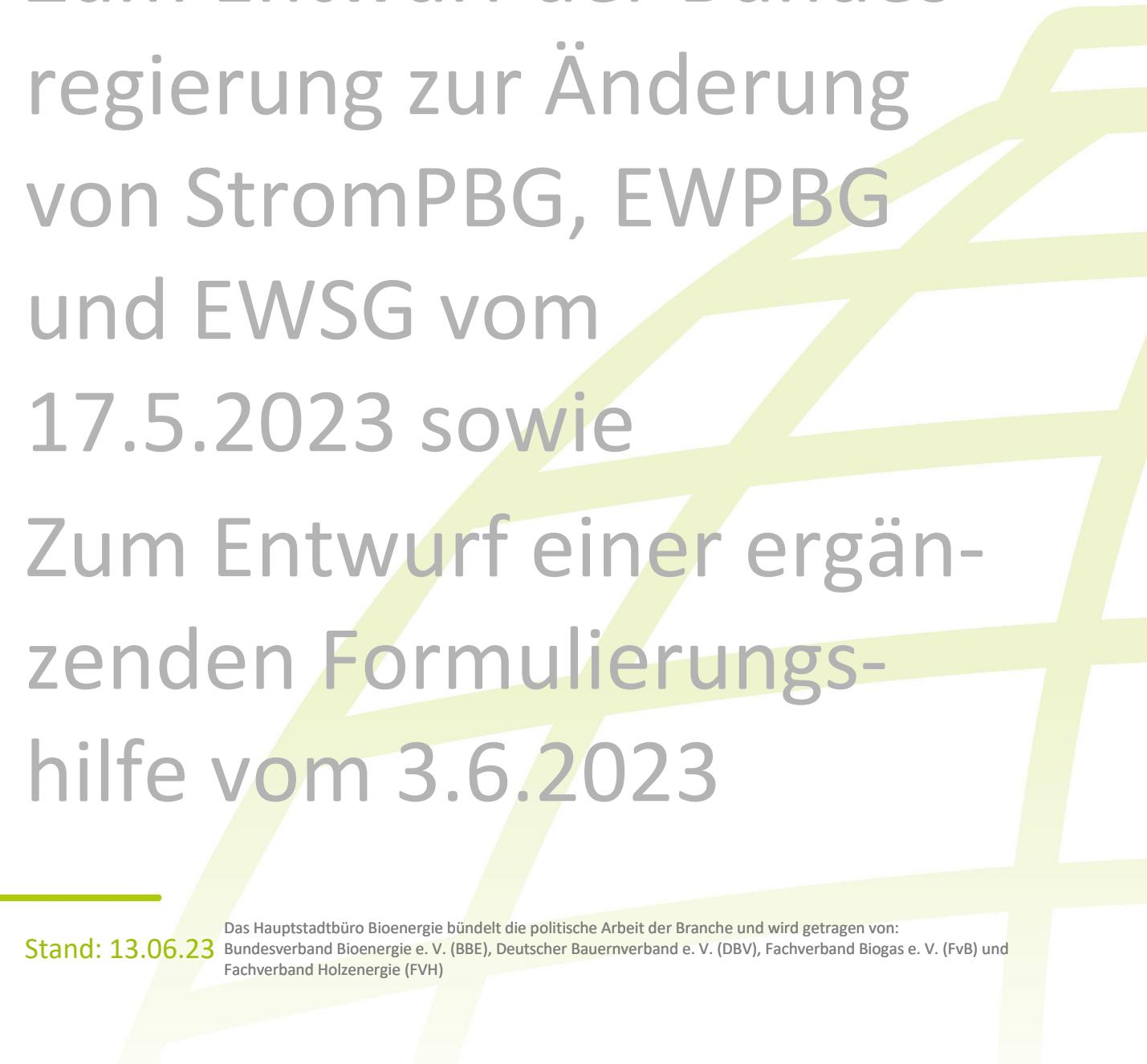
„Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes, zur Änderung des Strompreisbremsegesetzes sowie zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze und zur dazugehörigen Formulierungshilfe“

BT-Drs. 20/6873

siehe Anlage

**Stellungnahme zur Anhörung im Deutschen Bundestag
am 14.06.2023**

Zum Entwurf der Bundesregierung zur Änderung von StromPBG, EWPBG und EWSG vom 17.5.2023 sowie
Zum Entwurf einer ergänzenden Formulierungshilfe vom 3.6.2023



Inhalt

Das Wichtigste in Kürze	3
1. Vorbemerkung und Grundsätzliches.....	5
1.1. Zum Entwurf einer Novelle des Strompreisbremsengesetzes vom 17.5.2023	5
1.2. Zum Entwurf einer ergänzenden Formulierungshilfe vom 3.6.2023	5
2. Zu Artikel 2: Änderung des Strompreisbremsengesetzes	7
2.1. Zu Nr. 12: Neugestaltung der Bagatellgrenze für Biogasanlagen streichen (Streichung von Artikel 2 Nr. 12 KabE zur Neufassung von § 13 Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe a StromPBG)	7
2.2. Vorschlag zur Ergänzung des KabE: Ausweitung des Geltungsbereichs des Sicherheitszuschlags für Altholz (Änderung von § 16 Abs. 5 StromPBG)	8
3. Zu Artikel 4: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes	9
3.1. Zu Nr. 1: Verlängerung der befristeten Aussetzung der Höchstbemessungsleistung & der befristeten Flexibilisierung des Güllebonus (§ 100 Abs. 15, 16 EEG 2023 - neu)	9
3.2. Dringend notwendige Änderung im EEG: technische Anforderungen zur Emissionsminderung ans Fachrecht anpassen (Änderung von § 9 Abs. 5 Nr. 1 bzw. Ergänzung von § 100 EEG 2023)	10
3.3. Weitere Vorschläge für ergänzende Maßnahmen im EEG.....	11
3.3.1. Dauerhafte Anhebung der Obergrenze der Sondervergütungsklasse für Güllevergärung (Ergänzung von § 100 EEG 2023)	11
3.3.2. Befristete Aussetzung der Obergrenze für den Anteil von Mais am Einsatzstoffmix (Ergänzung von § 100 EEG 2023).....	12
3.3.3. Befristete Aussetzung der Vergütungsabsenkung für Anlagen mit einer Bemessungsleistung von über 5 MW (Ergänzung von § 100 EEG 2023)	12
3.3.4. Gasaufbereitungsbonus für Biomethan-KWK-Anlagen flexibilisieren (Ergänzung von § 100 EEG 2023)	13

Das Wichtigste in Kürze

Zum Entwurf einer Novelle des Strompreisbremsengesetzes vom 17.5.2023

1. Wiedereinführung der Zusammenfassung von Vor-Ort-BHKW und Satelliten-BHKW streichen: Der Kabinettsentwurf zur Einführung des Strompreisbremsengesetzes (StromPBG) vom 22.11.2022 enthielt eine „Zusammenfassungsregelung“, mit der ermittelt werden sollte, ob eine Biogasanlage unter die Bagatellgrenze von 1 Megawatt (MW) fällt. Nach dieser Regelung sollte die Leistung des BHKWs am Standort der Stromerzeugung und die Leistung von möglichen Satelliten-BHKW zusammengefasst werden.¹ Auf expliziten Wunsch der Regierungsfraktionen wurde diese Regelung gestrichen. Der Kabinettsentwurf zur StromPBG-Novelle sieht vor, diese Regelung zumindest für alle Anlagen, die seit dem 1.1.2012 in Betrieb genommen wurden, nun doch einzuführen. Angeichts der von den Regierungsfraktionen gewünschten Streichung ist diese teilweise Wiedereinführung der Zusammenfassungsregelung ein klarer Verstoß gegen den Wunsch des Gesetzgebers.

2. Ausweitung des Geltungsbereichs des Sicherheitszuschlags für Altholz auf weitere feste Biomassen: Neben Altholz sind auch andere feste Biomassen von hohen Preissteigerungen betroffen. Die Beschaffung von Brennstoffen macht bei Bioenergieanlagen den Wesentlichsten Teil der Kosten aus. Bei zu gering bemessenen Sicherheitszuschlägen können die hohen Kosten für Brennstoffe nicht mehr durch höhere Erlöse auf dem Strommarkt gedeckt werden. Die Ausweitung des erhöhten Sicherheitszuschlags für Altholz ist deshalb auch für andere holzartige Brennstoffe nötig.

3. Für Biogas-Bagatellgrenze auf tatsächliche Bemessungsleistung im jeweiligen Kalenderjahr abstellen: Im aktuellen StromPBG fallen alle Biogasanlagen unter die Bagatellgrenze, deren Bemessungsleistung im jeweiligen Kalenderjahr unter 1 MW lag. Mit dem Kabinettsentwurf der StromPBG-Novelle sollen alle Biogasanlagen unter die Bagatellgrenze fallen, deren Bemessungsleistung in 2021 unter 1 MW lag. Diese Änderung ist abzulehnen, weil sie Anlagen die Möglichkeit nimmt, durch eine Reduktion der Stromerzeugung in 2023 unter die Bagatellgrenze zu rutschen.

Für weitere Anmerkungen zum vorliegenden Gesetzesentwurf wird auf die [Langstellungnahme der Bioenergieverbände](#) verwiesen.

Zum Entwurf einer ergänzenden Formulierungshilfe vom 3.6.2023

1. Viele bestehende Bioenergieanlagen haben die Möglichkeit, kurzfristig ihre Gas-, Strom- und Wärmeproduktion zu erhöhen und so die Nutzung von Erdgas zu reduzieren und die Gasspeicher zu schonen. Mit Novellen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) sowie des Baugesetzbuchs (BauGB) vom Herbst 2022 wurden einige bestehende Begrenzungen befristet ausgesetzt. Es ist **zu begrüßen**, dass in der vorliegenden Formulierungshilfe **die Aussetzung der Begrenzungen im EEG verlängert** werden sollen.

2. Verschiedene Rückmeldungen aus der Praxis deuten darauf hin, dass die Möglichkeit zur befristeten Erhöhung der Gasproduktion **nicht in der Breite in Anspruch genommen wurde**. Dies scheint **verschiedene nicht-regulatorische Gründe** zu haben. Der wichtigste war die im Herbst einsetzende **Diskussion über die Stromerlösabschöpfung** im Rahmen des StromPBG, die in den Ausgestaltungen im Referenten- und Kabinettsentwurf

¹ Siehe: § 13 Abs. 3 Nr. 2 Buchstabe a KabE StromBG vom 25.11.2022. Dieser nimmt zur Bestimmung der Größe einer Biogasanlage bezug auf § 24 Abs. 1 EEG 2023, der die Zusammenfassung von BHKW am Standort der Biogaserzeugungsanlage und Satelliten-BHKW bestimmt. Eine detailliertere Darstellung dieses Zusammenhangs findet sich in der [Stellungnahme der Bioenergieverbände zum Kabinettsentwurf von 25.11.2022](#), Abschnitt 1.3.2..

des StromPBG sogar zu vielen Anlagenstilllegungen geführt hätte. Diese Diskussion hat zu einem massiven Vertrauensverlust bei Anlagenbetreibern geführt, der auch über den Beschluss des StromPBG fortwirkte.

3. Ein weiterer wichtiger Grund für die nur geringe Inanspruchnahme ist jedoch regulatorischer Natur und betrifft die **Vorgaben im EEG zur Minderung von Methanemissionen aus der Gärproduktlagerung**. Im EEG wird als Vergütungsvoraussetzung eine 150-tägige Mindestverweilzeit von Gärsubstraten im gasdichten System gefordert. Diese starre 150-Tage-Regelung sollte im Zuge der laufenden EEG-Novelle endlich durch einen Verweis auf das **einschlägigen Fachrechts (TA Luft) und den dortigen Vorgaben zur Methanemissionsminderung ersetzt werden**. Vorzugsweise sollten die Emissionsminderungspflichten im EEG dauerhaft an die TA Luft angeglichen werden. Dies könnte Investitionskosten für die Güllevergärung reduzieren und technische Innovationen anreizen.

1. Vorbemerkung und Grundsätzliches

1.1. Zum Entwurf einer Novelle des Strompreisbremsengesetzes vom 17.5.2023

Die im Herbst 2022 einsetzende Diskussion über die Stromerlösabschöpfung im Rahmen des Strompreisbremsengesetzes (StromPBG) hat bei Anlagenbetreibern und Projektierern der Bioenergiebranche zu einem starken Vertrauensverlust geführt. Die ersten Überlegungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWK), aber auch der anschließende Referenten- und Kabinettsentwurf des StromPBG hätten sogar zu vielen Anlagenstilllegungen geführt.² Obwohl die Regierungsfraktionen im parlamentarischen Verfahren die Gefahr eines harschen Eingriffs in den Anlagenbestand weitgehend abwendeten, wirkt dieser Vertrauensverlust auch über den Beschluss des StromPBG hinaus.

Es ist daher zu begrüßen, dass der Abschöpfungsmechanismus nicht verlängert werden soll. Dies ist Voraussetzung dafür, das verlorene Vertrauen wiederherzustellen. Umso problematischer ist deshalb, dass **der vorliegenden KabE einige kritische Aspekte enthält, die ursprünglichen aus dem KabE zur Einführung des StromPBG vom 25.11.2022 auf den Wunsch der Regierungsfraktionen gestrichen wurden.**

Darüber hinaus gibt es in einigen Hinsichten **weiterhin Änderungsbedarf am StromPBG, insbesondere, um die in 2022 stark gestiegenen Preise für feste Biomasse auszugleichen** (das StromPBG adressiert nur die gestiegenen Preise für Biogassubstrate und Altholz). Dies sollte im Zuge der laufenden Novelle korrigiert werden.

Weitere Aspekte findet sich in der [Langstellungnahme der Bioenergieverbände zum Kabinettsentwurf der StromPBG-Novelle.](#)

1.2. Zum Entwurf einer ergänzenden Formulierungshilfe vom 3.6.2023

Der deutsche Biogasanlagenpark umfasst knapp 10.000 Anlagen, die rund 95 Terawattstunden (TWh) Biogas erzeugen. Davon werden rund 85 TWh am Anlagenstandort zu Strom und Wärme umgewandelt und rund 10 TWh ins Gasnetz eingespeist. Die allermeisten dieser Anlagen produzieren aufgrund verschiedener Restriktionen nicht die technisch maximal mögliche Biogasmenge. Aktuell sind in Deutschland Biogas- und Biomethan-BHKW in einem Umfang von 5,8 Gigawatt (GW) installiert. Von diesen dienen jedoch 2 GW der flexiblen Strombereitstellung und sind deshalb nicht ausgelastet. Diese 2 GW können genutzt werden, um die zusätzlich erzeugte Biogasmenge zu verstromen.

Mit Novellen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) sowie des Baugesetzbuchs (BauGB) vom Herbst 2022 wurden einige bestehende Begrenzungen befristet ausgesetzt. Es ist zu begrüßen, dass die Bundesregierung mit der vorliegenden Formulierungshilfe **die Aussetzungen der Begrenzungen im EEG verlängern möchte.**

Verschiedene Rückmeldungen aus der Praxis deuten darauf hin, dass die Möglichkeit zur befristeten Erhöhung der Gasproduktion **nicht in der Breite in Anspruch genommen wurde**. Dies scheint verschiedene **Gründe** zu haben.

Der **Hauptgrund war die im Herbst einsetzende Diskussion über die Stromerlösabschöpfung** im Rahmen des StromPBG, die in den Ausgestaltungen im Referenten- und Kabinettsentwurf des StromPBG sogar zu vielen An-

² Eine umfassende Darstellung der desaströsen Auswirkungen, die die ersten Entwürfe von BMWK und Bundesregierung auf die Bioenergiebranche gehabt hätten, finden sich in den Stellungnahmen der Bioenergieverbände [zum Referentenentwurf](#) bzw. [zum Kabinettsentwurf](#) aus dem vergangenen Herbst.

lagenstilllegungen geführt hätte. Wie oben beschrieben hat dies das Vertrauen vielen Bioenergieanlagenbetreiber schwer erschüttert. Zum damaligen Zeitpunkt hat dies Überlegung, die Stromproduktion zu erhöhen, in den Hintergrund gerückt oder sogar zunichte gemacht, da die Gefahr bestand, nahezu alle der erzielbaren Stromerlöse bei gleichzeitig sehr hohen Substratkosten abgeben zu müssen.

Weitere nicht-regulatorische Gründe sind:

- Die späte Genehmigung der Neuregelungen durch die EU-Kommission.
- Der Rückgang der Börsenstrompreise ab Anfang 2023.
- Die mangelnde Kommunikation der regulatorischen Änderungen von den Bundesländern an die Genehmigungsbehörden.
- Die mangelnde Praxis von Genehmigungsbehörden zum Umgang mit der Vollzugshilfe „Immissionsschutz in der Gasmangellage“ der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz, die die genehmigungsrechtliche Grundlage für eine befristete kurzfristige Erhöhung der Stromproduktion darstellt. Diese sollten punktuell anzupassen oder zu vereinfachen, da die Anforderungen zum Teil fast einer Neugenehmigung gleichen.

Andere Gründe betrafen **weiterhin bestehende regulatorische Hemmnisse**. Diese sollten nun **kurzfristig angegangen werden**. Entsprechende Vorschläge, die das EEG betreffen, finden sich in den folgenden Abschnitten.

2. Zu Artikel 2: Änderung des Strompreisbremsengesetzes

2.1. Zu Nr. 12: Neugestaltung der Bagatellgrenze für Biogasanlagen streichen (Streichung von Artikel 2 Nr. 12 KabE zur Neufassung von § 13 Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe a StromPBG)

Mit Artikel 2 Nr. 12 des vorliegenden KabE soll § 13 Abs. 3 Nr. 2 Buchstabe a StromPBG neu gefasst werden:

„a) Biogasanlagen mit einer Bemessungsleistung von bis zu 1 Megawatt im Jahr 2021, wobei zur Bestimmung der Bemessungsleistung § 3 Nummer 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder die entsprechende Bestimmung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Biogasanlage maßgeblichen Fassung und zur Bestimmung der Größe der Biogasanlage § 24 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder die entsprechende Bestimmung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Biogasanlage maßgeblichen Fassung entsprechend anzuwenden sind; für Biogasanlagen, für die für das Jahr 2021 keine Bemessungsleistung bestimmt werden kann, wird auf die Bemessungsleistung im Jahr 2022 abgestellt; für Biogasanlagen, für die für die Jahre 2021 und 2022 keine Bemessungsleistung bestimmt werden kann, wird auf die Bemessungsleistung für das Jahr 2023 abgestellt.“.

Diese Neuregelung ist in zwei Hinsichten zu kritisieren:

Erstens: Für die Bestimmung der Leistung einer Biogasanlage wird eine „Zusammenfassungsregelung“ eingeführt, insofern das jeweils anzuwendende EEG eine solche enthält.

Die oben dargestellte Neufassung von § 13 Abs. 3 Nr. 2 Buchstabe a StromPBG, sieht vor, zur Bestimmung der Größe der Biogasanlage „§ 24 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder die entsprechende Bestimmung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Biogasanlage maßgeblichen Fassung entsprechend anzuwenden“. Der dort genannte § 24 Abs. 1 EEG lautet im Wesentlichen wie folgt: „mehrere Anlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 und zur Bestimmung der Größe der Anlage nach § 21 Absatz 1 oder § 22 für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage anzusehen, wenn sie Strom aus Biogas mit Ausnahme von Biomethan erzeugen und das Biogas aus derselben Biogaserzeugungsanlage stammt.“ (Wortlaut kann je nach EEG-Fassung geringfügig abweichen)

Das bedeutet, dass bei der Bestimmung der 1 -MW-Grenze eine Zusammenfassung der Bemessungsleistung des BHKWs am Standort der Biogaserzeugung mit einem oder mehreren Satelliten-BHKWs erfolgen muss, wenn das jeweils anzuwendende EEG eine solche Zusammenfassung vorsieht (i.d.R. ab dem EEG 2012). Diese „Zusammenfassungsregelung“, die bereits im Kabinettsentwurf zur Einführung des StromPBG vom 25.11.2022 enthalten war, würde die Bagatellgrenze aushöhlen, weshalb sie zu Recht auf Druck der Regierungsfraktionen gestrichen wurde.³ Die Regelung für Anlagen ab dem EEG 2012 (Inbetriebnahme ab dem 1.1.2012) wieder einzuführen, widerspricht klar dem politischen Willen des Gesetzgebers und ist zu streichen.

³ Siehe: § 13 Abs. 3 Nr. 2 Buchstabe a KabE StromBG vom 25.11.2022. Dieser nimmt zur Bestimmung der Größe einer Biogasanlage ebenfalls Bezug auf § 24 Abs. 1 EEG 2023, der die Zusammenfassung von BHKW am Standort der Biogaserzeugungsanlage und Satelliten-BHKW bestimmt, allerdings ohne Einschränkung auf „die jeweils anzuwendende Fassung“. Aus diesem Grund war die Zusammenfassungsregelung im KabE vom 25.11.2023 für alle Biogasanlagen anzuwenden, die Zusammenfassungsregelung im vorliegenden KabE einer StromPBG-Novelle jedoch nur auf das EEG 2012, das erstmals eine solche Regelung enthält. Eine detailliertere Darstellung dieses Zusammenhangs findet sich in der [Stellungnahme der Bioenergieverbände zum Kabinettsentwurf von 25.11.2022](#), Abschnitt 1.3.2

Zweitens: Für die Bestimmung der Leistung einer Biogasanlage die Stromerzeugung im Jahr 2021 herangezogen, nicht die tatsächliche Stromerzeugung im jeweiligen Kalenderjahr.

Im aktuellen StromPBG fallen alle Biogasanlagen unter die Bagatellgrenze, deren Bemessungsleistung im *jeweiligen Kalenderjahr* unter 1 MW liegt. Mit dem vorliegenden Gesetzesentwurf sollen alle Biogasanlagen unter die Bagatellgrenze fallen, deren Bemessungsleistung *in 2021* unter 1 MW lag (es sei denn für dieses Jahr kann keine Bemessungsleistung bestimmt werden).

Nach dem vorliegenden KabE ist für die Eröffnung des sachlichen Anwendungsbereichs einzig und allein die Bemessungsleistung in 2021 entscheidend. Wie hoch die Bemessungsleistung in 2022 oder 2023 ist/war, ist dann irrelevant. *Diese Änderung ist abzulehnen, da sie einen rückwirkenden Eingriff* in den sachlichen Anwendungsbereich darstellt: Anlagen, die 2022 oder 2023 eine Bemessungsleistung unter 1 MW haben oder hatten – in 2021 allerdings eine Bemessungsleistung über 1 MW hatten, wären **nun auch** von der StromPB erfasst. Es ändert sich nachträglich der Kreis der von der StromPB betroffenen Personen. Der sachliche Anwendungsbereich wird komplett neu gestaltet; der Kreis der betroffenen Anlagenbetreiber verändert sich fundamental.

Zudem – und das ist wesentlich – hat sich der Gesetzgeber ausdrücklich dafür ausgesprochen, dass im Rahmen der Ermittlung der Bemessungsleistung bei Biogasanlagen das jeweilige Kalenderjahr zugrunde gelegt wird. **Nach dem Willen der Regierungsfraktionen sollte gerade nicht auf eine in der Vergangenheit liegende Bemessungsleistung abgestellt werden.**

Vorschlag

Die geplante Änderung der Bagatellgrenze im KabE wird ersatzlos gestrichen; die Bagatellgrenze im StromPBG bleibt in ihrer bisherigen Fassung erhalten (Streichung von Artikel 2 Nr. 12 KabE)

2.2. Vorschlag zur Ergänzung des KabE: Ausweitung des Geltungsbereichs des Sicherheitszuschlags für Altholz (Änderung von § 16 Abs. 5 StromPBG)

Die Kostenstruktur von Bioenergieanlagen wird im Wesentlichen durch Kosten bestimmt, die bei der Beschaffung von Brennstoffen entstehen. Diese sind im Jahr 2022 aufgrund des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine stark gestiegen. Die gestiegenen Preise lassen sich am Energieholzindex des Statistischen Bundesamts (Destatis) ablesen: Demnach stieg der Index zwischen 2021 und 2022 um 67 %. Der Preisindex für Hackschnitzel stieg im selben Zeitraum sogar um 109 %. Im StromPBG wurden deshalb zu Recht für Biogas und Altholz im Vergleich zu anderen Erneuerbare Energien höhere Sicherheitszuschläge festgelegt. Neben Altholz sind auch andere feste Biomassen von hohen Preissteigerungen betroffen. Um potenzielle Verluste durch den Einsatz teurer Brennstoffe bei gleichzeitiger Erlösdeckelung zu begrenzen, ist die Ausweitung des erhöhten Sicherheitszuschlags für Altholz auf andere holzartige Brennstoffe nötig.

. Vorschlag

§ 16 Abs. 5 StromPBG wird wie folgt geändert:

*„Bei Stromerzeugungsanlagen, die Strom **ausschließlich** auf der Basis von Altholz, **Industrierestholz, Waldrestholz, Landschaftspflegematerial, Stroh, Siebüberläufe aus Kompostwerken, Agrarholz aus Kurzumtriebsplantagen (KUP)** oder sonstige holzige Biomasse mit Ausnahme von Industrierestholz erzeugen, ist Absatz 1 mit der Maßgabe anzuwenden, dass der Sicherheitszuschlag nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 7 Cent pro Kilowattstunde beträgt.“*

3. Zu Artikel 4: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

3.1. Zu Nr. 1: Verlängerung der befristeten Aussetzung der Höchstbemessungsleistung & der befristeten Flexibilisierung des Göllebonus (§ 100 Abs. 15, 16 EEG 2023 - neu)

Die Aussetzung der Höchstbemessungsleistung (§ 100 Abs. 15 EEG 2023 - neu) sowie die befristete Flexibilisierung des Gölle-Bonus (§ 100 Abs. 16 EEG 2023 - neu) entsprechen Vorschlägen der Bioenergieverbände – ihre Verlängerung wird begrüßt. entspricht einem Vorschlag der Bioenergieverbände.

Die vorgesehene Verrechnung von Mehreinnahmen und dem Flexibilitätszuschlag (§ 100 Abs. 15 Satz 2 & 3 EEG 2023- neu) ist hingegen kritisch zu sehen. Sachgerechter wäre eine anteilige Reduzierung des Zuschlags in dem Maße, wie sich die mit dem Zuschlag finanzierte flexibel bereitgestellte Leistung verringert. Die Handhabe des Flexibilitätszuschlags würde sich dann mit der Funktionsweise der Flexibilitätsprämie decken, die ebenfalls sinkt, wenn sich die mit ihr finanzierte flexibel bereitgestellte Leistung verringert.

Darüber ist anzumerken, dass der neue § 100 Abs. 15 KabE unbestimmte Rechtsbegriffe. Trotz der Legaldefinition der Mehrerlöse in § 100 Abs. 15 S. 3 EEG 2023 bleibt unklar, was unter „Einnahmen“ zu verstehen ist.

Vorschlag

Für Anlagen im Marktprämiensmodell sollte folgender, grundsätzlicher, beispielhafter Basisfall klarstellend in die Gesetzesbegründung aufgenommen werden, um rechtliche Unsicherheiten für die Branche zu mindern:

„Eine 2014 in Betrieb genommene Biogasanlage mit einer installierten Leistung von 300 kW hat eine gesetzliche (Höchst-)Bemessungsleistung von 150 kW (§ 47 Abs. 1 EEG 2014) bzw. 1.314.000 kWh. Der anzulegende Wert dieser Anlage beträgt bis einschließlich einer Bemessungsleistung 13,66 ct/kWh. Im Kalenderjahr 2023 überschreitet die Biogasanlage ihre Bemessungsleistung um 5.000 kWh; also die 1.314.001ste kWh wird im Dezember 2023 erzeugt. Es wird angenommen, dass der Monatsmarktwert im Dezember 2023 (ebenso wie im Dezember 2022) bei 25,16 ct/kWh liegt. Im vorliegenden Beispieldfall ergäbe sich grundsätzlich folgende Berechnung hinsichtlich des Anrechnungsbetrags auf den Flexibilitätszuschlag:

*(Monatsmarktwert im Dezember 2023 – (anzulegender Wert + 1ct/kWh)) * die Summe der die (Höchst-)Bemessungsleistung überschreitenden Anzahl an kWh = Anrechnungsbetrag auf den Flexibilitätszuschlag*

*Also konkret: ((25,16 ct/kWh – (13,66 ct/kWh + 1 ct/kWh)) * 5.000 kWh = 10,5 ct/ kWh x 5.000 kWh = 525,00 €“*

3.2. Dringend notwendige Änderung im EEG: technische Anforderungen zur Emissionsminderung ans Fachrecht anpassen (Änderung von § 9 Abs. 5 Nr. 1 bzw. Ergänzung von § 100 EEG 2023)

Eine Vergütungsbedingung für viele Biogasanlagen ist, dass die hydraulische Verweilzeit der Substrate in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 150 Tage beträgt (davon ausgenommen sind praktisch nur Anlagen, die ausschließlich Gülle einsetzen) (§ 9 Abs. 5 EEG 2023/2021/2017/2014, § 9 Abs. 4 Nr. 1 EEG 2012). Als hydraulische Verweilzeit wird die durchschnittliche Aufenthaltszeit des Gärsubstrats im nutzbaren (gasdicht abgedeckten) Behältervolumen bezeichnet. Wenn zum Zweck einer gesteigerten Gasproduktion die Inputmenge erhöht wird, verkürzt sich bei gleichbleibendem nutzbarem gasdicht abgedecktem Volumen somit die Verweilzeit der Gärsubstrate im gasdichten System. Wenn die Biogasproduktion kurzfristig durch den Einsatz zusätzlicher Substrate erhöht werden soll, kann es deshalb vorkommen, dass die hydraulische Verweilzeit von 150 Tagen im gasdichten System nicht eingehalten werden kann, was zum Vergütungsverlust führen würde.

Dieses Hemmnis für eine Steigerung der Biogasproduktion kann jedoch durch eine Anpassung der technischen Anforderungen behoben werden ohne Abstriche beim Emissionsschutz hinnehmen zu müssen. Denn die Einhaltung einer Mindestverweilzeit im gasdichten System ist eine, jedoch nicht die einzige Maßnahme, um Methanemissionen aus der Gärproduktlagerung zu minimieren. Auch eine Effizienzsteigerung des Vergärungsprozesses, z.B. durch vorgelagerten Aufschluss der Substrate, die wiederum über das Restgaspotenzial überprüfbar ist, oder Verfahren der Gärproduktaufbereitung, bei denen der Methanisierungsprozess unterbrochen wird, sind technisch mögliche sowie fachlich geeignete Maßnahmen. Darüber hinaus ist die (sehr konservative) 150-Tage-Regelung ausgerichtet auf die Vergärung von vergleichsweise langsam abbaubaren Energiefeststoffen mittels einer bestimmten Verfahrensgestaltung (kontinuierliche Nassvergärung mit anschließender Lagerung flüssiger Gärprodukte). Oder anders formuliert: andere Verfahrensgestaltungen und/oder die Vergärung anderer, schneller abbaubarer Inputstoffe (z.B. Getreide) erfordern keine 150-Tage-Verweilzeit, um die Methanemissionen aus der nicht mehr gasdichten Gärproduktlagerung zu minimieren. Diese Tatsachen wurden bei der Novelle der TA Luft (siehe Abschnitt 5.4.1.15 – Buchstabe j) TA Luft 2021) inzwischen berücksichtigt. Die TA Luft ermöglicht unterschiedliche Wege zur Senkung der Methanemissionen aus der Gärproduktlagerung, was die Anlagenbetreiber immissionsschutzrechtlich in die Lage versetzt, von einer 150-tägigen Mindestverweilzeit abzuweichen und dennoch den gleichen Emissionsminderungseffekt zu erreichen. Das EEG steht dem aber – aufgrund der starren 150-Tage-Forderung – entgegen.

Deshalb ist es dringend notwendig, dass die Angleichung der Anforderungen zur Emissionsminderung des EEG an die TA Luft auch unabhängig vom Ziel der befristeten Erhöhung der Stromproduktion erfolgt.

Aus diesen Gründen plädieren die Bioenergieverbände dafür, die Vorgaben zur Methanemissionsminderung im EEG dauerhaft an die TA Luft anzugeleichen - auch im Sinne der Reduzierung von Investitionskosten bei der verstärkten Güllevergärung und der Anreizung von Innovationen.

Vorschlag für eine dauerhafte Angleichung

(Senkung von Investitionskosten, Anreize zur Innovation)

In den technischen Anforderungen im EEG sollte die vorgeschriebene 150-Tage-Mindestverweilzeit von Substraten im gasdichten System ersetzt werden durch einen Verweis auf die Maßgaben nach Nr. 5.4.1.15 „Bauliche und Betriebliche Anforderungen“ Buchstabe j) der TA Luft. § 9 Abs. 5 Nr. 1 EEG 2023 ist dazu wie folgt zu fassen:

„Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas müssen sicherstellen, dass bei der Erzeugung des Biogases

- 1. bei Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2016 in Betrieb genommen worden sind, und Gärrestlagern, die nach dem 31. Dezember 2011 errichtet worden sind, die Maßgaben zur Minderung von Methanemissionen aus der Gärrestlagerung gemäß der Nr. 5.4.1.15 Bauliche und Betriebliche Anforderungen Buchstabe j) TA Luft (in der Fassung vom 18. August 2021) eingehalten und*
- 2. zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden.“*

Vorschlag für eine befristete Angleichung

(befristete Erhöhung der Stromproduktion)

Infofern trotz der oben genannten Gründe mit der laufenden EEG-Novelle nur die Hemmnisse einer befristeten erhöhten Stromproduktion adressiert werden sollen, könnte der im KabE neu eingefügte § 100 Abs. 15 wie folgt ergänzt werden:

„(15) Für Strom aus Anlagen, die Biogas mit Ausnahme von Biomethan einsetzen, besteht der Anspruch auf Einspeisevergütung oder Marktprämie nach § 19 Absatz 1 oder nach der entsprechenden Bestimmung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Anlage maßgeblichen Fassung in den Kalenderjahren 2023 und 2024 jeweils für die gesamte Bemessungsleistung der Anlage in dem jeweiligen Kalenderjahr. [...] Im Falle der Erhöhung der für die Anlage maßgeblichen Bemessungsleistung nach Satz 1 gelten die Anforderungen des § 9 Abs. 5 Satz 1 Nr. 1 EEG oder die entsprechende Bestimmung des EEG in der für die Anlage maßgeblichen Fassung als eingehalten, wenn die Vorgaben der Nr. 5.4.1.15 Buchstabe j der TA Luft 2021 erfüllt sind.“

Durch die Einschränkung auf Anlagen, die ihre Bemessungsleistung tatsächlich erhöhen, wird sichergestellt, dass die Ausnahmeregelung tatsächlich dem Zweck der Steigerung der Biogasproduktion dient.

3.3. Weitere Vorschläge für ergänzende Maßnahmen im EEG

3.3.1. Dauerhafte Anhebung der Obergrenze der Sondervergütungsklasse für Güllevergärung (Ergänzung von § 100 EEG 2023)

Seit dem EEG 2012 existiert die Sondervergütungsklasse für Biogasanlagen, die mindestens 80 Masseprozent Gülle vergären, allerdings auf eine installierte Leistung von 75 kW (§ 46 EEG 2014, § 27b EEG 2012) bzw. 150 kW (§ 44 EEG 2021), eine Bemessungsleistung von 75 kW (§ 44 EEG 2017) bzw. 99 kW (§ 44 EEG 2021) begrenzt sind. Da viele Viehhaltungsbetriebe über mehr Gülle verfügen als in einer Biogasanlage dieser Größe eingesetzt werden kann, gilt mit dem EEG 2023 für neue Güllekleinanlagen eine Obergrenze von 150 kW installierte Leistung ohne Begrenzung der Bemessungsleistung. Alle bestehenden Gülleanlagen können jedoch nicht ihren Gülleeinsatz erhöhen, sondern sind begrenzt auf die nach ihrem jeweiligen EEG geltende Obergrenze.

Vorschlag

Um die ungenutzten Güllepotenziale von Viehhaltungsbetrieben, die bereits eine solche Güllekleinanlage betreiben, zu erschließen, sollte ein Wahlrecht geschaffen werden, in das EEG 2023 zu wechseln. Am Zeitpunkt der Inbetriebnahme und der Dauer des Förderzeitraums ändert sich nichts. § 44 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2023 legt den anzulegenden Wert bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 75 kW auf 22 Ct/kWh fest. Aus Gründen des Bestandsschutzes muss der jeweils geltende Vergütungsanspruch (EEG 2012) bzw. der jeweils geltende anzulegende Wert (ab EEG 2014) bis zu einer Bemessungsleistung von 75 kW zugrunde gelegt werden. Zur Umsetzung wird in § 100 EEG 2023 („Übergangsbestimmungen“) folgender Absatz neu eingefügt:

„§ 44 dieses Gesetzes kann auf Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Biogas, die vor dem 1.1.2023 und nach dem 31.12.2011 in Betrieb genommen wurden, mit der Maßgabe ange-wendet werden, dass abweichend von § 44 Abs. 1 Nr. 1 [EEG 2023] die Einspeisevergütung nach den Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung maßgeblich ist.“

3.3.2. Befristete Aussetzung der Obergrenze für den Anteil von Mais am Einsatzstoffmix (Ergänzung von § 100 EEG 2023)

Seit dem EEG 2014 ist der Anteil von Mais am Einsatzstoffmix von Biogasanlagen gedeckelt (§ 39h EEG 2017, § 39i Abs. 1 EEG 2023). Wenn die Biogasproduktion kurzfristig durch den zusätzlichen Einsatz von Maissilage erhöht wird, kann es vorkommen, dass dieser Maximalanteil nicht eingehalten werden kann, was zum Vergütungsverlust führt.

Vorschlag

Für einen befristeten Zeitraum sollte der Maximalanteil an Mais überschritten werden dürfen. Dazu wird in § 100 EEG 2023 („Übergangsbestimmungen“) folgender Absatz neu eingefügt:

„§ 39h Abs. 1 EEG 2017 oder § 39i Abs. 1 EEG 2023 ist in den Kalenderjahren 2023 und 2024 jeweils nicht anzuwenden.“

3.3.3. Befristete Aussetzung der Vergütungsabsenkung für Anlagen mit einer Bemessungsleistung von über 5 MW (Ergänzung von § 100 EEG 2023)

Die Vergütung für Biomasseanlagen in den EEG 2004-2012 wird ab einer Schwelle von 5 MW Bemessungsleistung radikal abgesenkt. Dies hemmt die Stromproduktion insbesondere von Holzheizkraftwerken über die 5 MW-Schwelle hinaus.

Vorschlag

Für einen befristeten Zeitraum sollte die Absenkung ab 5 MW ausgesetzt werden. (Ergänzung in § 100 EEG 2023)

3.3.4. Gasaufbereitungsbonus für Biomethan-KWK-Anlagen flexibilisieren (Ergänzung von § 100 EEG 2023)

Mit dem EEG 2012 wurde der Gasaufbereitungsbonus für Biomethananlagen eingeführt, der eine Erzeugungskapazität der Anlage bis maximal 1.400 Normkubikmeter pro Stunde (Nm³/h) bzw. 1.000 Nm³/h bzw. 700 Nm³/h festlegt (§ 27c EEG 2012). Eine Biomethan-KWK-Anlage, die nach dem EEG 2012 in Betrieb genommen wurde, verliert den Gasaufbereitungsbonus endgültig, wenn die Erzeugungsanlage aus der das Biomethan stammt diese festgelegte Erzeugungskapazität überschreitet. Die Biomethanerzeugungsanlagen drosseln daher ihre Erzeugungskapazitäten.

Vorschlag

Würde die Begrenzung der Aufbereitungskapazität des Gasaufbereitungsbonus ausgesetzt, könnten die Biomethanerzeugungsanlagen mehr Biomethan produzieren ohne dass die Biomethan-KWK-Anlagen den Anspruch auf den Bonus verlieren. (Ergänzung in § 100 EEG 2023)

Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie

Sandra Rostek
Leiterin
Tel.: 030-2758179-00
Email: rostek@bioenergie.de

Dr. Guido Ehrhardt
Referatsleiter Politik des Fachverband Biogas e.V.
Tel.: 030-2758179-16
Email: guido.ehrhardt@biogas.org



Stellungnahme

Bundesvereinigung der kommunalen Spitzenverbände

Gesetzentwurf der Bundesregierung

„Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes, zur Änderung des Strompreisbremsegesetzes sowie zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze und zur dazugehörigen Formulierungshilfe“

BT-Drs. 20/6873

A-Drs. 20(25)369 FH NEU

siehe Anlage

Bundesvereinigung der kommunalen Spitzenverbände



12. Juni 2023

Stellungnahme

zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes, zur Änderung des Strompreisbremsengesetzes sowie zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze (BT-Drs. 20/6873) vom 31. Mai 2023 sowie der Formulierungshilfe zu dem Gesetzentwurf (A-Drs. 20(25) 369) vom 3. Juni 2023

Die kommunalen Spitzenverbände nehmen gerne die Gelegenheit wahr, zu den vorgesehenen Änderungen der Energiepreisbremsen sowie der dazugehörigen Formulierungshilfe Stellung zu nehmen. Der russische Angriffskrieg in der Ukraine hat im vergangenen Jahr zu einer absoluten Ausnahmesituation geführt, in deren Folge eine Vielzahl von gesetzlichen Maßnahmen auf den Weg gebracht werden mussten. Im Zentrum aller Bemühungen steht, eine klimaneutrale und ausreichende Energieversorgung in Deutschland so schnell wie möglich sicherzustellen und die Bezahlbarkeit der Energie für alle Verbraucherinnen und Verbraucher zu gewährleisten. Dazu ist der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Netze von zentraler Bedeutung. Die kommunalen Spitzenverbände unterstützen dieses Ziel ausdrücklich. Viele der von der Bundesregierung getroffenen Maßnahmen waren und sind notwendig. Auch der notwendige Zeitdruck und politische Druck ist grundsätzlich richtig, insbesondere um die Klimaziele zu erreichen. Die Städte, Landkreise und Gemeinde werden ihren Beitrag leisten.

Dennoch möchten wir die Sorge äußern, dass sich zum einen handwerklichen Fehler in diesen zum Alltag gewordenen schnellen Verfahren und Gesetzesvorhaben häufen. Zum anderen fürchten wir, dass beim Ausbau der erneuerbaren Energie an entscheidenden Stellen die kommunale Steuerungshoheit verloren geht. Diese ist jedoch eine wichtige Säule für die Umsetzung vor Ort bei den Bürgerinnen und Bürgern und deren Akzeptanz. Hier gilt es daher Augenmaß zu bewahren.

Im Detail möchten wir uns im Hinblick auf die Vorschläge wie folgt äußern:

I. Zum Windenergieflächenbedarfsgesetz

Im Laufe der laufenden Legislaturperiode wurden umfassende gesetzliche Anpassungen im Bereich der Windenergie an Land vorgenommen. In ihrem Zentrum steht nicht nur die Novellierung der Planungssystematik, sondern darüber auch die Implementierung ambitionierter Zielsetzungen im Bereich der Flächenausweisungen für die Windenergienutzung und damit dem überragenden Ziel einer klimaneutralen Energieversorgung. Die Zielsetzung eines beschleunigten, bundesweiten Windenergieausbaus wird von den Kommunalen Spitzenverbände daher in seiner Grundausrichtung ausdrücklich unterstützt.

Die bislang erlassenen Planungspflichten der Länder und **Kommunen beanspruchen jedoch bereits zum jetzigen Zeitpunkt in großem Maße die Kapazitäten von Planungs- und Genehmigungsbehörden**. Auch wird eine verlässliche Planung durch die Gesetzesänderungen in Teilen erschwert. Das Bemühen zur Steigerung der Rechtssicherheit von Windenergie Planung wird durch die zunehmende Komplexität wieder verspielt.

1. Sorge vor einer „Superprivilegierung“ und damit ungesteuertem Bau von Windanlagen

So birgt die vorgesehene Regelung des § 3 Abs. 4 WindBG-E das Potential für weitergehende Regelungen auf Landesebene, wodurch das **Ambitionsniveau weiterhin deutlich gehoben** wird. Dies umfasst die Erhöhung des ersten Beitragswerts im Sinne der Anlage 1 Spalte 1 sowie ein insgesamtes Vorziehen der Flächenbeitragswerte auf einen früheren Stichtag.

Dabei ist eine Verfehlung der Flächenbeitragswerte mit den **weitreichenden Rechtsfolgen des § 249 Abs. 7 BauGB** („Superprivilegierung“) verknüpft. Diese umfasst insbesondere:

- Die Steuerungswirkung des § 249 Abs. 2 BauGB (§ 249 Abs. 7 Satz 1 Nr. 1 BauGB) fällt weg, was einer unbegrenzten Privilegierung im Außenbereich gleichkommt.
- Darstellungen in Flächennutzungsplänen und Ziele der Raumordnung werden vorübergehend nicht angewandt, soweit sie der Windenergienutzung entgegenstehen (§ 249 Abs. 7 Satz 1 Nr. 2 BauGB).
- Landesgesetze im Hinblick auf Abstandsregelungen zur Wohnbevölkerung sind nicht mehr anwendbar (§ 249 Abs. 7 Satz 2 BauGB).

Eine solche **unbegrenzte Privilegierung im Außenbereich** sehen wir als **Rechtsfolge sehr kritisch**, da sie die kommunale Planungshoheit aushöhlt und der Akzeptanz von Planung insgesamt deutlich abträglich ist.

Die Bestimmung der Umsetzungsfristen und der Flächenbeitragswerte darf **nicht ohne Schutzregelung zugunsten der kommunale Planungshoheit zur Disposition der Länder gestellt** werden. Zum einen muss ein Vorziehen der Flächenziele und/oder eine Erhöhung der Flächenbeitragswerte auf Landesebene zwingend unter Einbeziehung der Kommunen erfolgen. Soweit die Länder die Erfüllung der Flächenziele auf die kommunale Ebene übertragen haben, kann eine Abweichung von den bundesrechtlichen Vorgaben nur im Einvernehmen mit den betroffenen Kommunen erfolgen. Zum anderen muss sichergestellt werden, dass die Länder sich nicht ihrer Planungspflicht dadurch entziehen, dass sie unrealistische (zeitlich und quantitativ) Flächenziele festlegen und bei deren Verfehlung auf den Eintritt der „Superprivilegierung“ setzen. Eine **Länderöffnungsklausel darf insofern keinesfalls dazu führen, dass auch die Sanktionswirkungen des § 249 Abs. 7 BauGB vorgezogen werden**. Der zügige Flächenausweisung der Windenergie an Land wird nicht durch eine weitere Anhebung des, ohnehin ambitionierten Ziel- und Zeithorizonts erreicht. Vielmehr bedarf es weiterer Vereinfachungen auf Ebene der Windenergieplanung sowie -genehmigung. Insofern müssen die Sanktionswirkungen des § 249 Abs. 7 BauGB insgesamt aufgehoben werden.

2. Notwendige Maßnahmen zum beschleunigten Ausbau

Die kommunalen Spitzenverbände verweisen erneut auf folgende wesentliche Punkte, die ein Gelingen der vom WindBG avisierten Ziele sicherstellen können. Diese sollten im laufenden Gesetzgebungsverfahren aufgegriffen werden:

- Es bedarf zwingend einer Ausweitung der personellen und sachlichen Ausstattung von Planungs- und Genehmigungsbehörden. Diese sind Voraussetzung für beschleunigte Verfahren und ermöglichen eine gute Verzahnung der zuständigen Fachbehörden.
- Um Planungs- und Genehmigungsverfahren weiter zu vereinfachen, braucht es Standardisierungen im Bereich des Arten- und Naturschutzes im Hinblick auf geschützte Tierarten. Klare Standards im Bereich des Bundesnaturschutzgesetzes oder in Form einer Rechtsverordnung können den zuständigen Behörden Orientierungshilfe geben und umfassende gutachterliche Prüfungen möglichst weitgehend substituieren.

Darüber hinaus weisen wir auf folgende Herausforderungen hin:

- Die Bundesflächenziele müssen anhand der tatsächlich bestehenden Potentiale insbesondere hinsichtlich der militärischen Restriktionen überprüft werden. Nach dem aktuellen § 4 Abs. 1 Satz 4 WindBG wird die Anrechenbarkeit von Flächen mit Höhenbeschränkungen rechnerisch ausgeschlossen. Dies kommt einem faktischen Ausschluss gleich. Hier braucht es einer Anpassung in der Form,

dass die militärischen Restriktionszonen reduziert werden, oder die Flächen nach dem WindBG anrechenbar sind.

- Im Zusammenwirken von § 16b BImSchG mit §§ 245e und 249 BauGB ist für das Repowering eine Öffnung geschaffen worden, die die ausgleichenden und wohl abgewogenen Planungskonzepte der Kommunen de facto wirkungslos werden lassen. Die damit erlaubten Abweichungsmöglichkeiten führen zu erheblichen räumlichen Auswirkungen. Deshalb sollte § 249 Abs. 3 BauGB geprüft werden.
- Mit Blick auf die Landschaftsschutzgebiete ist grundsätzlich nachvollziehbar, dass Windenergieanlagen in dort ausgewiesenen Windenergiegebieten vorangetrieben werden können. Allerdings wird durch die Regelung in § 26 Abs. 3 S. 4 BNatSchG auch ein Ausbau außerhalb von Windenergiegebieten flächendeckend ermöglicht. Dies kann die Qualität von Landschaftsschutzgebieten langfristig verändern und mindern.
- Der Windenergieausbau muss mit dem Netzausbau synchronisiert werden. Hierzu bedarf es eines Regulierungsrahmens, der es den Verteilnetzbetreibern (VNB) ermöglicht, vorausschauenden Netzausbau zu betreiben. Abregelungen von gebauten Windenergieanlagen sind in Zeiten einer Energiekrise schwer tragbar. Der gesetzte Zeitrahmen mit den Zielzeiten 2027 und 2032 bietet das Potential, sowohl den Netzausbau als auch die Windflächenplanung voranzutreiben.

II. Zum Strompreisbremsgesetz

1. Anwendungsbereich der Preisbremse für kommunale Beteiligungen

Die kommunalen Spitzenverbände kritisieren ausdrücklich, dass die Frage der Anwendbarkeit der Preisbremsen für die kommunalen Beteiligungen im Rahmen der Anpassungsnovelle nicht geklärt wird. Für die Kommunen und ihre Beteiligungen bestehen weiterhin große Herausforderungen in der Anwendung der Energiepreisbremsen. Die Betrachtung der kommunalen Unternehmen als ein Unternehmensverbund bei wettbewerblich ausgerichteten Tätigkeiten muss dringend lösungsorientiert angegangen werden. Vor allem muss dringend die Frage der Handhabung bei hoheitlichen Tätigkeiten kommunaler Unternehmen gelöst werden. Denn in vielen Bereichen sind die kommunalen Unternehmen nicht wirtschaftlich tätig und unterfallen damit nicht den behelfsrechtlichen Höchstgrenzen.

Die Energiepreisbremsgesetze enthalten weiterhin keine Regelungen, mit denen Kommunen als Letztverbraucher nachweisen können, dass Entlastungen in größerem Umfang nicht für unternehmerische Betätigung gewährt werden. Die Selbsterklärungen eröffnen ebenfalls keinen praktischen und handhabbaren Weg. Hier braucht es dringend Rechtsicherheit und Unterstützung für die Kommunen als Letztverbraucher. Auch die Energieversorger können grundsätzlich nicht beurteilen, ob Entlastungen für hoheitliche Tätigkeiten oder unternehmerische Tätigkeiten der Kommunen greifen.

Eine pauschale Bewertung aller kommunaler Unternehmen als einen Unternehmensverbund ohne Differenzierung zwischen hoheitlicher und wirtschaftlicher Betätigung hat bereits erhebliche Auswirkungen auf die Höhe der möglichen Entlastungen durch die Preisbremsen. Die Kommunen sind in der Regel als Energiekunden durch langfristige Verträge gebunden. Das heißt, die Preisbremsen greifen in nennenswertem Umfang. Die beabsichtigte wirksame Entlastung der Kommunen wird konterkariert. Wir beziehen uns insoweit auch auf die mehrfache Bestätigung von Bundesminister Habeck, wonach Kommunen und ihre Einrichtungen in die Preisbremsen einbezogen werden.

2. Neuberechnung Heizstrom (zu § 5 Abs. 3 StromPBG)

Die kommunalen Energieversorger haben seit Jahresbeginn mit großem personellem Aufwand daran gearbeitet, die Energiepreisbremsen umzusetzen. Sie übernehmen damit staatliche Aufgaben, was personell und finanziell einen erheblichen Aufwand bedeutet. Die Umsetzung der Energiepreisbremsen erfordert weiterhin nennenswerte Ressourcen, viele Kundinnen und Kunden wenden sich mit offenen Fragen an die Versorger. Grundlegende Änderungen würden dazu führen, dass alle Umsetzungsschritte

nochmals überprüft und ggf. angepasst werden müssten. Ein solcher Aufwand muss im Verhältnis zum Nutzen für die Verbraucherinnen und Verbraucher stehen.

Deswegen begrüßen wir den Ansatz des Gesetzentwurfs, nur die notwendigsten Korrekturen durchzuführen und die Umsetzungssystematik möglichst wenig zu ändern. Der Großteil der vorgeschlagenen Regelungen ist sinnvoll und für die weitere Anwendung hilfreich. Kritisch sehen wir die geplanten Sonderregelungen bei Heizstrom. Die Sonderregelungen für Heizstrom würden dazu führen werden, dass die Entlastungen nachträglich für Millionen von Kunden neu berechnet werden muss. Wir regen deshalb an, weniger aufwändige Regelungsalternativen zu prüfen, wie etwa direkte Transferleistungen für besonders betroffene Verbraucherinnen und Verbraucher.

3. Härtefallregelung für Unternehmen (zu § 37a EWPBG, § 12b StromPBG)

Wir begrüßen, dass eine Härtefallregelung für Unternehmen vorgesehen ist, bei denen das Referenzjahr 2021 aufgrund z. B. von einer besonderen Betroffenheit durch Corona oder der Ahrtalflut kein sinnvoller Anknüpfungspunkt ist. Wir bitten ausdrücklich, auch die Schwimmbäder und kommunalen Sportstätten in die Härtefallregelungen aufzunehmen. Hier ist eine Nachbesserung dringend notwendig. Kommunale Betriebe waren vollumfänglich von der Inanspruchnahme der Corona-Überbrückungshilfen ausgeschlossen. Sie waren nur im Hinblick auf die November-/Dezemberhilfe 2020 anspruchsberechtigt. In Bezug auf kommunale Schwimmbäder und Sportstätten ergibt sich hier eine Schlechterstellung gegenüber anderen von Corona-Effekten betroffenen Branchen.

4. Regelungen für Schienenbahnen

Anpassungen in § 10 StromPBG, die die Schienenbahnen bei den Energiekosten entlasten, werden von den kommunalen Spitzenverbänden begrüßt. Insbesondere werden neu vergebene Schienenverkehre (auch U- und Straßenbahn im Nahverkehr) bei den hohen Aufwendungen für Energiekosten entlastet.

Klarstellungsbedarf sehen die kommunalen Spitzenverbände aber bei der Berechnung der krisenbedingten Energiemehrkosten anhand des für 2023 prognostizierten Stromverbrauchs für solche Verkehrsunternehmen, die im Bezugsjahr 2021 atypischen Minderverbräuche hatten (z.B. Betriebsstörungen der Wuppertaler Schwebebahn, Corona-Effekte). Die Möglichkeit solche abweichenden Voraussetzungen im Rahmen von § 11 Abs. 6 Satz 2 StromStG geltend zu machen, wird den Verkehrsunternehmen durch die geplante Einführung des § 12b StromStG genommen, da nur noch kleine und mittlere Unternehmen oder Soloselbständige solche atypischen Minderverbräuche geltend machen können. Der Entschließungsantrag des Bundestages zur Strompreisbremse (BT-Drs. 20/4915) sah die Berücksichtigung solcher atypischen Mindermengen auch für Schienenbahnen vor.

Ferner besteht im Hinblick auf den entsprechenden Mehrbedarf Klarstellungbedarf bei der Formulierung der Ausnahme „für Schienenbahnen, die im Jahr 2021 keinen Strom verbraucht haben, ...“ hinsichtlich solcher Verkehrsunternehmen, die im Bezugsjahr 2021 Verkehre betrieben und diese anschließend ausgeweitet haben. Falls die Verkehrsunternehmen für zusätzliche Verkehre entgegen günstiger Kalkulation ebenfalls den Durchschnittspreis ansetzen müssen, wäre dies wirtschaftlich nachteilig.

Die kommunalen Spitzenverbände bitten entsprechend um Klarstellung durch Ergänzung des Gesetzentwurfs, da die betroffenen Verkehrsunternehmen ohne eine solche Ausnahme ganz oder teilweise die Möglichkeit der Strompreisentlastung verlieren, da bei den für 2021 anzusetzenden Verbrauchsmengen kein oder deutlich weniger Verbrauch vorlag. Auch eine geplante Absenkung der Schwelle selbst zu trager Energiemehrkosten (50 %) würde in diesen Fällen nicht helfen.

5. Erlösabschöpfung (zu § 13 Abs. 1 StromPBG)

Die Möglichkeit der Verlängerung des Abschöpfungszeitraumes durch Rechtsverordnung über den 30. Juni 2023 hinaus sollte aus dem Gesetz gestrichen werden.



Stellungnahme

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

Gesetzentwurf der Bundesregierung

„Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes, zur Änderung des Strompreisbremsegesetzes sowie zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze und zur dazugehörigen Formulierungshilfe“

BT-Drs. 20/6873

A-Drs. 20(25)369 FH NEU

siehe Anlage

Berlin, 8. Mai 2023

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Stellungnahme

BDEW-Stellungnahme Anpassung EWPB und StromPBG

Entwurf vom 20. April 2023 (BT-Drs. 167/23)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1.	Vorbemerkung.....	3
2.	Kernforderungen	3
3.	Keine neuen durch die Energiewirtschaft umzusetzenden Entlastungstatbestände	5
3.1.	Entlastung von Heizstromkunden über die Strompreisbremsen, § 5 Abs. 3 StromPBG-E	5
3.2.	Aktualisierung der Jahresverbrauchsprognose Strom (u.a. für Elektromobile und Wärmepumpen § 6 Satz 3 StromPBG.....	7
4.	Keine Überschusserlösabschöpfung, wo keine Überschusserlöse erzielt werden konnten, § 13 Abs. 3 StromPBG.....	12
5.	Weitere wesentliche Punkte im Zusammenhang mit der Änderung der Preisbremsengesetze	14

Anlage

1. Vorbemerkung

Mit den Preisbremsen für leitungsgebundenes Erdgas, Wärme und Strom hat der Gesetzgeber im Dezember 2022 in kürzester Zeit einen rechtlichen Rahmen geschaffen, um die vor allem im letzten Jahr angespannte Lage vor dem Hintergrund der ungewissen Entwicklung für die privaten, gewerblichen und industriellen Energiekunden spürbar zu mildern. Die Unternehmen der Energiewirtschaft haben dieses Vorhaben mit hohem Engagement mitgetragen – im Interesse der Kundinnen und Kunden, des sozialen Zusammenhalts und der Zukunftsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland.

Der BDEW weist aber auch darauf hin, dass **die Energieversorgungsunternehmen hier ausnahmsweise eine Aufgabe übernehmen, die eine staatliche ist**. Entlastungen der Bürger müssen zukünftig direkt vom Staat an die Bürger geleistet werden. Daher ist auch die Entlastung von atypischen Verbräuchen im Jahr 2021 auf Antrag des Letztverbrauchers über die Prüfbehörde ausdrücklich zu begrüßen.

Die Erfahrungen der Unternehmen mit der Umsetzung zeigen, dass die Lösungen, um welche Politik, Wirtschaft und Wissenschaft unter erheblichem Zeitdruck gerungen haben, nur mit großem Aufwand über die Preisbremsen umsetzbar sind.

Die Unternehmen sind aktuell immer noch mitten in der Umsetzung und der Nachjustierung der geltenden Gesetze. Sie arbeiten hart daran, teils kaum lösbare Herausforderungen zu bewältigen und die Kunden bei dieser Aufgabe mitzunehmen. Schon ohne weitere Änderungen sind die Preisbremsengesetze extrem komplex und aufwändig in ihrer Umsetzung.

Um es in aller Deutlichkeit noch einmal darzustellen: Für den BDEW ist unabdingbar, dass es keine Änderungen der bestehenden Berechnungsregeln der Preisbremsen gibt, die über die Klärung schon bestehender Fragen hinaus gehen oder gar eine Neuberechnung nach sich ziehen.

2. Kernforderungen

- **Keine neuen durch die Energiewirtschaft umzusetzenden Entlastungstatbestände** oder Änderungen, die zu Prüfungen und Neuberechnung im Einzelfall führen:
 - Die geplanten Entlastungen der Strompreise für **Wärmepumpen und Heizstrom** sind für die Unternehmen nicht mit vertretbarem Aufwand umsetzbar.
BDEW-Forderung: Streichung der vorgesehenen Regelung über die Preisbremsen. Die Umsetzung muss über staatliche Stellen erfolgen. Mögliche Wege dafür stehen zur Verfügung wie die Beispiele des Energiegelds für Studenten oder die Entlastung für Kunden mit anderen Heizungsarten zeigen.

- Eine nachträgliche Änderung des Entlastungskontingents bei **Elektromobilen und Wärmepumpen** ist unter anderem wegen fehlender Informationen der Lieferanten nicht umsetzbar.
BDEW-Forderung: Streichung der vorgesehenen Regelung über die Preisbremsen. Die Umsetzung muss durch eine der bestehenden Förderungen für Elektromobile und Wärmepumpen erfolgen.
- **Keine Überschusserlösabschöpfung**, wo keine Überschusserlöse erzielt werden konnten
BDEW-Forderung: Das Gesetz unterstellt Überschusserlöse zum Teil auch bei Sachverhalten, bei denen schon theoretisch keine Überschusserlöse erwirtschaftet werden konnten, weil die Mengen beispielsweise nicht auf dem Markt gehandelt, sondern selbst verbraucht wurden. Hier ist das Gesetz anzupassen.
- **Vereinzelte Klarstellungen und Vereinfachungen** bei bestehenden Rechtsunsicherheiten der geltenden Regelungen der Preisbremsengesetze
BDEW-Forderung: Klarstellung von ungenauen Regelungen wie in der Anlage zur Stellungnahme vorgeschlagen, um die einheitliche Umsetzung der gesetzlichen Regelungen im Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetz und im Strompreisbremseggesetzes in der Praxis zu ermöglichen. Dies schließt auch die Punkte ein, die zwar in den Fragen-Antworten-Katalogen bereits adressiert sind, aber im Gesetz keine ausdrückliche Stütze finden.

Die genannten Kernpunkte sind im Folgenden weiter ausgeführt und begründet und zum Teil mit Änderungsvorschlägen versehen.

3. Keine neuen durch die Energiewirtschaft umzusetzenden Entlastungstatbestände

Die Unternehmen sind aktuell immer noch mitten in der Umsetzung der Regelungen der seit Ende Dezember 2022 geltenden Gesetze. Sie arbeiten hart daran, teils kaum lösbar Herausforderungen zu bewältigen und die Kunden bei dieser Aufgabe mitzunehmen. Schon ohne eine weitere Änderung sind die Preisbremsengesetze sehr komplex und aufwendig in ihrer Umsetzung.

Der BDEW hat die Unternehmen bei der Umsetzung in den letzten Monaten mit vielen Hilfestellungen unterstützt. Es liegen FAQ mittlerweile in der 7. Auflage vor und es sind weiterhin Fragen zur Auslegung der gesetzlichen Regelungen ungeklärt. Auch das BMWK veröffentlicht sukzessive FAQ mit Erläuterungen für die Umsetzung. Daran lässt sich erkennen, wie groß bereits die Aufgabe ist, das im Dezember 2022 in Kraft gesetzte Recht zu beherrschen und anzuwenden.

Für den BDEW ist deshalb unabdingbar, dass es jetzt in den laufenden Umsetzungsprozessen **keine Änderungen der bestehenden Berechnungsregeln der Preisbremsen** gibt, die eine Neuberechnung nach sich ziehen oder über die Klärung schon bestehender Fragen hinausgehen.

Wir begrüßen daher, dass Härtefälle, die durch die Wahl des Referenzjahres durch den Gesetzgeber in der Praxis entstehen, wie ursprünglich geplant und im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zu den Preisbremsen angekündigt über Härtefallfonds abgedeckt werden sollen.

3.1. Entlastung von Heizstromkunden über die Strompreisbremsen, § 5 Abs. 3 StromPBG

Der BDEW lehnt die vorgeschlagene Regelung ab. Der Aufwand steht in keinem Verhältnis zum Nutzen.

Eine Härtefallregelung für Heizstromkunden muss und kann durch staatliche Stellen abgewickelt werden. Entweder als einmalige Zahlung oder zumindest als von der Behörde bewilligter Entlastungsbetrag vergleichbar einem Gutschein, der ggf. auch über mehrere Monate beim Versorger eingelöst werden kann.

Das mit dem Gesetzentwurf vorgelegte Konzept für die Entlastung von Heizstrom geht von der Einführung eines eigenen Referenzpreises und einer Neuberechnung der Entlastungsbeträge mit unterschiedlichen Lösungen für unterschiedliche Fälle aus. Dies erfordert eine Differenzierung nach Einzelfällen und darüber hinaus eine aufwendige Neuberechnung. Rückwirkende Neuberechnungen für eine Vielzahl an Kundinnen und Kunden sowie dafür erforderliche Umprogrammierungen der am Limit stehenden IT der Versorger wären die Folge, die wieder über Monate mit einer weiteren kostspieligen Änderung beschäftigt werden. Aufwand und Nutzen stehen bei dieser Art der Abwicklung in keinem Verhältnis.

Bezeichnenderweise fehlt eine Kostenschätzung für die Umsetzung dieser Vorgaben im Gesetz. Ausführlich aufgeführt sind insgesamt 40,1 Millionen Euro. Ausweislich der Tabelle auf Seite 35 der Gesetzesbegründung sind für die Umsetzung keine Kosten für die Wirtschaft angesetzt. Damit verkennt der Gesetzentwurf, dass alle Energielieferanten mit Heizstromkunden, ihre Vertragsgestaltungen überprüfen und entsprechende Anpassungen in den automatisierten Abrechnungsprozessen neu konzipieren und programmieren müssen. Die Umstellung wird in jedem Fall einen zusätzlichen Aufwand in Millionenhöhe verursachen. Die 2022 zunächst geplante und dann aber kurzfristig doch nicht umgesetzte Gasumlage hat die Unternehmen der Energiewirtschaft zum Vergleich etwa 35 Millionen Euro gekostet. Die Folgen für die Energiewirtschaft sind daher im Sinne guter Gesetzgebung dringend nachzutragen. Der Gesetzgeber muss wissen, welche Folgen seine Entscheidungen für die Wirtschaft haben.

Der für die Unternehmen aus der vorgeschlagenen Regelung folgende Aufwand wird aus folgenden prozeduralen Anforderungen und Schwierigkeiten deutlich:

Der Energielieferant müsste zuerst alle Kunden mit Heizstrom ermitteln. Dann müsste bei diesen Kunden danach differenziert werden, ob der Heizstrom über einen eigenen Zähler erfasst wird, durch separate Zähler oder durch einen Zähler mit Hoch- und Niedertarif (HT/NT) – Messung, der den Heizstrom in der Niedertarifzeit separat erfasst. Gerade beim Heizstrom gibt es historisch eine Fülle unterschiedlicher Vertragsgestaltungen, die z.B. Nachspeicherheizungen mit niedrigen Tariffen in der Nacht attraktiv machen. Eine sachgerechte Umsetzung der Preisbremsen ist für diese unterschiedlichen nicht oder nur mit unverhältnismäßigem Aufwand möglich. Für diese Kunden muss eine neue Berechnungslogik hinterlegt und eine Neuberechnung erfolgen. Dabei ist schon heute unklar, wie in diesen Fällen zu gewichten ist, weil die Zählzeiten (Schaltzeiten) nicht bundeseinheitlich gleich sind, sondern von Netz zu Netz verschieden und teils sogar in Teilnetzen nicht gleich. Manche Netzbetreiber setzen die Schaltbefehle für die Ansteuerung der HT- und NT-Zählwerke zur netzdienlichen Steuerung in Abhängigkeit ihrer Netzlast ein. Die zeitliche Gültigkeit der HT- und NT-Zeiten variieren damit täglich je nach Netzlast. Der zu der Abrechnung verpflichtete Lieferant kennt aber nur die Verbräuche in den jeweiligen HT- und NT-Zeitscheiben. Die Abbildung einer starren zeitlichen Gültigkeit innerhalb einer Woche ist dem Lieferanten aus Unkenntnis der tatsächlichen zeitlichen Verteilung nicht möglich. Aus diesem Grund sind die HT/NT – Kunden schon nach der bestehenden Regelung kaum gesetzeskonform abzurechnen. Darüber hinaus definiert auch diese Regelung wieder den Referenzpreis, der grundsätzlich keiner Definition bedarf, weil seine Höhe gesetzlich festgelegt ist. Einer Definition bedürfte dagegen der vereinbarte Arbeitspreis. Denn dieser ist nicht immer mit dem Referenzpreis vergleichbar, weil er Preisbestandteile nicht erfasst, die der Referenzpreis dagegen umfassen soll. Da die unrechtmäßige Erhöhung des Arbeitspreises

ein Missbrauchstatbestand ist, können die Energieversorger den Arbeitspreis nicht ohne Weiteres um weitere Bestandteile erhöhen, die im Vertragsverhältnis nicht als Arbeitspreis definiert sind. Dazu können zum Beispiel das gesondert abgerechnete Mess- oder Netzentgelt gehören.

Vor diesem Hintergrund spricht sich der BDEW eindeutig dafür aus, dass ergänzende Härtefallregelungen auch für Heizstrom durch eine staatliche Stelle administriert werden müssen - wie dies ursprünglich vorgesehen und bereits von der Gaskommission im Oktober 2022 vorschlagen worden war. Über Bemühungen zur Lösung dieser Frage außerhalb der Preisbremsen haben wir keine Kenntnis.

Den Kundinnen und Kunden liegen alle Informationen vor, um gegenüber einer staatlichen Prüfstelle die Anforderungen an einen Härtefall darzulegen. Der Mitarbeit der Energieversorger bedarf es für die Umsetzung nicht. Es sei auch darauf hingewiesen, dass die Preisbremse Ende 2023 bzw. spätestens am 30. April 2024 enden soll. Für wenige Monate werden also erhebliche administrative Kosten bei den Energielieferanten produziert – dies in einer Zeit in die Strompreise erfreulicherweise wieder sinken.

BDEW-Vorschlag:

- Eine Umsetzung könnten z.B. ebenso wie die Einmalzahlung für Studierende über eine einheitliche Stelle erfolgen. In diesem Verfahren wurden innerhalb von zwei Wochen 1,7 Millionen Anträge von Studierenden auf eine Einmalzahlung bewilligt und ausgezahlt. Dies sollte als Beispiel für die Umsetzung weiterer sozialer Entlastungen der Bürgerinnen und Bürger dienen.

3.2. Aktualisierung der Jahresverbrauchsprognose Strom (u.a. für Elektromobile und Wärmepumpen § 6 Satz 3 StromPBG

Vorweg ist klarzustellen, dass der BDEW die Förderung von Elektromobilität und die vermehrte Nutzung von Wärmepumpen ausdrücklich unterstützt. Eine Förderung sollte aus Sicht des BDEW wegen des enormen Aufwands und der damit verbundenen zusätzlichen Kosten aber nicht über die Preisbremsgesetze, sondern über eine explizite Förderung erfolgen. Dafür spricht:

Für die Bestimmung des Entlastungskontingents nach § 6 StromPBG ist die aktuelle Jahresverbrauchsprognose des Netzbetreibers zugrunde zu legen. Der BDEW hatte sich im Rahmen der Verbändeanhörung zu den Preisbremsgesetzen mehrfach dafür ausgesprochen zumindest für Strom wegen der zunehmenden Elektrifizierung auf aktuelle gemessene Verbräuche abzu-

stellen. Der Verweis auf historische Verbräuche hat in der Praxis viele Missverständnisse aufgeworfen und verursacht fortlaufend eine erhebliche Mehrarbeit für die betroffenen Unternehmen.

Die Kunden fühlen sich ungerecht behandelt und fordern aus den unterschiedlichsten nachvollziehbaren Gründen eine Anpassung der Jahresverbrauchsprognose. Dazu gehören:

- Fehler bei der Erstellung der Prognose
- Wohnung stand leer und der Einzug erfolgte im Januar
- Wohnung war vorübergehend nicht bewohnt wegen Pflege von Angehörigen an anderen Orten
- Anzahl der Bewohner hat sich vergrößert (Kinder, Partner, Mitbewohner, Eltern sind dazu gekommen)
- Anschluss ist während der Flut zerstört worden und konnte nicht genutzt werden
- Kürzliche Umstellung der Heizung von Öl auf Gas

Fehler bei der Erstellung der Jahresverbrauchsprognose hält der BDEW im Rahmen des Gesetzes für klar korrigierbar. Für alle anderen Punkte sehen die aktuellen Preisbremsengesetze keine bzw. wenige ausdrückliche Möglichkeiten vor, die Jahresverbrauchsprognose anzupassen. Das BMWK hat diesbezüglich seinen Fragen-Antworten-Katalog mehrfach geändert und schließt die Anpassung für die meisten dieser Punkte explizit aus.

Warum mit dem Gesetzentwurf nun aber die Änderung des Kontingents ausschließlich für Elektromobile und Wärmepumpen jederzeit änderbar sein soll, lässt sich aus Sicht des BDEW nicht erklären. Der Vorteil, den diese Kundengruppe nun im Unterschied zu den anderen vergleichbaren Fällen (Erhöhung des Strombezugs in 2023 aufgrund Veränderung der tatsächlichen Umstände) erhalten soll, ist nicht nachzuvollziehen. Vielmehr soll wohl der Kauf von Wärmepumpen und E-Fahrzeugen gefördert werden. Hierfür gibt es aber andere gut wirkende Förderinstrumente. Das Preisbremsegesetz ist hierfür nicht geeignet, zumal es sich nicht um Härtefälle handelt.

Zudem ist die Ergänzung des § 6 Satz 3 StromPBG aus Sicht des BDEW in der vorliegenden Form nicht umsetzbar. § 6 Satz 3 StromPBG sieht eine Anpassung der Jahresverbrauchsprognose und damit des Entlastungskontingent bei Neu-Inbetriebnahme einer elektrisch angetriebenen Wärmepumpe oder einer Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge ohne eigene separate Messeinrichtung vor. Der Entwurf sieht zwar eine Mitteilung des Betreibers der jeweiligen Anlagen bzw. des Anschlussnutzers an den Betreiber des Verteilnetzes vor, die auf der Grundlage von § 19 NAV bei Wallboxen zu erfolgen hat. Schon der Rückbezug auf die Meldung nach § 19 NAV ist aber energiewirtschaftlich höchst fragwürdig: Wie der Kunde seine neue Ladeeinrichtung oder Wärmepumpe zu nutzen gedenkt, ist nicht Gegenstand der § 19 - Meldung. Den

Netzbetreibern sind zahlreiche Fälle bekannt, in denen **Ladeeinrichtungen wegen der staatlichen Förderung schon „auf Vorrat“ errichtet und nach § 19 NAV gemeldet wurden**, obwohl im Haushalt noch kein E-Mobil vorhanden ist und somit gar keinen Verbrauch auslösen kann. Ähnliches gilt für den Wärmepumpen, die im Rahmen laufender Sanierungen und staatlicher Förderungen installiert, aber nicht in Betrieb genommen werden. Aus diesen Gründen ist das Formular nach § 19 NAV keine taugliche Quelle für eine Anpassung der Jahresverbrauchsprognose.

Der den Letztverbraucher beliefernde Lieferant hat zudem keine Kenntnis darüber, ob etwa eine elektrisch angetriebene Wärmepumpe oder Ladeeinrichtung an der Entnahmestelle installiert wurde. Die Anpassung der Jahresverbrauchsprognose kann auch aus anderen Gründen erfolgen, z.B. nach einer Turnusablesung, wenn sich ein erhöhter Verbrauch ergeben hat. Eine Anpassung des Entlastungskontingents kann daher aufgrund der fehlenden relevanten Informationen nicht automatisch erfolgen. **Es müsste jeder einzelne Fall geprüft und festgestellt werden, warum die Anpassung der Verbrauchsprognose erfolgt.** Alternativ müssten weitere Informationen ausgetauscht werden. In jedem Fall müssten die Systeme um einen weiteren Informationsaustausch angepasst oder jeder einzelne Fall händisch geprüft werden. Beides wäre mit hohem Aufwand verbunden.

Grundsätzlich gibt es einen bestimmten prozessbedingten Zeitversatz zwischen der tatsächlichen Inbetriebnahme der entsprechenden Anlagen zur Änderung der Jahresverbrauchsprognose des Netzbetreibers hin zur Einspeisung in die Systeme und damit der tatsächlichen Nutzung der Prognose durch die Lieferanten. Weder diese zeitlichen Lücken noch die dahinterstehenden Prozesse werden in der vorgesehenen Regelung adressiert, sodass es wiederum zu neuen Regelungslücken in der Anwendung des Gesetzes kommen würde. Unklar bleibt etwa, ab welchem Zeitpunkt das angepasste Entlastungskontingent gelten würde. Außerdem wäre nicht geklärt, wie mit bereits auf der Grundlage des alten Kontingents ausgezahlten Entlastungen umzugehen ist und wie das alte und das neue Kontingent zu einem Gesamtkontingent zusammengefügt werden soll, mit dem die geleisteten Entlastungen in der Abrechnung anschließend abgeglichen werden könnten.

Insgesamt verursacht die Umsetzung dieser Norm deshalb einen unverhältnismäßig hohen Aufwand und neue Rechtsunsicherheiten. Ein Preisvergleich für Ladestrom mit gemeinsamem Zähler ergibt zudem, dass keiner der vom Makler Verivox angezeigten Anbieter den Referenzpreis von 40 Cent pro kWh (geprüft mit unterschiedlichen Verbräuchen und an unterschiedlichen Orten) überschreitet. Die Neuberechnung des Kontingents vor diesem Hintergrund bliebe also dazu noch ohne Folge. Gerade bei den hier angesprochenen neuen Anlagen kann der Kunde sich auch für getrennte Zähler entscheiden. Bei getrennten Zählern sinkt der zu zahlende Preis noch weiter.

Die in § 6 Satz 3 StromPBG (neu) vorgesehene Regelung lehnt der BDEW daher grundsätzlich ab und bemängelt die fehlende Analyse von Kosten und Nutzen dieser Maßnahme.

BDEW-Vorschlag:

- **Streichung der Regelung in § 6 Satz 3 und falls erforderlich eine Ausgestaltung einer Förderung für Kunden mit Wallboxen und Wärmepumpen.**

4. Keine Überschusserlösabschöpfung, wo keine Überschusserlöse erzielt werden können, § 13 Abs. 3 StromPBG

Es existieren in der Praxis bereits jetzt unterschiedliche Rechtsauffassungen zu der Frage, ob eine Erlösabschöpfung auch in Fällen stattzufinden hat, in denen strukturell überhaupt kein Erlös erwirtschaftet werden kann. Daher fordert der BDEW im Sinne der Rechtssicherheit eine eindeutige Klarstellung: Stommengen, für die schon strukturell kein Überschusserlös zu erzielen war, können auch dann nicht der Überschusserlösabschöpfung unterfallen, wenn sie über das Netz der allgemeinen Versorgung an einen anderen Ort als den Erzeugungsort geleitet werden.

Die Abschöpfung von Erlösen, die bereits strukturell nicht erwirtschaftet werden konnten, widerspricht der Zielsetzung des Gesetzes und auch der zu Grunde liegenden EU-Verordnung. Danach sind grundsätzlich nur solche Erzeuger in die Erlösabschöpfung einzubeziehen, die durch die Verteuerung der Energiepreise (erhebliche) Gewinne erwirtschaften konnten und können.

Vor dem Hintergrund der Wasserwirtschaft lässt sich dies plastisch darstellen: Auch in der Wasserwirtschaft existiert ein erhebliches Potenzial für die Eigenenergieerzeugung aus erneuerbaren Energien. Daher nutzen u.a. die Betreiber von Kläranlagen und Talsperren die Möglichkeiten ihrer Anlagen zur klimaneutralen Erzeugung von Strom aus Klärgas und Wasserkraft und erfüllen damit auch die an sie gestellten Erwartungen hinsichtlich des Klimaschutzes. Der erzeugte Strom kann häufig nicht komplett am Erzeugungsort verbraucht werden. Er wird daher über das Netz der allgemeinen Versorgung zu eigenen Verbrauchsanlagen an anderen Orten geleitet. Da es sich um Eigenverbrauch handelt (Personenidentität von Anlagenbetreiber und Letztverbraucher), gelangen diese Stommengen nicht auf einen Strommarkt, so dass auch keine entsprechenden Überschusserlöse erwirtschaftet werden können. Für diese **Eigenenerzeugungssachverhalte** gibt es bisher keine Regelung im Strompreisbremsegesetz, die sicherstellt, dass nur erlöste Überschüsse abgeschöpft werden. Lediglich für den Eigen- (und Fremd-)verbrauch ohne Nutzung des Netzes gibt es mit § 13 Abs. 3 Nr. 5 eine Ausnahme vom Anwendungsbereich.

Dies führt dazu, dass die zur Eigenerzeugung genutzten Anlagen einer faktischen Übererlösabschöpfung unterliegen, ohne dass entsprechende Erlöse erzielt wurden. Zwar definiert § 2 Nr. 10 StromPBG die EE-Anlage als eine solche nach § 3 Nr. 1 EEG, die im Abschöpfungszeitraum direkt vermarktet wird. Als Erneuerbare-Energien-Anlage im Sinne der Definition sind solche Anlagen anzusehen, die vollständig oder teilweise Strom aus Erneuerbaren Energien im Sinne von § 3 Nr. 1 und 21 EEG 2023 erzeugen (vgl. EuGH, Urteil vom 20. April 2023). Hierunter fallen auch Abfallverbrennungsanlagen mit teilweise erneuerbarem Einsatzstoff und Pumpspeicherwerkstätten mit teilweise natürlichem Zufluss, obwohl diese Anlagen nicht nach dem EEG

förderfähig sind. In Verbindung mit § 16 Abs. 1 Nr. 1 und 2 StromPBG ergibt sich daraus, dass nur diese Anlagen der Überschusserlösabschöpfung unterliegen. Sofern die Stromerzeugungsanlagen allerdings nur teilweise direkt vermarktet wurden oder es sich um Nicht-EE-Anlagen handelt, ist eine entsprechende Klarstellung erforderlich. **Unabhängig von der Art der Stromerzeugungsanlage muss eine Abschöpfung ausgeschlossen sein, wenn das Erzielen eines Überschusserlöses schon strukturell ausgeschlossen ist.**

Stommengen für **kostenlose Lieferungen** aufgrund von Konzessionsverpflichtungen sollten ebenfalls von der Überschusserlösabschöpfung ausgenommen werden. Soweit Stromerzeugungsanlagen aufgrund öffentlich-rechtlicher oder vertraglicher Verpflichtungen einen Teil der erzeugten Stommengen kostenlos an den Bund oder ein Land liefern müssen, können für diese Stommengen keine Erlöse erzielt werden. Dies ist beispielsweise bei Wasserkraftanlagen der Fall, aus deren Erzeugung kostenlos Strom an Schifffahrtsanlagen (Schleusen, Pumpwerke) zu liefern ist. Für kostenlos abzugebende Erzeugungsmengen können nicht noch Überschusserlöse abzuführen sein, auch wenn zur Lieferung das Netz der allgemeinen Versorgung genutzt wird. Bei derartigen kostenlosen Lieferungen über das öffentliche Netz, ist noch eine entsprechende Regelung im StromPBG vorzusehen.

BDEW-Vorschlag:

- § 13 Abs. 3 StromPBG sollte um Nummer 6 und 7 ergänzt werden:

6. Strom zum Eigenverbrauch unter Nutzung des Netzes,
7. Strom, der aufgrund öffentlich-rechtlicher oder vertraglicher Verpflichtungen
kostenlos an den Bund oder ein Land geliefert wird.

5. Weitere wesentliche Punkte im Zusammenhang mit der Änderung der Preisbremssengesetze

Bereits im Gesetzgebungsverfahren hatte der BDEW auf verschiedene Punkte hingewiesen, die in den seit Ende 2022 geltenden Fassungen der Gesetze zu **erheblichen Rechtsunsicherheiten** führen. Sie sind in der Umsetzungspraxis teilweise nicht im Einklang mit dem Gesetz zu lösen. Dies führt zu Verzögerungen in der Umsetzung und trägt zur Verunsicherung der Versorgungsunternehmen sowie der Entlastungsberechtigten bei.

Die Ausgestaltung aller Elemente der Preisbremsen muss so klar und einfach wie möglich sein, um die rechtssichere Umsetzung zu ermöglichen und Irritationen bei den Kundinnen und Kunden zu vermeiden. Bereits im Vorfeld hatte der BDEW darum gebeten, verschiedene Punkte im Gesetz klarzustellen. Leider sind diese bislang nur zum Teil in den FAQ des BMWK adressiert und auch nicht in der nun vorliegenden Anpassungsnovelle enthalten.

Aus Sicht des BDEW insbesondere folgende Punkte besonders wichtig:

- **Es sollte für Gas, Wärme und Strom definiert werden, was unter dem „vereinbarten Arbeitspreis“ zu verstehen ist.** Andernfalls kommt es zu sachlich ungerechtfertigten Ungleichbehandlungen von Letztverbrauchern. Die Produktvielfalt im Strom, im Gas und in der Wärme ist groß. Dementsprechend unterscheidet sich bei verschiedenen Verträgen und Kunden auch die Zusammensetzung des Arbeitspreises.
- **Klarstellung hinsichtlich der Möglichkeit von Grundpreiserhöhungen in der Wärme.**
- **Es muss sichergestellt sein, dass die Rückforderungsvorbehalte der Energie- und Wärmeversorgungsunternehmen so lange wirksam bleiben, bis diese Sicherheit über die vollständige Erstattung der gewährten Entlastungsbeträge haben.**
- Das Gesetz muss sicherstellen, dass alle Änderungen, die zu veränderten Entlastungsbeträgen führen, grundsätzlich **im Rahmen der nächsten Abrechnung berücksichtigt oder korrigiert werden können**, damit nicht für geringste Beträge ein großer Aufwand betrieben werden muss.

Mit Blick auf die **Regelungen der Überschusserlösabschöpfung** bedarf es ebenfalls noch einzelner spezifischer Anpassungen (siehe in der Anlage unter 3.).

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

In der **Anlage zu dieser Stellungnahme** hat der BDEW die Punkte zusammengeführt, die zur besseren Umsetzbarkeit und sachgerechteren Regelung im Gesetzentwurf angepasst werden müssten.

Anlage zur BDEW-Stellungnahme zum Gesetzentwurf zur Änderung des Erdgas-Wärme- Preisbremsengesetzes, zur Änderung des Strompreis- bremse-gesetzes sowie zur Änderung weiterer energie- rechtlicher und sozialrechtlicher Gesetze

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

1. Artikel 1: Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetz

1.1. Begrenzung des Entlastungsbetrags auf die jährliche Rechnungssumme, § 3 Abs. 4 und § 11 Abs. 5 EWPBG

§ 3 Abs. 4 und § 11 Abs. 5 EWPBG zielen ausweislich der Gesetzesbegründung offenbar darauf ab, „dass die Entlastungsbeträge dem Kunden maximal in Höhe der Brutto-Verbrauchskosten gewährt werden.“ (vgl. BT-Drs. 20/4683, S.73).

Die bestehenden Regelungen in § 3 Abs. 4 und § 11 Abs. 5 und in § 20 Abs. 1 Satz 1 Nummer 5 sollen offenbar die Summe der monatlichen Entlastungsbeträge für das Jahr 2023 auf die Summe der Rechnungen für das Jahr 2023 beschränken. Eine Auszahlung von Entlastungsbeträgen soll nicht erfolgen.

Dabei bleibt ungeklärt, ob sich die Begrenzung nur auf die verbrauchsabhängigen Rechnungsbestandteile (Arbeitspreise) oder auch auf die verbrauchsunabhängigen Bestandteile beziehen soll. Es ist also die Frage zu klären, ob auch eine Entlastung erfolgt, wenn kein Verbrauch erfolgte und nur der Grundpreis zu zahlen wäre.

Zu klären ist darüber hinaus, ob eine Entlastung, die den monatlichen Rechnungsbetrag in einem Monat überschreitet, auch in solchen Monaten gutgeschrieben werden kann, in denen z.B. wegen einer Preissenkung kein Anspruch auf Entlastung bestand.

BDEW-Vorschlag:

- Im EWPBG sollte geklärt werden,
 - dass die Entlastungsbeträge, die den Rechnungsbetrag für den Abrechnungszeitraum übersteigen, als Guthaben in den folgenden Abrechnungszeitraum übertragen werden können, soweit dieser im Kalenderjahr 2023 liegt,
 - ob sich die Entlastung nur auf die **verbrauchsabhängigen Bestandteile** bezieht oder auf die gesamte Rechnung und
 - ob die Entlastung nur in Monaten gewährt werden kann, für die grundsätzlich ein Anspruch auf Entlastung besteht – die also für das Kalenderjahr 2023 erfolgen und in denen der Differenzbetrag größer als Null ist.

1.2. Bestimmung des Arbeitspreises für die Ermittlung des Differenzbetrags Gas und Wärme, § 9 und 16 EWPBG

Die Produktvielfalt im Strom, im Gas und in der Wärme ist groß. Nicht bei allen Verträgen und Kunden ist immer klar ersichtlich, welche Bestandteile der Arbeitspreis umfasst bzw. was als

solcher bezeichnet wird. Darüber hinaus enthält der Arbeitspreis oft bereits von Tarif zu Tarif verschiedene Elemente. Die Tarifstruktur der Energieversorger unterscheidet sich vor allem im Strom und Gasbereich aus wettbewerblichen Gründen erheblich.

Schon gar nicht enthält der Arbeitspreis immer **alle** Bestandteile oder **nur** die Bestandteile, die den Referenzpreis per Gesetz definieren. Den Arbeitspreis ohne eine gesetzliche Grundlage anzupassen und mit dem Referenzpreis vergleichbar zu machen, birgt für die Unternehmen rechtliche Risiken und ist für die Kunden ggf. nicht nachvollziehbar.

1.2.1. Fall 1 Gas: Vereinbarter Arbeitspreis enthält Bestandteile nicht, die zum gesetzlich definierten Referenzpreis gehören

Im **Gasbereich** gibt es Kundengruppen, die aufgrund der im Zusammenhang mit der Soforthilfe vorgesehenen Entlastungssystematik in den Anwendungsbereich von § 3 EWPBG fallen und deren Arbeitspreis aus diesem Grund weder Netzentgelte noch staatlich veranlasste Preisbestandteile enthalten. Dies gilt unter anderem für die **RLM-Kunden, die eine Entlastung nach § 3 EWPBG erhalten** und nicht in den Anwendungsbereich von § 6 oder § 7 EWPBG fallen. Falls diese Letztverbraucher für ihre Entnahmestellen nach § 9 Abs. 2 Nr. 1 EWPBG überhaupt eine Entlastung erhielten, würde sie deutlich zu gering ausfallen, wenn der Berechnung des Differenzbetrages nur der reine Arbeitspreis zugrunde liegen würde und andere Preisbestandteile nicht hinzugerechnet werden dürften.

Dies gilt aber auch für Kunden mit einem „**gläsernen oder transparenten**“ Tarif. Grob gesagt bilden dabei verschiedene einzelne Preiskomponenten einen Gesamtpreis. Die Netzentgelte werden in diesen Tarifen z.B. als ein Bestandteil des Gesamtpreises separat durchgereicht, sind aber nicht Teil des vertraglich vereinbarten und als Arbeitspreis bezeichneten Preisbestandteils. Diese Preiskomponenten wie Netzentgelte, Abgaben, Steuern, Umlagen sonstige Preiskomponenten sind dann gerade nicht in einen „Arbeitspreis“ einkalkuliert. Der im Gesetz definierte Referenzpreis enthält diese Bestandteile aber, § 9 Abs. 3 Nr. 1 EWPBG.

Hier ist eine Klarstellung im Gesetz erforderlich. Es sollte definiert werden, was unter dem „vereinbarten“ bzw. dem „Arbeitspreis“ zu verstehen ist. Einer Definition des Referenzpreises bedarf es grundsätzlich nicht, weil dieser Preis per Gesetz in einer bestimmten Höhe bereits festgelegt ist.

Andernfalls wird in vielen Fällen, für die eine Entlastung vorgesehen ist, keine Entlastung erfolgen, insbesondere wegen der potenziellen Bußgeldgefahr nach § 38 Abs. 1 Nr. 4 EWPBG. Darüber hinaus stellt der Fragen-Antworten-Katalog des BMWK „[Anträge nach dem Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetz \(EWPBG\)](#)“ Version 4.0 (Frage 4.1.1) sogar ausdrücklich klar, dass

dem reinen Arbeitspreis keine weiteren Preisbestandteile hinzugerechnet werden dürfen. Das BMWK hat dem BDEW mitgeteilt, dass diese Ausführungen entsprechend auch für den Strombereich gelten. Diese Auslegung ist sinnvoll und pragmatisch für den Fall eines reinen Arbeitspreis-Grundpreis-Systems, im dem man sonst einen Teil des Grundpreises auf den Arbeitspreis aufschlagen müsste.

- Im Gesetz sollte daher der Arbeitspreis definiert werden und nicht der Referenzpreis bzw. sollte die Definition zusätzlich zum Referenzpreis erfolgen. Das verbrauchsunabhängige Messentgelt und der verbrauchsunabhängige Anteil des Netzentgeltes sollte aus Gründen der leichteren Umsetzbarkeit nur insoweit in den Arbeitspreis einfließen, wie es bereits vertraglich vereinbarter Preisbestandteil ist. Diese Kostenbestandteile fallen jährlich an und müssten sonst mit großem Aufwand in einem weiteren Arbeitsschritt anteilig auf die kWh verteilt werden.
- Zusätzlich zum vertraglich vereinbarten Arbeitspreis sollten auch die vertragsgemäß abgerechneten Preisbestandteile als Arbeitspreis verstanden werden, die auch Gegenstand des Referenzpreises sind - unabhängig davon, ob sie ausdrücklich sämtlich als Arbeitspreis bezeichnet werden. Damit unterbliebe eine (zufällige) Ungleichbehandlung zwischen Kunden, die einen „integrierten“ Arbeitspreis vereinbart haben und solchen, die neben einem als Arbeitspreis bezeichneten Preis weitere Preisbestandteile (wie das Netzentgelt bei SLP-Kunden) zur erhöhten Transparenz separate vereinbart haben.

1.2.2. Fall 2 Gas: Der vereinbarte Arbeitspreis enthält Bestandteile, die nicht zum gesetzlich definierten Referenzpreis gehören

Es gibt im Gasbereich Verträge zur Belieferung von Entnahmestellen mit Arbeitspreisen, die Bestandteile enthalten, die ausdrücklich nicht zum Referenzpreis gehören sollen, § 9 Abs. 2 Nr. 2 EWPBG. Dazu gehören unter anderem Kunden mit einem Jahresverbrauch von über 1,5 Mio. kWh, die aber nach einem SLP bilanziert und abgerechnet werden.

Auch hier ist eine Klarstellung im Gesetz erforderlich, da sonst die Auszahlung von deutlich zu hohen Differenzbeträgen droht.

- Im Gesetz sollte der Arbeitspreis zumindest zusätzlich und nicht allein der Referenzpreis definiert werden.

1.2.3. Regelung im Wärmebereich

Auch im **Wärmebereich** unterscheiden sich die Referenzpreise nach § 16 Abs. 3 EWPBG: Bei Kunden nach § 11 EWPBG umfasst der Referenzpreis weitere Entgelte, Steuern und Abgaben, bei Kunden nach § 14 EWPBG hingegen nicht. Unklarheiten bestehen, ob bei der Bildung der Differenz nach § 16 Abs. 2 EWPBG der vertraglich vereinbarte Arbeitspreis unverändert mit dem jeweiligen Referenzpreis verglichen werden kann, wenn er nicht die gleichen Bestandteile enthält wie der gesetzlich definierte Referenzpreis.

Da weder der Wortlaut noch die Gesetzesbegründung diesbezüglich eine Aussage enthalten, ist eine klarstellende Ergänzung des Gesetzes erforderlich, um Rechtssicherheit für die Berechnung der Entlastungsbeträge zu erzielen.

- Auch für den Wärmebereich ist daher eine Klarstellung im Gesetz in § 16 Abs. 2 EWPBG erforderlich, da sonst zu hohe oder zu niedrige Differenzbeträge drohen. Im Gesetz sollte der Arbeitspreis definiert werden und nicht der Referenzpreis.

1.2.4. Entlastung von Spotmarktverträgen

Die Umsetzung der bisher vorgesehenen Gewichtung stellt sich das BMWK bisher ausweislich der Fragen-und-Antworten zur Strompreisbremse wie folgt vor:

„Bei zeitvariablen Tarifen, zum Beispiel bei Haushalten mit Nachspeicherheizungen, aber auch bei sogenannten real-time-pricing Tarifen, wird der monatliche Durchschnittspreis herangezogen, um den Entlastungsbetrag der Strompreisbremse zu berechnen. Dabei wird aber nicht der mengengewichtete Durchschnitt der verschiedenen Tarifstufen für die Entlastung herangezogen, sondern die Gewichtung erfolgt anhand der zeitlichen Gültigkeit der Tarifstufen.“

Zum Beispiel:

*Wenn von 0 bis 6 Uhr ein günstiger Tarif gilt und von 6 bis 24 Uhr ein teurer Tarif, dann geht der Nachttarif zu 6/24 in den Durchschnitt ein und der Tagtarif zu 18/24, egal wie viel in diesen Zeitfenstern verbraucht wurde. Gleches gilt bei stunden- oder im Extremfall sogar viertelstundengenauer Abrechnung: Wenn jede Stunde ein anderer Preis gilt, geht jeder dieser Preise mit 1/24 in die Berechnung ein, egal wie viel in dieser Stunde verbraucht wurde. Gilt in jeder Stunde des Monats April ein anderer Preis, geht jeder dieser Preise mit 1/24*1/30 in den Durchschnittspreis ein, egal wieviel in dieser Viertelstunde verbraucht wurde.“*

Eine zeitgewichtete Umsetzung von HT/NT -Tarifen ist mit einer zeitlichen Gewichtung praktisch schon kaum oder nur mit einem enormen Aufwand umsetzbar, weil, wie oben dargestellt, die Schaltzeiten für die Kunden ganz unterschiedlich sein können. Für Spotmarktarife passt diese Regelung noch weniger. Sie sind zwar zeitvariabel, weil sie keinen feststehenden Preis für den Monat haben, aber hier ist gerade entscheidend wieviel innerhalb einer bestimmten Zeit verbraucht wurde, zumal die Preise auch innerhalb kürzerer Zeitabschnitte variieren können.

- Die Abrechnung sollte mengengewichtet erfolgen.

BDEW-Vorschlag für Gas und Wärme:

- In § 9 Abs. 2 EWPBG sollte auf den mengengewichteten der Arbeitspreis abgestellt und wie folgt formuliert werden:

(2) Der Differenzbetrag ergibt sich für einen Kalendermonat aus der Differenz zwischen dem für die Belieferung der Entnahmestelle für den ersten Tag des Kalendermonats vereinbarten Arbeitspreis und dem Referenzpreis nach Absatz 3. [...] Der Differenzbetrag nach Satz 1 ergibt sich bei Tarifen mit zeitvariablen Arbeitspreisen aus der Differenz des für die Belieferung der Entnahmestelle mit der zeitlichen Gültigkeit der einzelnen vereinbarten Arbeitspreise dem mengengewichteten durchschnittlichen Arbeitspreises für den gesamten Kalendermonat und dem Referenzpreis nach Absatz 3. [...]
- Zumindest zusätzlich zum Referenzpreis sollte in § 9 Abs. 2 EWPBG der Arbeitspreis definiert werden, der der Berechnung des Differenzbetrages zugrunde liegen soll. Daraus sollte Absatz 2a um folgende Sätze ergänzt werden.

(2a) Als vereinbarter Arbeitspreis gilt bei Netzentnahmestellen nach Absatz 2 Nummer 1 der vereinbarte Preis einschließlich bzw. zuzüglich der Netzentgelte, Messstellenentgelte und staatlich veranlassten Preisbestandteilen. Die staatlich veranlassten Preisbestandteile schließen die Umsatzsteuer ein. Satz 3 gilt nicht für Preisbestandteile, die Teil des Grundpreises oder Gegenstand eines separaten Vertrages sind. Bei Netzentnahmestellen nach Absatz 2 Nummer 2 gelten Netzentgelte, Messstellenentgelte und staatlich veranlassten Preisbestandteile einschließlich der Umsatzsteuer nicht als Bestandteil des Arbeitspreises, der der Berechnung des Differenzbetrags nach Absatz 1 zugrunde zu legen ist.
- Zumindest zusätzlich zum Referenzpreis sollte in § 16 Abs. 2 EWPBG der Arbeitspreis definiert werden, der der Berechnung des Differenzbetrages zugrunde liegen soll.

(2) Der Differenzbetrag ergibt sich für einen Kalendermonat aus der Differenz zwischen dem für die Belieferung der Entnahmestelle für den ersten Tag des Kalendermonats vereinbarten gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreis für den gesamten Kalendermonat und dem Referenzpreis nach Absatz 3. [...] Als vereinbarter Arbeitspreis gelten bei Netzentnahmestellen nach Absatz 3 Nummer 1 auch staatlich veranlasste Preisbestandteile einschließlich der Umsatzsteuer. Bei Netzentnahmestellen nach Absatz 3 Nummer 2 und Nummer 3 gelten staatlich veranlasste Preisbestandteile einschließlich der Umsatzsteuer nicht als Bestandteil des vereinbarten Arbeitspreises, der der Berechnung des Differenzbetrags zugrunde zu legen ist.

1.3. Grundpreiserhöhungen bei der Wärmeversorgung zulassen, § 12 Abs. 1 EWPBG

Die Regelung des § 12 Abs. 1 EWPBG sieht grundsätzlich vor, dass ein Grundpreis, den ein Wärmeversorgungsunternehmen von seinem Kunden verlangt, für die Geltungsdauer des EWPBG nur in der Höhe berechnet werden darf, die für den Monat September 2022 vertraglich vereinbart gewesen ist. Dadurch sollen missbräuchliche Gestaltungen im Verhältnis zwischen Grund- und Arbeitspreis im Zuge der Einführung der Wärmepreisbremse vermieden werden. Der Gesetzeszweck zielt ausweislich der Gesetzesbegründung vor allem auf eine Verschiebung von Grundpreisbestandteilen in den Arbeitspreis zulasten des Staates ab.

Klargestellt werden sollte, dass nur Grundpreissenkungen verboten, **Grundpreiserhöhungen dagegen weiterhin zulässig** sind. Sofern die Arbeitspreise im Gegenzug zur Grundpreiserhöhung gesenkt werden, würde sich dies jedenfalls nicht nachteilig auf die vom Staat zu tragenden Entlastungen auswirken, da dies zu einer Reduzierung der Entlastungsbeträge führen würde. Durch Grundpreiserhöhungen können keine Kostenpositionen vom Grundpreis in den Arbeitspreis verschoben werden. Insofern ginge die Regelung von vornherein fehl, würde sie auch diese umfassen. Die gesetzgeberische Intention würde damit auch nicht erfüllt werden.

Dessen ungeachtet stellt sich die Frage des Verhältnisses von § 12 Abs. 1 EWPBG zu der Vorgabe des § 27 Abs. 1 EWPBG, wonach es verboten ist, die Arbeitspreise missbräuchlich anzuheben. Dieses Verbot würde eine unzulässige Kostenverschiebung vom Grundpreis in den Arbeitspreis mit umfassen, was die Maßgabe des § 12 Abs. 1 EWPBG sogar gänzlich entbehrlich macht.

Würden Grundpreiserhöhungen durch § 12 Abs. 1 EWPBG untersagt, würde den Wärmeversorgungsunternehmen die Möglichkeit genommen, für die Wärmetransformation dringend benötigte Investitionen über den verbrauchsunabhängigen Grundpreis zu refinanzieren. Teilweise bereits weit vor den Preisbremsen eingeführte Tarifumstellungen würden den Wärmeversorgungsunternehmen im Ergebnis verboten.

Im Gesetz ist daher in § 12 Abs. 1 Satz 1 EWPB eine Klarstellung erforderlich: Die Vorschrift erfasst Grundpreissenkungen zulasten des Arbeitspreises oder Streichung von § 12 Abs. 1 EWPB und in der Folge auch von § 38 Abs. 1 Nr. 1 EWPB.

BDEW-Vorschlag:

- § 12 Abs. 1 Satz 1 EWPB sollte wie folgt geändert werden:

(1) Das Wärmeversorgungsunternehmen darf für eine Entnahmestelle eines von ihm belieferten Kunden für die Monate, in denen der Kunde eine Entlastung nach § 11 Absatz 1 erhält, einen vertraglich vereinbarten Grundpreis nur in der keiner geringeren Höhe berechnen, die es mit dem jeweiligen Kunden für den Kalendermonat September 2022 vereinbart hat oder, sofern das Wärmeversorgungsunternehmen den Kunden am 30. September 2022 nicht beliefert hat, aufgrund eines Wärmeliefervertrages mit Kunden hätte verlangen können.

1.4. Entlastungserstreckung für die Monate Januar und Februar 2023 für Gas und Wärme, §§ 5 und 13 EWPB

Die Regelungen der Gesetze sehen für Strom, Gas und Wärme für die Monate Januar und Februar 2023 eine Erstreckungsregelung vor. Den Letztverbrauchern und Kunden ist ein Entlastungsbetrag gutzuschreiben, der dem Entlastungsbetrag für den Monat März 2023 entspricht.

Einige Letztverbraucher und Kunden zahlen für die Monate Januar und Februar 2023 **Arbeitspreise, die unter den Referenzpreisen liegen**. Für diese Monate bestünde also grundsätzlich kein Entlastungsanspruch. Ändert sich der Arbeitspreis auf Grund einer Preisänderung oder weil die Kunden den Versorger wechseln, stellt sich die Frage, ob für die Monate Januar und/oder Februar 2023 eine Entlastungserstreckung erfolgt.

Ausweislich der Gesetzesbegründung soll mit der Erstreckung eine Lücke geschlossen werden, die sich daraus ergibt, dass sich die Preisbremsen zeitlich nicht bereits zum Januar 2023 umsetzen ließen. An einer solchen Lücke fehlt es, wenn für diese Monate gar kein Anspruch auf Entlastung bestanden hätte. Darüber hinaus geht der Gesetzestext selbst davon aus, dass für Januar 2023 oder Februar 2023 und damit nicht unbedingt immer für beide Monate eine Entlastung zu erfolgen hat.

Die Regelungen zur Entlastungserstreckung weichen ausdrücklich von der Grundregelung ab, nach der ein Anspruch nur besteht, wenn der Referenzpreis unter dem Arbeitspreis liegt und legen einen pauschalen Betrag fest. Sie lassen also offen, ob der pauschale Betrag immer für Januar und Februar 2023 zu zahlen ist oder nur, wenn der Anspruch bestand bzw. bestehen

konnte. Für eine nicht nur der Höhe nach, sondern auch zeitlich gesehen pauschale Regelung spricht, dass bei einem Lieferantenwechsel der neue Lieferant die Preise des alten Lieferanten nicht kennt und eine Entlastungserstreckung in diesen Fällen wegen § 8 EWPBG ggf. nicht mit der Märzentlastung erfolgen kann.

Hinweis:

Darüber hinaus möchte der BDEW auf einen Punkt hinweisen, der ggf. eine ungewollte Lücke darstellt und bisher ungeklärt ist. Letztverbraucher und Kunden, die im März keine Entlastung erhalten, weil der Referenzpreis über dem Arbeitspreis liegt (z.B. nach einer Preisänderung oder einem Lieferantenwechsel) erhalten nach dem Wortlaut auch keine Entlastungserstreckung für Januar und Februar 2023, weil der eigentlich zu verdreifachende Betrag bei 0 Euro liegt.

Insgesamt sind deshalb folgende Anpassungen erforderlich:

BDEW-Vorschlag:

- § 5 Abs. 1 EWPBG sollte wie folgt geändert werden:

(1) Für Letztverbraucher nach § 3 Absatz 1 Satz 3, die in den Monaten Januar oder Februar 2023 mit leitungsgebundenem Erdgas beliefert wurden, ist von dem Erdgaslieferanten, der sie am 1. März 2023 mit leitungsgebundenem Erdgas beliefert, zusätzlich zu den Entlastungen nach § 3 für den Monat Januar oder Februar 2023 jeweils der für den Monat März 2023 nach § 8 ermittelte Entlastungsbetrag jeweils für den Monat Januar oder Februar 2023 zu berücksichtigen, soweit für diese Monate ein Anspruch auf Entlastung nach § 3 dem Grunde nach bestanden hätte. Eine nachträgliche Korrektur von Rechnungen, die der Erdgaslieferant dem Letztverbraucher für den Monat Januar oder Februar 2023 gestellt hat, hat nicht zu erfolgen.

- § 13 Abs. 1 EWPBG sollte wie folgt geändert werden:

(1) Das Wärmeversorgungsunternehmen ist verpflichtet, Kunden nach § 11 Absatz 1 Satz 5 zusätzlich zu der Entlastung nach § 11 Absatz 1 für die Monate Januar und Februar 2023 jeweils den für den Monat März 2023 ermittelten Entlastungsbetrag gutzuschreiben, soweit mit dem Kunden in diesen Monaten bereits ein Vertragsverhältnis bestand und der Referenzpreis unter dem für diesen Zeitraum geltenden vereinbarten Arbeitspreis lag.

1.5. Vorbehalt der Rückforderung, § 15 Abs. 4 Satz 2 EWPBG

Nach § 15 Abs. 4 Satz 2 EWPBG gilt, dass der Vorbehalt der Rückforderung mit der Wertstellung des Ausgleichs der Jahresendabrechnung für das Kalenderjahr 2023 nach § 20 erfüllt ist. Die gegenwärtige Regelung führt im Ergebnis dazu, dass der Rückforderungsvorbehalt bereits zu einem Zeitpunkt keine Wirkung mehr entfachen würde, in dem mangels Endabrechnung der Erstattung der Entlastungen im Sinne des § 34 EWPBG überhaupt noch nicht sicher feststeht, ob die Versorgungsunternehmen auch eine (vollständige) Erstattung der Entlastung erhalten werden. Oft, wenn auch nicht immer, erfolgt die Abrechnung „rollierend“. Das bedeutet die Abrechnung erfolgt nicht kalenderjährlich, sondern hinsichtlich des Verbrauchszeitraums zu einem beliebigen Tag im Jahr beginnend und ca. 12 Monate darauf endend. Das hat zur Folge, dass die Jahresendabrechnung für das Kalenderjahr 2023 voraussichtlich Anfang des Jahres 2024 oder im Extremfall erst im Jahr 2025 erfolgen wird. Die Endabrechnung der Erstattung durch den Staat demgegenüber erst weit im Jahr 2025. Es muss sichergestellt sein, dass die Rückforderungsvorhalte der Energieversorgungsunternehmen so lange wirksam bleiben, bis diese Sicherheit über die vollständige Erstattung der gewährten Entlastungsbeträge haben. Andernfalls würde den Energieversorgungsunternehmen mit den Preisbremsengesetzen nicht nur der administrative Mehraufwand von Aufgaben des Sozialstaates auferlegt, sie würden darüber hinaus auch noch das volle wirtschaftliche Risiko tragen.

BDEW-Vorschlag:

- § 15 Abs. 4 Satz 2 EWPBG sollte wie folgt geändert werden

(3) [...] Der Entlastungsbetrag ist unter dem Vorbehalt der Rückforderung zu gewähren. Der Vorbehalt ist mit der Wertstellung des Ausgleichs der Jahresendabrechnung für das Kalenderjahr 2023 nach § 20 erfüllt, sofern die Endabrechnung nach § 34 abgeschlossen ist und die dem Kunden gewährten Entlastungsbeträge hier endgültig bestätigt wurden.

1.6. Verfahren der Feststellung der anzuwendenden Höchstgrenze, § 19 Abs. 8 bis 12 EWPBG

Die Ergänzungen in § 19 EWPBG sind ausdrücklich zu begrüßen.

Allerdings sollte die Rückforderung bei Verstößen gegen beihilferechtliche Regelungen, die von der Prüfbehörde festgestellt werden, idealerweise jetzt schon durch das Anpassungsgesetz selbst geregelt werden. Die Prüfbehörde (und nicht der Lieferant) sollten bei Nichtabgabe der endgültigen Selbsterklärung des Letztverbrauchers innerhalb der gesetzlich bestimmten

Frist nach Mitteilung des Lieferanten sämtliche ausgezahlte Entlastungsbeträge vom Letztverbraucher zurückfordern; § 20 Abs. 3 EWPBG und § 12 Abs. 4 StromPBG wären entsprechend zu ändern.

1.7. Boni- und Dividendenverbot, § 29a Abs. 6 EWPBG

Die Verlängerung der Frist in § 29a Abs. 6 EWPBG (und § 37a Abs. 6 StromPBG), innerhalb derer ein Opt-Out erklärt werden kann (nunmehr 31. Juli 2023), ist zu begrüßen.

Allerdings ergeben sich mit Blick auf die neu aufgenommene Unternehmens-Definition in § 29a Abs. 8 EWPBG insbesondere in Konstellationen mit verbundenen Unternehmen neue Fragen und Unklarheiten im Umgang mit und bei der Anwendung der Opt-Out-Möglichkeit. So ist beispielsweise bei verbundenen Unternehmen durch die Neufassung des Unternehmensbegriffs (jeweils in Abs. 8 definiert) eine einzelunternehmensspezifische, betroffenheits- sowie bedarfsgerechte Bewertung nur noch eingeschränkt möglich. Der den aktuell gültigen Regelungen in §§ 29a EWPBG und 37a StromPBG zugrunde liegende Ansatz einer Betrachtung von einzelnen Unternehmen und deren individuelle Möglichkeit, auszuoptieren, erscheint insoweit vorzugswürdig.

BDEW-Vorschlag:

- Streichung § 29a Abs. 8 EWPBG-E und § 37a Abs. 8 StromPBG.

2. Artikel 2: Strompreisbremsegesetz - Entlastungsseite

2.1. Entlastungsbetrag bei untermonatlichem Letzverbraucherwechsel, § 4 Abs. 1 StromPBG

Zieht ein Letztverbraucher untermonatlich um, enthält § 3 Abs. 2 EWPBG eine Regelung, die eine anteilige – also tagesscharfe – Berechnung vorsieht. Der Letztverbraucher wird also für den gesamten Monat entlastet; zum Teil vom alten und zum Teil vom neuen Lieferanten. Im Strombereich ist unklar, ob der alte Lieferant tatsächlich die vollständige Entlastung für den ganzen Monat zu übernehmen hat, für den er den Letztverbraucher am 1. des Kalendermonats beliefert. Zur Klarstellung sollte die Regelung aus dem Gasbereich auch für Strom übernommen werden. Derzeit erfolgt die Umsetzung am Markt unterschiedlich. Das birgt das Risiko, dass einige Kunden beim Lieferantenwechsel leer ausgehen und andere eine doppelte Entlastung erhalten.

BDEW-Vorschlag:

- § 4 Abs. 1 StromPBG sollte um folgende Regelung aus § 3 Abs. 1 EWPBG ergänzt werden:
1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die am ersten Tag eines Kalendermonats Strom an einen Letztverbraucher über eine Netzentnahmestelle liefern, müssen dem Letztverbraucher eine Absenkung der Stromkosten in Höhe des monatlichen Entlastungsbetrags gewähren. Der Entlastungsbetrag nach Satz 1 ist in Summe über alle Kalendermonate des Kalenderjahres 2023 begrenzt auf die tatsächlichen Stromkosten des Letztverbrauchers an der betreffenden Netzentnahmestelle für das Kalenderjahr 2023. Endet oder beginnt die Belieferung eines Letztverbrauchers mit leistungsgebundenem Strom während eines Monats, so hat das Elektrizitätsversorgungsunternehmen diesem Letztverbraucher den Entlastungsbetrag für diesen Monat anteilig gutzuschreiben und in der nächsten Rechnung zu berücksichtigen.

2.2. Bestimmung des Arbeitspreises für die Ermittlung des Differenzbetrags, § 5 Abs. 1 StromPBG

Die Produktvielfalt im Strom, im Gas und in der Wärme ist groß. Nicht bei allen Verträgen und Kunden ist immer klar ersichtlich, was der Arbeitspreis ist bzw. ist er als solcher bezeichnet. Darüber hinaus enthält der Arbeitspreis oft bereits von Tarif zu Tarif verschiedene Elemente. Die Tarifstruktur der Energieversorger unterscheidet sich vor allem im Strom und Gasbereich erheblich. Schon gar nicht enthält der Arbeitspreis immer **alle** Bestandteile oder **nur** die Be-

standteile, die den Referenzpreis per Gesetz definieren. Den Arbeitspreis, ohne eine gesetzliche Grundlage anzupassen und mit dem Referenzpreis vergleichbar zu machen, birgt für die Unternehmen Risiken und ist für die Kunden ggf. nicht nachvollziehbar.

2.2.1. Fall 1: Vereinbarter Arbeitspreis enthält Bestandteile nicht, die zum gesetzlich definierten Referenzpreis gehören

Es gibt Kundengruppen, die in den Anwendungsbereich von § 5 Abs. 1 Nr. 1 StromPBG fallen und deren Arbeitspreise weder Netzentgelte noch Messentgelte enthalten. Das kann unter anderem für Kunden gelten, die viertelstündlich bilanziert werden (ggf. an eine höhere Spannungsebene angeschlossen sind) und deren Jahresverbrauch die 30.000 kWh nicht überschreitet. In erster Linie gilt das aber für Kunden mit einem „gläsernen oder transparenten“ Tarif. Grob gesagt bilden dabei verschiedene einzelne Preiskomponenten einen Gesamtpreis. Die Netzentgelte werden in diesen Tarifen z.B. als ein Bestandteil des Gesamtpreises separat durchgerechnet, sind aber nicht Teil des vertraglich vereinbarten und als Arbeitspreis bezeichneten Preisbestandteils. Teils ist in diesen Fällen auch keine der Preiskomponenten als Arbeitspreis bezeichnet. Die genannten Preiskomponenten wie Netzentgelte, Abgaben, Steuern, Umlagen und sonstige Preiskomponenten sind dann gerade nicht in einen vereinbarten „Arbeitspreis“ einkalkuliert. Der im Gesetz definierte Referenzpreis enthält diese Bestandteile aber, § 5 Abs. 2 Nr. 1 StromPBG.

Hier ist eine Klarstellung im Gesetz erforderlich. Es sollte definiert werden, was unter dem „vereinbarten“ bzw. dem „Arbeitspreis“ zu verstehen ist.

Einer Definition des Referenzpreises bedarf es grundsätzlich nicht, weil dieser Preis per Gesetz in einer bestimmten Höhe bereits festgelegt ist.

Andernfalls wird in vielen Fällen, für die eine Entlastung vorgesehen ist, keine Entlastung erfolgen, insbesondere wegen der potenziellen Bußgeldgefahr nach § 43 Abs. 1 Nr. 7 Strom PBG. Darüber stellt der Fragen-Antworten-Katalog des BMWK „[Anträge nach dem Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetz \(EWPBG\)](#)“ Version 5.0 (Frage 4.1.1) sogar ausdrücklich klar, dass dem reinen Arbeitspreis keine weiteren Preisbestandteile hinzugerechnet werden dürfen. Das BMWK hat dem BDEW mitgeteilt, dass diese Ausführungen entsprechend auch für den Strombereich gelten. Diese Auslegung ist sinnvoll und pragmatisch für den Fall eines reinen Arbeitspreis-Grundpreis-Systems, im dem man sonst einen Teil des Grundpreises auf den Arbeitspreis aufschlagen müsste.

- Im Gesetz sollte daher der **Arbeitspreis** definiert werden und nicht der Referenzpreis bzw. sollte die Definition zusätzlich zum Referenzpreis erfolgen. Das verbrauchsunabhängige Messentgelt und der verbrauchsunabhängige Anteil des Netzentgeltes sollte aus Gründen der leichteren Umsetzbarkeit nur insoweit in den Arbeitspreis einfließen, wie es bereits vertraglich vereinbarter Preisbestandteil ist. Diese Kostenbestandteile fallen jährlich an und müssten sonst mit großem Aufwand in einem weiteren Arbeitsschritt anteilig auf die kWh verteilt werden.

2.2.2. Fall 2: Der vereinbarte Arbeitspreis enthält Bestandteile, die nicht zum gesetzlich definierten Referenzpreis gehören

Insbesondere bei Kunden mit mehr als 30.000 kWh Jahresverbrauch (§ 5 Abs. 2 Nr. 2 StromPBG), aber auch bei anderen Kunden im Strom- und Gasbereich enthalten die Arbeitspreise teils Bestandteile, die ausdrücklich nicht zum Referenzpreis gehören sollen (für Gas § 9 Abs. 2 Nr. 2 EWPBG). So ist dies regelmäßig bei SLP-Kunden mit über 30.000 kWh Jahresverbrauch der Fall, die im Standard einen Arbeits-Grundpreis und kein Arbeits-Leistungspreis-System haben. Im Arbeitspreis sind dann Netzentgelte und staatlich veranlasste Preisbestandteile enthalten. Der Referenzpreis ist dagegen ohne diese Bestandteile festgelegt.

- Auch hier ist eine Klarstellung im Gesetz erforderlich, da sonst die Auszahlung von deutlich zu hohen Differenzbeträgen droht. Im Gesetz sollte der Arbeitspreis zumindest zusätzlich und nicht allein der Referenzpreis definiert werden.

2.3. Entlastung von Spotmarktverträgen

Eine zeitgewichtete Umsetzung von HT/NT -Tarifen ist mit einer zeitlichen Gewichtung praktisch schon kaum oder nur mit einem enormen Aufwand umsetzbar, weil, wie oben dargestellt, die Schaltzeiten für die Kunden ganz unterschiedlich sein können. Für Spotmarktarife passt diese Regelung noch weniger. Sie sind zwar zeitvariabel, weil sie keinen feststehenden Preis für den Monat haben, aber hier ist gerade entscheidend wieviel innerhalb einer bestimmten Zeit verbraucht wurde, zumal die Preise auch innerhalb kürzerer Zeitabschnitte variieren können.

- Die Abrechnung sollte wie auch zum EWPBG vorgeschlagen (siehe 1.1.4) mengengewichtet erfolgen.

BDEW-Vorschlag:

- Zumindest zusätzlich zum Referenzpreis sollte in § 5 Abs. 1 StromPBG der Arbeitspreis definiert werden, der der Berechnung des Differenzbetrages zugrunde liegen soll. Dafür sind dem Abs. 1 zwei Sätze anzufügen.

(1) [...] Als vereinbarter Arbeitspreis gilt bei Netzentnahmestellen nach Absatz 2 Nummer 1 der vereinbarte Preis einschließlich bzw. zuzüglich der Netzentgelte, Messstellenentgelte und staatlich veranlassten Preisbestandteilen. Die staatlich veranlassten Preisbestandteile schließen die Umsatzsteuer ein. Dies gilt nicht für Preisbestandteile, die Teil des Grundpreises oder Gegenstand eines separaten Vertrages sind. Bei Netzentnahmestellen nach Absatz 2 Nummer 2 gelten Netzentgelte, Messstellenentgelte und staatlich veranlassten Preisbestandteile einschließlich der Umsatzsteuer nicht als Bestandteil des Arbeitspreises, der der Berechnung des Differenzbetrags nach Absatz 1 zugrunde zu legen ist.

2.4. Einordnung nach Kundengruppen, § 5 Abs. 2 StromPBG

Die Einordnung einer Netzentnahmestelle nach § 5 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 oder Nr. 2 anhand einer aktuellen Jahresverbrauchsprognose ist für Entnahmestellen, die anhand gemessener Werte (RLM-Kunden) bilanziert werden nicht möglich. In diesen Fällen existiert keine Jahresverbrauchsprognose. Der entsprechend vorgesehene Satz ist daher mangels Umsetzungsfähigkeit zu streichen.

2.5. Grundlage des Entlastungskontingents bei Wechsel der Bilanzierung (SLP zu viertelstündiger Bilanzierung und umgekehrt)

In den Fällen, in denen sich während der Laufzeit der Preisbremsen die Art der Bilanzierung ändert, obwohl alle anderen Voraussetzungen (Letztverbraucher, Entnahmestelle und sogar der Verbrauch) unverändert bleiben, sollte sich auch am Kontingent nichts ändern.

Denkbar sind solche Fälle des Wechsels der Bilanzierungsart z.B. bei Letztverbrauchern, die zunächst über ein SLP und dann viertelstündig bilanziert werden anlässlich des Einbaus eines intelligenten Messsystems. In solchen Fällen liegen die Verbrauchsdaten aus dem Jahr 2021 vor und das EVU hätte zunächst die aktuelle Jahresverbrauchsprognose zugrunde gelegt. Allerdings stünden Aufwand und Nutzen der Kontingentänderung in keinem Verhältnis und wären auch dem Kunden kaum zu erklären. Daher sollte es für die Laufzeit der Preisbremsen bei dem einmal festgestellten Kontingent bleiben.

BDEW-Vorschlag:

- § 6 Nummer 1 Buchstabe a StromPBG (**Jahresverbrauchsprognose**) sollte wie folgt geändert werden:

Der Differenzbetrag nach § 5 wird gewährt für ein Entlastungskontingent. Dieses beträgt pro Kalendermonat für

1. *Netzentnahmestellen, für die der Referenzpreis nach § 5 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 anzuwenden ist, 80 Prozent*
 - a) *im Fall von Netzentnahmestellen, die über standardisierte Lastprofile bilanziert werden, der aktuellen dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen **zum Zeitpunkt der erstmaligen Bestimmung des Entlastungskontingents** vorliegenden **aktuellen** Jahresverbrauchsprognose für die Netzentnahmestelle geteilt durch zwölf*
[...]"
 - b) *im Fall von Netzentnahmestellen, die nicht über standardisierte Lastprofile belieft werden, der Netzentnahme,*
 - aa) *die der zuständige Messstellenbetreiber für das Kalenderjahr 2021 gemessen oder anderweitig festgestellt hat, geteilt durch zwölf, oder*
- § 6 StromPBG (**Änderung der Bilanzierungsart**) sollte dem jetzigen Satz 3 Satz vorangestellt werden:

Ändert sich an einer Netzentnahmestelle eines Letztverbrauchers, für die bereits ein Entlastungskontingent festgestellt worden ist, ausschließlich die Art der Bilanzierung, bleibt das Entlastungskontingent unverändert. Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Letztverbraucher können einvernehmlich eine von Satz 2 abweichende monatliche Verteilung des Jahreskontingents in den Fällen des § 5 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 mit Wirkung für den verbleibenden Entlastungszeitraum vereinbaren.

2.6. Boni- und Dividendenverbot, § 37a Abs. 8 StromPBG

Die Verlängerung der Frist in § 37a Abs. 6 StromPBG (und § 29a Absatz 8 EWPBG), innerhalb der ein Opt-Out erklärt werden kann (nunmehr 31. Juli 2023), ist zu begrüßen.

Allerdings ergeben sich mit Blick auf die neu aufgenommene Unternehmensdefinition in § 37a Abs. 8 Entwurf StromPBG insbesondere in Konstellationen mit verbundenen Unternehmen

neue Fragen und Unklarheiten im Umgang mit und bei der Anwendung der Opt-Out-Möglichkeit. So ist beispielsweise bei verbundenen Unternehmen durch die Neufassung des Unternehmensbegriffs (jeweils in Abs. 8 definiert) eine einzelunternehmensspezifische, betroffenheits- sowie bedarfsgerechte Bewertung nur noch eingeschränkt möglich. Der den aktuell gültigen Regelungen in §§ 29a EWPBG und 37a StromPBG zugrunde liegende Ansatz einer Be trachtung von einzelnen Unternehmen und deren individueller Möglichkeit auszuoptieren, erscheint insoweit vorzugswürdig.

BDEW-Vorschlag:

- Streichung § 37a Abs. 8 StromPBG und § 29a Abs. 8 EWPBG.

2.7. Klarstellungen zur Entlastung von Schienenbahnen

Nachdem das BMWK mit Bekanntmachung im Bundesgesetzblatt die Anwendbarkeit der Entlastungsregelungen für Schienenbahnen erklärt hat, sind diese durch die Lieferanten umzusetzen.

Dabei ergeben sich verschiedene Regelungslücken zu den Höchstgrenzen, die einer Klarstellung im StromPBG oder mindestens über FAQ bedürfen:

- **Ergänzung einer Regelung, nach der einem Schienenbahnunternehmen der Entlastungsbetrag erst gewährt werden darf, wenn es die Pflicht zur Abgabe der Selbsterklärung nach § 30 Abs. 1 Nr. 1 erfüllt hat.** § 9 Abs. 5 StromPBG gilt ausdrücklich nicht. Es entstünden also erhebliche Rückforderungsrisiken.
- **Ergänzung in § 30 Abs. 1 Nr. 2 StromPBG: Auch Schienenbahnunternehmen müssen ihrem Lieferanten die final anzuwendende Höchstgrenze und den Prüfvermerk eines Prüfers mitteilen.** Bei Nichtmitteilung beträgt die Höchstgrenze dann null.

3. Artikel 2: Strompreisbremsengesetz - Überschusserlösabschöpfung

3.1. Maßgeblicher Zeitpunkt für die Ermittlung der 1 MW-Grenze bei Biogasanlagen für die Überschusserlösabschöpfung, § 13 Abs. 3 Nr. 2 a) StromPBG

Der BDEW begrüßt die Art. 2 Nr. 12 des Gesetzentwurfs vorgesehenen Änderungen in § 13 Abs. 3 Nr. 2 a) StromPBG grundsätzlich. Durch diese Änderungen wird klargestellt, für welche Anlagen auf welche Zeiträume für die Bestimmung der Bemessungsleistung im Sinne des Gesetzes abgestellt werden muss, und dass für Anlagen, für die die Bemessungsleistung nach dem Kalenderjahr 2023 bestimmt werden muss, die Zahlung für die ersten beiden Abrechnungszeiträume nach § 14 Abs. 1 Satz 4 StromPBG aber erst bis zum 15. Februar 2024 erfolgen muss.

Der BDEW sieht allerdings die nachträgliche Anordnung der Anwendung der leistungsseitigen Zusammenfassung von Biogasanlagen nach § 24 Abs. 1 EEG 2023 oder der anzuwendenden Vorgängerregelungen insoweit kritisch, als das vorliegende Änderungsgesetz in jedem Falle erst nach Abschluss des ersten Abrechnungszeitraums in Kraft treten wird und Art. 5 des Gesetzentwurfs für diese Änderung keine rückwirkende Geltung der Änderung anordnet. Folglich kann es sein, dass für entsprechende Anlagen nach § 14 Abs. 1 StromPBG erst nachträglich nach Inkrafttreten des Gesetzes eine entsprechende Zahlungspflicht entsteht, die vorher mangels leistungsseitiger Zusammenfassung nicht bestanden hatte. Das ergibt dann ebenfalls eine Friktion mindestens mit den Fälligkeitsbestimmungen in § 14 Abs. 1 StromPBG, bzw. es sollte eine Regelung getroffen werden, ob sich diese Zusammenfassung dann auch auf bereits verstrichene Abrechnungszeiträume auswirkt, oder nicht.

3.2. Leistungsseitige Zusammenfassung nach § 24 Abs. 1 EEG 2023 oder Vorgängerregelung zur Bestimmung der Bemessungsleistung, § 13 Abs. 3 Nr. 2 StromPBG

In der Branche ist strittig, ob die leistungsseitige Zusammenfassung nach § 24 Abs. 1 EEG 2023 oder Vorgängerregelungen gemäß dem § 13 Abs. 3 Nr. 2 b) der geltenden Fassung des StromPBG auch auf **Windenergieanlagen** und **Nicht-Gebäude-Solaranlagen** (Solaranlagen des ersten Segments bzw. solche nach § 48 Abs. 1 EEG 2023 oder Vorgängerregelung) sowie auf **PPA-Freiflächenanlagen** anzuwenden ist. Diese Anlagen unterfallen eigentlich nicht dieser leistungsseitigen Zusammenfassung, da die Prämisse, dass "für den in ihnen erzeugten Strom der Anspruch nach § 19 Absatz 1 in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung oder der installierten Leistung besteht" bei diesen Anlagen mangels gezonter Fördersätzen bzw. bei PPA-Anlagen mangels EEG-Förderung gar nicht anwendbar ist. Diese Auslegung bildet derzeit den Branchenkonsens ab.

Andererseits ordnet das EEG die leistungsseitige Zusammenfassung seit dem EEG 2014 auf alle Anlagen an, um die Leistung der Anlagen angesichts der Schwellenwerte für die verpflichtende Direktvermarktung und (teilweise) für die Ausschreibungspflicht zu bestimmen. Insoweit ist es denkbar, dass im Rahmen von § 13 Abs. 3 Nr. 2 StromPBG trotz Anwendbarkeit eines nichtgezonten Fördersatzes für Windenergie- und Freiflächen-Solaranlagen dennoch die leistungsseitige Zusammenfassung der jeweiligen EEG-Fassung auf diese Anlagen angewandt werden muss. Dies scheint allerdings wohl vom Gesetzgeber nicht gewollt zu sein.

BDEW-Vorschlag:

- Zur Klarstellung des Gewollten schlägt der BDEW vor, § 13 Abs. 3 Nr. 2 b) StromPBG wie folgt zu ändern:

b) sonstigen Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 1 Megawatt, wobei zur Bestimmung der installierten Leistung § 3 Nummer 31 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Bestimmung der Größe der Stromerzeugungsanlage § 24 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder die entsprechende Bestimmung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Stromerzeugungsanlage maßgeblichen Fassung entsprechend anzuwenden sind; ausgenommen von der Anwendung von § 24 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder der entsprechenden Bestimmung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Stromerzeugungsanlage maßgeblichen Fassung sind Windenergieanlagen sowie Freiflächenanlagen nach § 3 Nummer 22 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder der entsprechenden Bestimmung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Stromerzeugungsanlage maßgeblichen Fassung und Solaranlagen auf, an oder in einer baulichen Anlage, die weder Gebäude noch Lärmschutzwand ist,

3.3. Kosten für Verschiebung von Dekontaminationsmaßnahmen, § 16 Abs. 1 Nr. 3 b) StromPBG

Ein wichtiger Aspekt, der die Mehrkosten bestimmt, ist, ob die bereits vertraglich vereinbarte Dekontamination des Primärkreislaufs verschoben werden muss. Die Dekontamination des Primärkreislaufs ist der erste Schritt beim Rückbau eines Kernkraftwerks. Relevante Mehrkosten beim Rückbau aufgrund des Weiterbetriebs können sich daher nur bei solchen Anlagen ergeben, bei denen aufgrund des Weiterbetriebs die bereits vertraglich vereinbarte Dekontamination des Primärkreislaufs verschoben werden muss.

Wenn die Unternehmen entsprechende vertragliche Vereinbarungen vorlegen können, werden Referenzkosten von 12 Cent pro Kilowattstunde angesetzt. Bringt ein Unternehmen im

Rahmen der Meldung nach § 29 Abs. 1 Nummer 4 die erhöhten Referenzkosten von 12 Cent pro Kilowattstunde in Ansatz, kann die Bundesnetzagentur entsprechende Nachweise verlangen, insbesondere die Vorlage der Unterlagen, aus denen sich die vertragliche Vereinbarung zur Dekontamination des Primärkreislaufs ergibt.

BDEW-Vorschlag:

- § 16 Abs. 1 Nr. 3 b) StromPBG sollte wie folgt geändert werden
 1. bei Stromerzeugungsanlagen, die Strom auf der Basis von Kernenergie erzeugen, das Produkt aus der erzeugten und einspeisten Strommenge und dem Wert von [...]
 - b) *9 Cent pro Kilowattstunde für Strom, der nach dem 31. Dezember 2022 und vor dem 16. April 2023 erzeugt und eingespeist worden ist; dieser Wert erhöht sich um 2 Cent pro Kilowattstunde, wenn der Betreiber der Stromerzeugungsanlage nachweist, dass aufgrund des Weiterbetriebs nach § 7 Absatz 1e des Atomgesetzes in diesem Zeitraum die Dekontaminationsarbeiten am Primärkreislauf hinsichtlich seines weiter betriebenen Kernkraftwerks verschoben werden müssen und diese Arbeiten vor dem 1. November 2022 ~~für diesen Zeitraum~~ vertraglich vereinbart worden waren, zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 3 Cent pro Kilowattstunde,...*

3.4. Präzisierung für Altholzanlagen, § 16 Abs. 5 StromPBG

Die Begriffe „Altholz“ in § 16 Abs. 5 StromPBG und „ausschließlich“ müssen angepasst werden. Bei der Definition von „Altholz“ sollte auf die Begriffsbestimmungen in § 2 der Altholzverordnung abgestellt werden. Darüber hinaus setzen „Altholzanlagen“ üblicherweise nicht ausschließlich „Altholz“ zur Stromerzeugung ein, sondern auch andere Biomassefraktionen. Es sollten daher auch folgende Einsatzstoffe im Sinne der Verordnung über das Europäische Abfallverzeichnis in der Anlage eingesetzt werden dürfen, ohne dass die entsprechenden Anlagen aus der Regelung nach § 16 Abs. 5 StromPBG fallen:

- 03 01 01 - Rinden und Korkabfälle
- 03 01 04* - Sägemehl, Späne, Abschnitte, Holz, Spanplatten und Furniere, die gefährliche Stoffe enthalten
- 03 03 01 - Rinden- und Holzabfälle
- 19 12 07 - Holz mit Ausnahme desjenigen, das unter 19 12 06 fällt
- 20 01 37* - Holz, das gefährliche Stoffe enthält

- 17 03 03* - Kohlenteer und teerhaltige Produkte (i.S.v. Teerkork)
- 19 05 01, 19 05 02, 19 05 03 - die klassischen überwiegend holzigen Siereste aus Kompostanlagen sowie Biomasse ohne Abfallschlüssel.

Eine Zünd- und Stützfeuerung sollte nicht unter diese Anteile gefasst werden und auch nicht den Ausschließlichkeitsgrundsatz berühren. Zahlreiche Altholzanlagen in Deutschland nutzen z.B. Heizöl als Zünd- und Stützfeuerung. Dadurch werden die notwendigen vorgeschriebenen Seite 4 von 6 Temperaturniveaus erreicht, um bspw. eine ordnungsgemäße Abgasreinigung aufrechterhalten zu können. Da anlagenabhängig unterschiedliche Mengen Brennstoff zum Einsatz kommen, sollte hier die Zünd- und Stützfeuerung „in technisch notwendigem und erforderlichem Maße“ zulässig sein. In diesem Zusammenhang sollte der Einsatz von Stoffen, welche nur zu unwesentlichen Anteilen (<2%) eingesetzt werden, nicht automatisch dazu führen, dass die entsprechenden Anlagen aus der Regelung nach § 16 Abs. 5 StromPBG fallen.

Die vorgeschlagene nötige Präzisierung muss sich auf den gesamten Zeitraum der Erlösabschöpfung beziehen.

Schließlich ist der Begriff “ausschließlich” bereits begrifflich nicht mit den Begriffen “auf Basis von” in § 16 Abs. 5 StromPBG vereinbar.

BDEW-Vorschlag:

- § 16 Abs. 5 StromPBG sollte wie folgt geändert werden:

„Bei Stromerzeugungsanlagen, die Strom ausschließlich auf der Basis von Altholz mit Ausnahme von Industrierestholz erzeugen, ist Absatz 1 mit der Maßgabe anzuwenden, dass der Sicherheitszuschlag nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 7 Cent pro Kilowattstunde beträgt. Altholz im Sinne des Satzes 1 ist Altholz im Sinne der Altholzverordnung einschließlich Einsatzstoffen der Abfallschlüssel Nummer 03 01 01, 03 01 04, 03 03 01, 19 12 07, 20 01 37, 17 03 03, 19 05 01, 19 05 02 und 19 05 03 der Anlage der Verordnung über das Europäische Abfallverzeichnis sowie Biomasse im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Der Einsatz anderer Einsatzstoffe als nach Satz 2 im Umfang der technisch notwendigen Zünd- oder Stützfeuerung der Stromerzeugungsanlage spricht nicht gegen die Annahme einer Anlage nach Satz 1 und 2.“

3.5. Jahresendabrechnung erst für 2023

§ 32 Abs. 1 Nr. 2 StromPBG sieht die Pflicht für Verteilnetzbetreiber vor, bis zum 31. Mai eines Jahres die Endabrechnung für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr vorzulegen. Für die

Zwecke der Übererlösabschöpfung sollte es für Dezember 2022, der in die erste Abschöpfungsperiode fällt, keine eigene Endabrechnung geben müssen. Branchenkonsens ist hier, dass dieser Monat ebenfalls in die Endabrechnung für 2023 fallen sollte.

BDEW-Vorschlag:

- § 32 Abs. 1 Nr. 2 StromPBG sollte wie folgt geändert werden:
 2. *bis zum 31. Mai eines Jahres die Endabrechnung für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr vorlegen, wobei für die Zwecke der Übererlösabschöpfung die Endabrechnung für das Kalenderjahr 2023 auch Dezember 2022 erfasst.*

3.6. Ausnahme von der Meldung gem. § 29 Abs. 1 Nr. 2 StromPBG

Nach § 29 Abs. 1 Nr. 2 StromPBG sind Betreiber von Stromerzeugungsanlagen im Anwendungsbereich des Teils 3 des Gesetzes verpflichtet, dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber spätestens vier Monate nach Ablauf des jeweiligen Abrechnungszeitraums nach § 14 Abs. 1 Satz 4 des Gesetzes anlagenbezogen die Netzeinspeisung der Stromerzeugungsanlage im Abrechnungszeitraum in viertelstündlicher Auflösung mitzuteilen. Hierbei sind im Rahmen der Mitteilung Anpassungen der Einspeisung nach § 13a Abs. 1 und § 14 Abs. 1 und 1c des Energiewirtschaftsgesetzes einzubeziehen sowie eigenständig mitzuteilen. Diese Regelung sollte nur dann Anwendung finden, wenn ein Überschusserlös tatsächlich erwirtschaftet werden konnte.

Es gibt Fälle, bei denen sich bei der Ermittlung des Abschöpfungsbetrages gem. § 16 in Kombination mit § 18 StromPBG immer ein negativer Wert ergibt. In diesen Fällen sind die zugestandenen Referenzkosten plus der Sicherheitszustand immer größer als der Vermarktungspreis, weshalb eine Abschöpfung ausgeschlossen ist. Allerdings muss der Anlagenbetreiber trotzdem für jede dieser Anlagen eine Meldung gem. § 29 StromPBG durchführen. Diese beinhaltet auch die Meldung der $\frac{1}{4}$ Stunden Lastgänge für die Zählerwerte und die RD 2.0-Ausfallarbeit. Die Werte liegen oft nicht vor und müssen aufwendig beschafft werden. In diesen Fällen sollte ein einfacher Nachweis ohne viertelstündliche Berechnung ausreichen. Die Beschaffung und Meldung der Lastgänge könnte dann unterbleiben.

BDEW-Vorschlag:

- Ergänzung des § 29 Abs. 1 Nr. 2 StromPBG

„die Netzeinspeisung der Stromerzeugungsanlage im Abrechnungszeitraum in viertelstündlicher Auflösung, sofern ein Überschusserlös gemäß § 16 in Verbindung mit § 18

nicht grundsätzlich ausgeschlossen ist; im Rahmen der Mitteilung sind Anpassungen der Einspeisung nach § 13a Absatz 1 und § 14 Absatz 1 und 1c des Energiewirtschaftsgesetzes einzubeziehen sowie eigenständig mitzuteilen,

3.7. Ausgleich von Differenzbeträgen, §§ 14 Abs. 4 und 29 Abs. 1a StromPBG

Der nachträgliche Ausgleich von Ansprüchen zwischen dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage und dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Stromerzeugungsanlage angeschlossen ist, ist grundsätzlich positiv zu bewerten. Dieser Spielraum zur Korrektur nach Erhalt final feststehender Werte ist allerdings nicht erforderlich, wenn im Rahmen der Endabrechnung im Folgejahr diese Möglichkeit besteht. Eine unterjährige Anpassung birgt zum einen die Gefahr, dass Anschlussnetzbetreiber bei Rückzahlung von bereits gezahlten Abschöpfungsbeträgen in Vorleistung gehen müssten, wenn diese Beträge bereits an den Übertragungsnetzbetreiber weitergeleitet wurden. Zum anderen wird ein erheblicher Abwicklungsaufwand aller Beteiligten generiert. Da einige der Werte, die nach Ablauf des Abrechnungszeitraums noch nicht zur Verfügung stehen, erst mit Ablauf des Kalenderjahres 2023 feststehen werden, erscheint es deutlich effizienter und zeitlich ausreichend, die Meldung zum 31. März 2024 mit anschließendem Ausgleich unverzüglich nach dem 31. Mai 2024 vorzunehmen, der nach § 32 Abs. 1 Nr. 2 StromPBG für die Endabrechnung zwischen Verteilnetzbetreiber und BNetzA bzw. Übertragungsnetzbetreiber vorgesehen ist.

BDEW-Vorschlag:

- § 14 Abs. 4 und § 29 Abs. 1a StromPBG werden wie folgt angepasst:

*„(4) Im Fall des § 29 Absatz 1a Satz 6 muss der positive oder negative Differenzbetrag zwischen dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage und dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Stromerzeugungsanlage angeschlossen ist, **nach Abschluss der Endabrechnung gemäß § 32 Absatz 1 Nummer 2 im Folgejahr** unverzüglich ausgeglichen werden.“*

*„(1a) Stehen Angaben, die nach Absatz 1 mitzuteilen sind, bei Ablauf der Frist für einen Abrechnungszeitraum noch nicht fest, sind die Werte durch den Betreiber der Stromerzeugungsanlage innerhalb der Frist des Absatzes 1 zunächst vorläufig mitzuteilen. Satz 1 ist nicht auf Absatz 1 Nummer 4 Buchstabe a anzuwenden. Nimmt der Anlagenbetreiber eine vorläufige Mitteilung nach Satz 1 für einzelne Angaben vor, muss er dem regelzonenvantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber in der Frist nach Absatz 1 zusätzlich mitteilen, welche seiner Angaben vorläufig sind. **Sebold die Die** Werte, die nach Satz 1 vorläufig mitgeteilt worden sind, **feststehen, muss** teilt der Betreiber der Stromerzeugungsanlage dem*

regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber zum 31. März des Folgejahres mit unverzüglich diese Werte mitteilen. Die Mitteilung erfolgt entsprechend den Bestimmungen nach Absatz 1. Ergibt sich bei der Mitteilung nach Satz 4 ein positiver oder negativer Differenzbetrag zu dem Überschusserlös, der aufgrund vorläufiger Mitteilung nach Satz 1 für den Abrechnungszeitraum berechnet worden ist, so muss der Betreiber der Stromerzeugungsanlage in den Fällen des Absatzes 2 diesen Differenzbetrag zum 31. März des Folgejahres unverzüglich auch dem Verteilernetzbetreiber mitteilen, an dessen Netz die Stromerzeugungsanlage angeschlossen ist.“

3.8. Verordnungsermächtigung und Laufzeit der Überschusserlösabschöpfung

Die Bundesregierung hat wiederholt ihre Intention kommuniziert, die Überschusserlösabschöpfung nicht über den im StromPBG festgelegten Zeitraum, d.h. bis zum 30. Juni 2023, zu verlängern. Dennoch besteht durch die Verordnungsermächtigung in § 47 Abs. 1 Nr. 2 explizit die Möglichkeit für die Bundesregierung, dies zu tun. Für Marktteilnehmer, insbesondere im PPA-Markt, stellt diese Verordnungsermächtigung trotz der öffentlichen Äußerungen des BMWK ein erhebliches regulatorisches und ökonomisches Risiko dar. Wenn die Bundesregierung am Auslaufen der Überschusserlösabschöpfung festhält, kann und sollte die Verordnungsermächtigung zur Fortführung gestrichen werden.

BDEW-Vorschlag:

- Streichen des § 47 Abs. 1 Nr. 2

3.9. Weitere Änderungsvorschläge

Im Zuge der Anpassungen des StromPBG hat der BDEW wiederholt Vorschläge zur Verbesserung der Regelungen der Überschusserlösabschöpfung im StromPBG und zur Anpassung an die unternehmerische Wirklichkeit gemacht. Hierzu gehören Vorschläge zur **Bewertung von CO₂-Absicherungsgeschäften**, **Klarstellungen zur Wahlmöglichkeit der Angabe von Preissicherungsmeldungen sowie Anpassungen bei internen Absicherungsgeschäften bei historischen hedges**. Da diese Vorschläge nach wie vor aktuell sind und bisher nicht im StromPBG umgesetzt wurden, verweisen wir explizit auf unsere [Stellungnahme](#) gegenüber dem Ausschuss für Klimaschutz und Energie des Deutschen Bundestages zu seiner Anhörung am 27. März 2023: Ausschussdrucksache 20(25)311.



Stellungnahme

Zentralverband des Deutschen Handwerks e. V. (ZDH)

Gesetzentwurf der Bundesregierung

„Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes, zur Änderung des Strompreisbremsegesetzes sowie zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze und zur dazugehörigen Formulierungshilfe“

BT-Drs. 20/6873

siehe Anlage

Stellungnahme

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes, zur Änderung des Strompreisbremsegesetzes sowie zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze

Berlin, 13.06.2023

Zentralverband des Deutschen Handwerks
Abteilung Wirtschafts-, Energie- und Umweltpolitik

+49 30 20619-260
dr.terton@zdh.de

+49 30 20619-262
pesch@zdh.de

EU Transparency Register Nr. 5189667783-94
Lobbyregister der Bundesregierung: R002265

Der Zentralverband des Deutschen Handwerks dankt für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Gesetzentwurf der Bundesregierung „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes, zur Änderung des Strompreisbremsegesetzes sowie zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze“.

Übergreifende Anmerkungen

Berücksichtigung coronabedingter Rückgänge beim Energieverbrauch

Der Bundestag folgte am 15. Dezember 2022 den Beschlussempfehlungen des Bundestagsausschusses für Klimaschutz und Energie und hat für das EWPBG und das StromPBG jeweils folgenden Passus beschlossen:

„Der Deutsche Bundestag stellt weiterhin fest, [...] dass bei der Ermittlung des Entlastungskontingents nach § 10 des Gesetzes zur Einführung von Preisbremsen für leistungsgebundenes Erdgas und Wärme und § 6 des Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse bei allen Letztverbrauchern, bei denen aufgrund der Folgen der Flutkatastrophe im Juli 2021 in mehreren Regionen Deutschlands oder aufgrund staatlich angeordneter Auflagen zur Eindämmung der Covid19-Pandemie die heranzuziehenden Jahresverbrauchsprognosen unplausibel niedrig angesetzt wurden, eine entsprechende Berücksichtigung dieses Sonderefekts bei der Jahresverbrauchsprognose die notwendige Voraussetzung dafür ist, dass die Entlastung der betroffenen Unternehmen korrekt bestimmt werden kann.“

Insbesondere ZDH und DEHOGA hatten unermüdlich darauf hingewiesen, dass die Berücksichtigung der Energieverbräuche aus 2021 bei der Berechnung des Entlastungsbeitrages für die Energiepreisbremsen die Betriebe benachteiligt, die z.B. 2021 direkt im Lockdown (Bsp. Cafés) oder indirekt vom Lockdown (Bsp. Textilreiniger) betroffen waren. Hierzu hat der ZDH in Zusammenarbeit mit den entsprechenden Fachverbänden dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) auf dessen sehr kurzfristige Bitte hin im Vorfeld der Erstellung des Gesetzentwurfs belastbare Zahlen geliefert:

Für das **Textilreinigerhandwerk** wurde gemeldet, dass 75,8 % der Betriebe beim Stromverbrauch einen Rückgang von durchschnittlich 29,4 % haben (in der Spitz bis zu 65 %), und beim Gasverbrauch hatten 71,3 % der Betriebe durchschnittlich einen Rückgang von 31,9 % (ein Betrieb hatte in der Spitz einen Rückgang bis zu 70 %).

Für das **Konditorenhandwerk** wurden repräsentative Beispiele untergliedert nach Betriebsgröße übermittelt. Demnach lag der Rückgang beim Stromverbrauch – je nach Betriebsgröße – zwischen 5,37 und 39,72 % und beim Gasverbrauch zwischen 0,09 und 53,85 %.

Der vorliegende Gesetzentwurf enthält nunmehr Passagen für einen „Zusätzlichen Entlastungsbetrag zum Ausgleich atypischer Minderverbräuche [...]“ im Artikel 1 „Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetz (EWPBG)“ unter § 37a sowie im Artikel 2 „Änderung des Strompreisbremsegesetzes (StromPBG) unter § 12 b.

Aber die Ausgestaltung entspricht aus unserer Sicht nicht dem eingangs zitierten, vom Bundestag beschlossenen Passus:

Eine Entlastung ist nur möglich für RLM-Kunden; d.h. SLP-Kunden, das sind insbesondere **kleine Betriebe, bleiben grundsätzlich unberücksichtigt.**

(RLM-Kunden: Kunden mit Regulierender Leistungsmessung, SLP-Kunden: Kunden im Standardlastprofil)

Der **Energieverbrauchsrückgang** im Jahr 2021 muss gegenüber dem Jahr 2019 **mindestens 50 %** betragen – vergleicht man die vom Handwerk eingereichten Daten, kommen hier also **nur eine Handvoll Betriebe** zusammen.

Diese Einschätzung deckt sich auch mit derjenigen, welche die DIHK, der DEHOGA und der HDE in einem Schreiben gegenüber dem Ausschuss für Klimaschutz und Energie vom 26. April 2023 abgegeben haben:

„Ein solcher Rückgang ist nach Rückmeldung unserer Unternehmen nur in absoluten Ausnahmefällen eingetreten. Insbesondere dort, wo ein signifikanter Anteil der Energie für die Grundlast (bspw. zur Sicherstellung von Kühlketten oder zur Vermeidung von Schimmelbildung infolge einer Unterschreitung der Taupunktemperatur) notwendig ist, oder dort, wo nur einzelne Dienstleistungsbereichen (bspw. Wellness- oder Restaurantbereiche in Hotelanlagen) betroffen waren, sind mindestens 50 Prozent ein unrealistischer Wert. Wir plädieren daher für eine deutliche Absenkung dieses Wertes.“

Diesem Petitum schließen wir uns nachdrücklich an.

Vorausgesetzt wird ferner, dass ein **Überbrückungshilfeantrag bewilligt** wurde.

Und schließlich gibt es **Bagatellgrenzen**, mit denen Handwerksbetriebe deutlich benachteiligt und ausgegrenzt werden: Der zusätzliche Entlastungsbetrag – der also aus dem Betrag resultiert, der über die 50 % Verbrauchsrückgang hinaus geht – muss beim **Strom mindestens 1.000 Euro** betragen und beim **Gas mindestens 10.000 Euro**.

In der **Gesetzesbegründung** wird aufgeführt, dass die Wahl der Kriterien in vorliegender Form getroffen wurde, weil damit eine **Eingrenzung auf Härtefälle** erfolgt. Dies **widerspricht jedoch der Beschlussempfehlung des Bundestagsausschusses** für Klimaschutz und Energie vom 15. Dezember 2022, der darlegt, dass die Berücksichtigung des Corona-Sondereffektes bei der Jahresverbrauchsprognose eine „notwendige Voraussetzung dafür ist, dass die Entlastung der betroffenen Unternehmen korrekt bestimmt werden kann“. Hier drängt sich leider der Eindruck auf, dass die Verbrauchsdaten von den Verbänden abgefragt wurden, um dann die Grenze für den Energieverbrauchsrückgang bewusst so zu ziehen, dass eine geringere Zahl von Betrieben hier Berücksichtigung finden, was wiederum „Härtefällen“ entspricht...

Zur praktischen Umsetzung der **Berücksichtigung der Auswirkungen der Corona-Pandemie** beim zugrunde zu legenden Verbrauch sollte daher auf folgenden Sachverhalt in den zuvor genannten Paragrafen von EWPBG und Strom PBG abgestellt werden:

„Sofern die Jahresverbrauchsrechnungen aus 2019 und 2021 einen coronabedingten Rückgang im Jahr 2021 belegen, wird das für 2021 errechnete Entlastungskontingent prozentual in dem Maße erhöht, wie der Verbrauchsrückgang im Vergleich der Jahre 2019 zu 2021 nachgewiesen ist.“

Anmerkungen zu Artikel 1: Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbrem-sengesetz (EWPBG)

Allgemeine Anmerkungen

Im Gesetzentwurf wurde versäumt, Benachteiligungen von Unternehmen auszuräumen, die trotz der wirtschaftlichen Herausforderungen durch die Corona-Pandemie in umweltfreundlichere Technologien als Öl investiert und ihre Prozessenergie in 2021 von Öl auf Gas umgestellt haben. Hierbei handelt es sich i.d.R. um Betriebe, die auch vorher schon Gas bezogen haben, durch die Umstellung von Öl auf Gas nun aber deutlich mehr Gas verbrauchen. Beispielsweise kann hier ein Textilreinigungsbetrieb genannt werden, der in der Krankenhausversorgung tätig ist. Dieser Betrieb hat im September 2021 einen Großraumkessel zur Dampferzeugung in Betrieb genommen und ist damit von Öl auf Gas umgestiegen. Bis zum 30. September 2021 lag der durchschnittliche Gasverbrauch bei ca. 40.000 kWh pro Monat. Seit dem 1. Oktober 2021 werden nun ca. 180.000 kWh pro Monat verbraucht.

Diese vom Gesetzgeber ungewollte Benachteiligung könnte behoben werden, wenn **§ 10 Absatz 3 EWPBG ergänzt** würde (Ergänzung in roter Schrift): „Bei einem Letztverbraucher nach Absatz 1 Satz 2, der im Wege einer registrierenden Leistungsmessung beliefert wird und über dessen Entnahmestelle nach dem 1. Januar 2021 erstmalig leitungsgebundenes Erdgas bezogen wurde bzw. der nach dem 1. Januar 2021 nachweislich eine Umstellung von Öl auf Gas vollzogen hat, beginnt der zugrunde zu legende Zeitraum mit dem Tag der Lieferung und endet der zugrunde zu legende Zeitraum nach einem Kalenderjahr.“

Anmerkungen zu einzelnen Regelungen

Zu Nummer 7

Änderung des § 9 Absatz 2:

Abweichend von den bisherigen Regelungen, nach dem ausschließlich der Arbeitspreis am 1. Tag des Kalendermonats bei der Berechnung des Differenzbetrages herangezogen wird, gibt es durch die vorgesehene Änderung nunmehr die Möglichkeit, den „gewichtete-

ten durchschnittlichen Arbeitspreis für den gesamten Kalendermonat“ zu berücksichtigen. Dies entspricht einer ZDH-Forderung. Die potenzielle Benachteiligung von Betrieben mit Spotverträgen wird auf diese Weise ausgeglichen, was wir begrüßen.

Zu Nummer 18

Nummer 18b) zur Änderung des § 29 Absatz 4 Satz 2 Nr. 4:

Wir begrüßen, dass durch die Ergänzung der Nummer 4 bei etwaigen Rückforderungen im Zusammenhang mit der Nichterfüllung nunmehr zumindest die wirtschaftliche Situation des Letztverbrauchers und seines Wirtschaftszweiges bei der Entscheidung zu beachten ist. Allerdings ist uns sehr wohl bewusst, dass der vergleichsweise „weiche“ Wortlaut große Interpretationsspielräume lässt.

Anmerkungen zu Artikel 2: Änderung des Strompreisbremsegesetz (StromPBG)

Allgemeine Anmerkungen

Während für Wärmepumpen gemäß **§ 5 Absatz 2 Satz 6** die Möglichkeit besteht, dass eine Schätzung des Stromverbrauches nach den Vorgaben nach Satz 3 bereits dann erfolgt, wenn ein voller Kalendermonat nach dem 31. Dezember 2021 verfügbar ist, müssen Entnahmestellen für sog. Baustrom erst eine Verbrauchshistorie von 3 Monaten nachweisen, bevor sie Entlastungszahlungen erhalten. Hier ist dringend nachzubessern, in dem in Satz 6 folgende Passage (rot dargestellt) eingefügt wird: „Für Netzentnahmestellen, an denen eine elektrisch angetriebene Wärmepumpe in Betrieb genommen wird bzw. für Netzentnahmestellen, die der Baustellenversorgung dienen, die über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist...“. Alternativ könnte ein neuer Satz am Ende des § 5 Absatz 3 eingefügt werden: „Gleiches gilt für Netzentnahmestellen, die der Baustellenversorgung dienen.“

Hintergrundinformation aus der Praxis:

Eine Baustelle beginnt z. B. am 15. März 2023. Das Unternehmen beantragt einen Stromzähler beim Versorger vor Ort. Der Stromzähler wird vom Monteur des Versorgers eingebaut, und ein Wandlungsfaktor wird festgelegt. Die Laufzeit der Baustelle beträgt zwischen 1 Monat und 2 Jahren, je nach Baustellengröße und Auftragsvolumen. Die Verbräuche variieren zwischen 20.000 und 300.000 kWh und werden u.a. davon beeinflusst, ob im Winter geheizt werden muss, damit die Gewerke weiterarbeiten können, ob Trocknungsmaßnahmen notwendig sind oder wie viele Kräne sich auf der Baustelle befinden. Der Verbrauch steigt normalerweise kontinuierlich an.

Es wird angeregt, dass entweder im Gesetzesentwurf zu **§ 37 (Arbeitsplatzerhaltungspflicht)** bzw. in der Begründung Klarstellungen zu folgenden Fragen aufgenommen werden:

- Sind auch im Ausland beschäftigte Arbeitnehmer im Rahmen der Arbeitsplatzerhaltungsquote von 90 Prozent im Vergleich zum 1. Januar 2023 nach § 37 StromPBG zu berücksichtigen?
- Wie wirken sich Unternehmenskäufe und -verkäufe auf die 90-prozentige Arbeitsplatzerhaltungsquote nach § 37 Abs. 1 S. 2 StromPBG aus?

Anmerkungen zu einzelnen Regelungen

Zu Nummer 21

Nummer 21 b) aa) zur Änderung von § 37 Absatz 4 Satz 2 Nr. 4:

Wir begrüßen, dass durch die Ergänzung der Nummer 4 bei etwaigen Rückforderungen im Zusammenhang mit der Nichterfüllung nunmehr zumindest die wirtschaftliche Situation des Letztverbrauchers und seines Wirtschaftszweiges bei der Entscheidung zu beachten ist. Allerdings ist uns sehr wohl bewusst, dass der vergleichsweise „weiche“ Wortlaut große Interpretationsspielräume lässt.

./.